



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA

Evaluación del potencial geotérmico del Campo Comitas en la Cuenca de Burgos

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Irving Torres Mata

DIRECTORA DE TESIS

Dra. Rosa María Prol Ledesma



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2021

ABSTRACT

In Mexico, most of the electricity production is generated by hydrocarbons, carbon, gas, and derivatives of petroleum, that energy, generated a lot of greenhouse gases causing damages to the environment. Changing the way to produce electricity by renewable energies, we can reduce the greenhouse gases production and their effects. Geothermal energy is one of the most efficient electric power plants because, it has the best plant capacity factor with around 90%, and low or null emissions of greenhouse gases. Mexico has a great potential around all the country and, there have development some geothermal fields.

One of the most important petroleum areas, in Mexico is Burgos Basin, that have high gas production and some wells presents condensed oil. The Burgos Basin have a geological condition to store fluids, like water, gas, condensate and brine, also has a geothermal gradient between 40 and 70°C/km, that conditions are present the Basin like a geothermal resource and it can produce electricity by binary power plant.

Comitas field has Wells with depths between 2000 and 3000 meters, in that deep we can find high temperatures like 120°C and 180°C. The geological conditions and the existing temperatures could be assessment to a volumetric method. In this thesis we propose Comitas field like a geopressured geothermal field and use a reformulated volumetric method by Garg and Combs to assessment the field, further a Montecarlo method was applied to get a probabilistic enhanced of the field and their possible production of electric energy. At the experiment we get a Probability Distribution of about a P90 of 0.8 [MW], P50 4 [MW] and or P10 11[MW], where, the most probably occurrence results is the 4 Mw of electric production. The results were obtained by 100,000 iterations in the Montecarlo simulation, with PEMEX well information, thermodynamic tables by secondary fluid to binary power plant. The results would enable arise the electricity produce by renewable energies and reduce

the amount of greenhouses gases as well as produce cheaper energy whit Wells existing in the Burgos Basin.

RESUMEN

En México la producción de electricidad se realiza principalmente mediante la combustión de hidrocarburos, gas natural, carbón y derivados del petróleo, mismos que emiten grandes volúmenes de gases de efecto invernadero, causantes del cambio climático y sus efectos; por lo cual, la producción de energía eléctrica mediante el uso de fuentes de energía renovable es la solución principal para mitigar dichos efectos. Entre las fuentes de energía limpia, la geotermia es la que presenta el factor de planta más alto y además se cuenta con un potencial enorme a lo largo del país.

La Cuenca de Burgos es una de las provincias petroleras más importantes del país debido a las altas producciones de gas; además, cuenta con yacimientos de gas y aceites condensados. Adicional a esos recursos de hidrocarburos, la región posee características geológicas, como una amplia capacidad de almacenar fluidos y un alto gradiente geotérmico que se encuentra en un rango de entre 40 y 70 °C/km, lo que permite clasificarla como una provincia geotérmica capaz de producir electricidad mediante plantas de ciclo binario.

El campo Comitas, localizado en la Cuenca de Burgos, cuenta con pozos a profundidades entre 2000 y 3000 metros, los cuales permiten alcanzar temperaturas de producción de entre 120°C y 180°C aproximadamente. Con base en la información Geocientífica, los gradientes geotérmicos, las profundidades y las características petrofísicas, se evaluó el potencial del campo mediante la reformulación del método volumétrico de Garg y Combs en 2015 y se incluyó una simulación de Montecarlo, lo cual permitió hacer un cálculo probabilístico del potencial de producción de electricidad en el campo Comitas. Los valores de P90 (probabilidad de 90% de ocurrencia) obtenidos fueron de 0.8 [MW], en P50 (probabilidad de 50%) fueron de 4 [MW], y P10 (probabilidad de 10%) fueron de 11 [MW]. Estos resultados se obtuvieron con una simulación de 100,000 iteraciones y

utilizando información publicada, correspondiente a pozos y estudios geológicos de PEMEX Eguluz de Antuñano, 2009, 2011, así como información de tablas termodinámicas del comportamiento de fluidos secundarios para una planta de generación eléctrica de ciclo binario.

El potencial eléctrico de la cuenca mostró que el Campo Comitas podría ser capaz de producir aproximadamente 4 MW de electricidad por medio de una planta de ciclo binario con Isobutano como fluido secundario, con lo cual la adición de ser posible a la red eléctrica abasteciendo a aproximadamente 4,000 familias, por otra parte, si el alcance a las instalaciones de distribución eléctrica no permiten distribuirla de manera eficiente es posible que dicho potencial sea utilizado en la electrificación de empresas aledañas o en la utilización de usos directos, ya sea en la deshidratación de frutas y verduras o como climatización, tomando en cuenta que el campo se encuentra en una zona con temperaturas climatológicas altas. De acuerdo con las ley de hidrocarburos y la ley geotérmica, la producción de fluidos geotérmicos en campos petroleros y la generación de electricidad con éstos no es posible legalmente.

AGRADECIMIENTOS

A mis Padres: A quienes agradezco todos los sacrificios y amor que brindaron en cada uno de los pasos que tuve como estudiante, a su ánimo y apoyo cada uno de los días en los que estuve en un aula. Jamás terminaré de agradecer todo el apoyo que ustedes me brindaron y los valores que inculcaron en mí para desarrollarme como persona y como profesional en la mejor universidad del universo.

A mis Hermanos: Homero, quien fue una de las principales inspiraciones, a quien vi desde la juventud trabajar con toda la perseverancia que en su corazón existía y que me enseñó que el trabajo y el exceso de esfuerzo siempre va a ser retribuido con los mejores regalos que la vida brinda, eres un estandarte para mí. Diego, quien hizo cada uno de los días de relajo el más divertido de la vida y que verlo crecer cada día es uno de los regalos más gratos de mi vida, a ti te agradezco la confianza y el amor que has tenido para escuchar cada palabra de dolor y alegría en mi vida, quiero verte triunfar todo el tiempo como hasta el día de hoy.

A mi Universidad: Quien me formó no solo como un profesional, sino como un hombre de valores y de calidad moral, quien está dispuesto a retribuirle cada momento con el trabajo el ejercicio de mi profesión para el desarrollo de mi país, y del planeta.

A la Dra. Prol Quien me tuvo la paciencia más grande del mundo y quien orientó mi camino de perdición dentro de un mundo de conocimiento, a quien me permitió conocer la grandeza de ser humano que es y a quien admiro mucho de manera profesional, es un orgullo trabajar con usted.

HIPÓTESIS: Con base en la información geocientífica recopilada durante la exploración y explotación de hidrocarburos (Eguiluz de Antuñano, 2009, 2011), se estima que las temperaturas prevalentes a profundidades de entre, 2500 y 3000 metros en el Campo Comitas, varían entre 120°C y 180°C, dichas temperaturas, son adecuadas para la producción de energía eléctrica con plantas geotérmicas de ciclo binario y es posible evaluar su potencial utilizando como metodología de evaluación del potencial energético el método volumétrico (Garg y Combs, 2015).

OBJETIVO GENERAL: Evaluar el potencial energético recuperable de los pozos petroleros abandonados o productores en el campo Comitas, enfocado a la producción de energía eléctrica mediante una planta geotérmica de ciclo binario.

OBJETIVOS PARTICULARES:

- Construcción de una base de datos: geológicos, de producción, profundidad, además de las características de la planta y su fluido de trabajo, que nos permitan conocer los parámetros necesarios para el cálculo de la energía eléctrica recuperable en el Campo Comitas.
- Calcular el potencial energético mediante el método volumétrico para ciclo binario aplicando la metodología propuesta por Garg y Combs (2015).
- Utilizar la simulación de Montecarlo para realizar el cálculo probabilístico de los valores obtenidos para las reservas del Campo Comitas.

JUSTIFICACIÓN:

La formación de la Cuenca de Burgos creó ambientes sedimentarios propicios para la formación de yacimientos de hidrocarburos, en su mayoría de gas seco, debido a la madurez térmica y a las condiciones de gradiente existentes en la cuenca. Actualmente se han medido gradientes geotérmicos entre 40 y 70 $[\frac{^{\circ}C}{Km}]$, dichos

gradientes, las condiciones estratigráficas y la producción de fluidos como agua y gas a temperaturas posibles de entre 120°C y 180°C, son factores que convierten a la cuenca en un prospecto geotérmico de gran interés para la producción de energía eléctrica. El campo Comitán, se encuentra en la cuenca de Burgos y cuenta con los pozos más profundos que alcanzan hasta 2000 y 3000 [m]. La disponibilidad de pozos productores o abandonados aunada a la presencia de elevados valores del gradiente geotérmico en el campo son factores que permitirán producir energía eléctrica mediante una planta de ciclo binario, misma que al adicionarse a la red eléctrica nacional permitirá desarrollar la industria local y regional, evitando la combustión de hidrocarburos para la producción de energía eléctrica, reduciendo así las emisiones de gases de efecto invernadero.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN.....	1
1. GEOTERMIA.....	4
1.1 Plantas de Ciclo Binario.....	6
1.2 Plantas de Generación Eléctrica	8
1.3 Panorama eléctrico	11
1.4 Cuenca de Burgos.....	14
2. ANTECEDENTES	16
2.1 Energía geotérmica en yacimientos petroleros	19
2.1.1 Plantas geotérmicas en pozos de aceite y gas	20
3. CAMPO COMITAS.....	23
3.1 Localización del Campo Comitas	23
3.2 Descripción Geológica.....	24
3.3 Formación La Yegua	25
3.3.1. Geología Estructural	27
3.3.2. Fuentes de calor del Campo Comitas	27
3.3.2. Play Geotérmico	29
4. METODOLOGÍA	31
4.1 Método Volumétrico	31
4.2 Método Volumétrico de Garg y Combs	33
4.2.1 Método Volumétrico de Garg y Combs para Ciclo Binario	37
5. ANÁLISIS Y RESULTADOS.....	39
6. CONCLUSIONES.....	46
7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	49

INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica es un servicio indispensable en el día a día de la población global, la demanda de este servicio aumenta año con año debido a la inmensa cantidad de actividades que se realizan mediante este tipo de energía. Es imposible pensar el desarrollo industrial, la distribución de señales de telecomunicaciones, o incluso la iluminación de cualquier país sin la electricidad. En México, su uso principal es para actividades terciarias, donde se engloban: hospitales, escuelas e instituciones gubernamentales (Secretaría de Energía-SENER 2015).

Este servicio depende en primera instancia de los hidrocarburos, principalmente utilizando el gas natural importado y el proveniente de los pozos petroleros, aunque también existen plantas que utilizan combustóleo, carbón e incluso diésel para generar electricidad; dichas plantas llevan el nombre de plantas convencionales y además de tener la particularidad de utilizar un combustible para generar electricidad también comparten las altas cantidades de gases de efecto invernadero emitidas hacia el ambiente. Además de las plantas convencionales, como mecanismo de generación eléctrica, existen las plantas de energías renovables o no convencionales, las cuales han sido desde ya varios años elementos clave para la mitigación del cambio climático, esto debido a que en la mayoría de los países la producción eléctrica es una de las actividades principales que emite gases de efecto invernadero (GEI). En México la generación eléctrica ocupó el segundo lugar en emisiones de GEI con el 24.1% según el Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC) en 2015.

La apuesta por las energías renovables es una opción que a largo plazo permitirá reducir o eliminar la dependencia de los combustibles fósiles, los cuales, además de las desventajas ambientales, tienen la particularidad de tener una volatilidad de su costo en el mercado (Flores-Espino, 2017). Por lo tanto, la

transición a energías renovables como la geotermia, eólica, solar y mareomotriz, son las apuestas globales factibles para erradicar el cambio climático y sus efectos.

En esta tesis, realizaremos una evaluación del campo petrolero llamado Comititas, esto mediante la información geocientífica recopilada durante la exploración y explotación de hidrocarburos de Eguiluz de Antuñano, 2009, 2011, donde se estima que las temperaturas a profundidades de entre 2500 y 3000 metros en el Campo Comititas, variarán entre 110°C y 180°C, dichas temperaturas son adecuadas para la producción de energía eléctrica con plantas geotérmicas de ciclo binario.

El Campo Comititas, con las temperaturas que el gradiente geotérmico y las profundidades de los pozos poseen, representan una oportunidad para desarrollar un campo geotérmico, evaluando el potencial mediante la reformulación del método volumétrico de Garg y Combs para ciclo binario. Para ello serán utilizados, una base de datos geológicos, de producción, profundidad, además de características de la planta de ciclo binario y su fluido de trabajo, también se utilizará una Simulación de Montecarlo para realizar el cálculo probabilístico de las reservas de potencial eléctrico en el Campo.

En el Capítulo 1 se describe la energía geotérmica, además de sus mecanismos de generación eléctrica, las ventajas y desventajas dentro del sector energético y la posibilidad de producir en el campo gasífero de Burgos.

En el Capítulo 2 Hablaremos de las plantas desarrolladas en campos petroleros, además de los proyectos mejorados y desarrollo tecnológico de la geotermia en el mundo.

En el Capítulo 3 describiremos la geología de la zona, localización y particularidades del Campo Comititas.

En el Capítulo 4 Se explican y ejemplifica el uso del método volumétrico para la evaluación de campos geotérmicos.

En el Capítulo 5 se realiza la evaluación del método volumétrico, se muestran los resultados y se realiza un análisis de la posibilidad de producción eléctrica en el campo.

En el Capítulo 6 se concluye el proyecto, sus ventajas, desventajas y su posible desarrollo a futuro.

1. GEOTERMIA

El término geotermia hace referencia al calor natural del centro de la Tierra, la cual es transferida a la superficie por conducción y convección (IGA) aunque también suele llamarse así al aprovechamiento de dicho calor en actividades como la generación de energía eléctrica, deshidratación de frutas, climatización, entre otras actividades (Santoyo et al., 2012). Dicho transporte de calor está representado por la ley de Fourier, la cual menciona que: el calor [q] a una profundidad específica será igual a la constante de conductividad térmica [K] multiplicado por el gradiente de temperatura $\left[\frac{dT}{dz}\right]$ ver ecuación 1. (Toht, 2017).

$$q = -k \frac{dT}{dz} \dots (1)$$

En el caso de la generación de energía eléctrica, a diferencia de los métodos convencionales, la geotermia figura como una opción limpia y confiable debido a que el mecanismo de generación es mediante la extracción de agua caliente y/o vapor del subsuelo. Las plantas geotérmicas en sistemas hidrotermales con temperaturas de yacimiento mayores a 180°C son llamadas plantas de flasheo; esta denominación se le da al efecto de separación del vapor al disminuir la presión y generar procesos de ebullición en el fluido geotérmico, una vez generada esa ebullición, el fluido se vaporiza hasta obtener una mezcla de fluidos líquido-vapor, en algunos casos únicamente vapor (IRENA 2017). Al llegar a superficie, los fluidos son dirigidos a un separador que conduce el vapor seco hacia una turbina y el líquido es inyectado al yacimiento mediante otro pozo. El fluido que sale de la turbina puede ser dirigido a una planta de ciclo binario o puede ser utilizado en usos directos de la geotermia. Después de pasar por la turbina y generar la electricidad, el vapor pasa a una torre de enfriamiento, ya sea por agua o aire, en la cual el fluido se condensa y pasa a estado líquido, con la finalidad de ser reinyectado al yacimiento mediante

un pozo de inyección y así volver a absorber el calor de la Tierra. Por otra parte, en los campos con temperaturas de yacimiento entre los 100°C y los 180°C, el fluido geotérmico no tiene la temperatura suficiente para ser utilizado en una planta de flasheo, por lo cual puede producir electricidad en una planta de ciclo binario que hace uso de un fluido externo al sistema llamado fluido de trabajo o fluido secundario, el cual debe tener una temperatura de ebullición menor que la del agua (IRENA, 2017). El fluido de yacimiento se extrae con pozos y se introduce en un intercambiador de calor que permite transferir el calor del fluido hidrotermal al de trabajo y éste alcanzará la temperatura de ebullición, con lo cual entrará en la turbina en forma de vapor para generar energía eléctrica; al finalizar el proceso, el fluido es enfriado en la mayoría de los casos mediante aire para que al encontrarse de nuevo en estado líquido regrese al intercambiador de calor y así realizar de nuevo el ciclo. El fluido de yacimiento es reinyectado una vez cedido el calor (DiPippo, 2013).

Las plantas de Flasheo y Binarias, son utilizadas en sistemas geotérmicos que cuentan con las siguientes características: una fuente de calor, un fluido que lleva el calor a superficie y un sistema de recarga; sin embargo, en el mundo, los sistemas convencionales han sido explorados y explotados en su mayoría, por lo tanto, la necesidad de aprovechar el calor proveniente del centro de la Tierra, condujo a los investigadores a desarrollar tecnologías que permitieran producir electricidad de campos con temperaturas menores a 100°C o en condiciones elevadas de presión y temperatura, tal es el caso de los sistemas de Roca Seca Caliente o los Sistemas de Baja Entalpía. Estas tecnologías llevan por nombre Sistemas Geotérmicos Mejorados o EGS (Enhanced Geothermal Systems) por sus siglas en inglés y representan el futuro del desarrollo geotérmico (IRENA 2017).

1.1 Plantas de Ciclo Binario

La mayoría de los campos geotérmicos desarrollados actualmente cuentan con la factibilidad de presentarse como recursos hidrotermales de alta entalpía, es decir, sistemas geotérmicos con presencia de fluidos dominados por líquido o vapor con temperaturas mayores a los 150°C, los cuales, en el caso de contar con fluidos y presión suficiente, tienden a ser desarrollados en mayor medida. Por otra parte, existen campos que cuentan con estructuras geológicas que propician el almacenamiento de fluidos y a su vez, cuentan con una fuente de calor que les permite alcanzar temperaturas menores a los 150 °C, los cuales, en el rango de 90°C a 150°C, son llamados sistemas de media entalpía y aquellos <90°C, sistemas de baja entalpía (Muffler, 1979). Dichos sistemas, no cuentan con la temperatura suficiente para que el agua o fluido geotérmico llegue a superficie en condiciones de saturación necesarias para satisfacer el gasto de vapor en la turbina para trabajar, por lo cual el desarrollo de plantas de ciclo binario representa una opción adecuada para el aprovechamiento de estos sistemas. Las Plantas Geotérmicas de Ciclo Binario son plantas de producción eléctrica que funcionan mediante un ciclo cerrado con un fluido de trabajo, el cual evapora y condensa a temperaturas mejores que el agua, es decir su temperatura de ebullición y su temperatura de condensación son menores que la del agua (Stober y Butcher, 2013). El fluido de trabajo tiene la función de obtener el calor proveniente de los fluidos geotérmicos, para así saturarse y entrar a una turbina como vapor seco y producir electricidad, una vez producida el fluido ingresa a una torre de enfriamiento (sistema de condensación), donde el fluido vuelve a su estado líquido para ser bombeado al sistema de cambio de calor, comenzando con el precalentador, lugar donde el fluido de trabajo entra al sistema y se encuentra en contraflujo con el fluido geotérmico el cual se dirige al pozo inyector, el fluido de trabajo una vez precalentado y en condiciones de saturación, asciende en contacto con el fluido geotérmico hacia el evaporador, lugar en el cual el fluido rebasa su punto crítico para ingresar a la

turbina como vapor seco y así, completar el ciclo como se muestra en la figura 1.1 (DiPippo, 2016; Toth y Bobok, 2017).

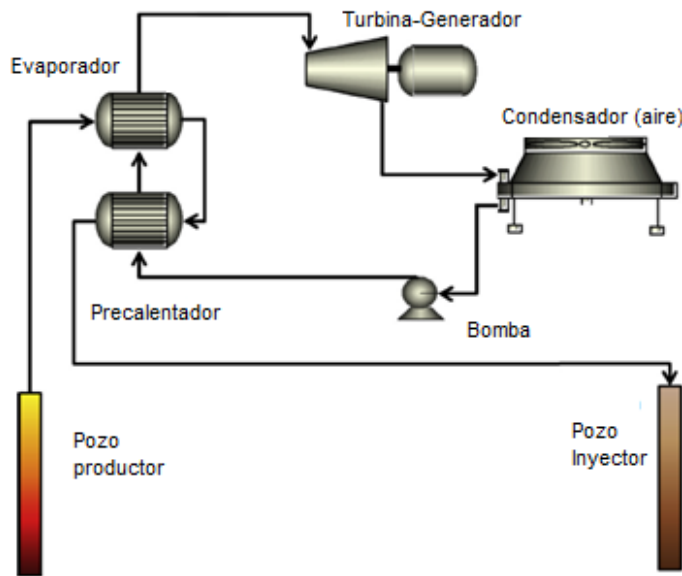


Fig 1.1 Ciclo binario simple, con enfriamiento por aire. (DiPippo 2012).

En la producción eléctrica, el Ciclo Rankine es el ciclo ideal para la generación eléctrica y en las plantas de ciclo binario el uso de dicho ciclo es utilizado con elementos distintos, pero con la misma esencia. En 2013 solo existían 2 sistemas que generaban energía eléctrica de plantas de

ciclo binario de manera comercial: Ciclo Rankine Orgánico (ORC, por sus siglas en inglés) y Kalina (Stober y Butcher 2013). El Ciclo Rankine Orgánico es llamado así debido a su fluido de trabajo, el cual consiste de un fluido orgánico (hidrocarburos aromáticos), principalmente Isobutano, mientras que el sistema Kalina utiliza una mezcla de fluidos, principalmente amoniaco y agua, ambos fluidos de trabajo realizan la función del ciclo cerrado referenciado en la figura 1.1, sin embargo en algunos casos se implementan tecnologías nuevas las cuales permiten incrementar el rendimiento de las plantas, tal es el caso de las plantas de ciclo binario Subcrítico Dual, el cual utiliza 2 turbinas, una de alta presión y otra de baja presión lo cual optimiza el rendimiento, o las plantas con mezclas distintas a la mezcla de amoniaco-agua, por ejemplo mezclas entre isobutano y hexano permiten tener aún mejor rendimiento (DiPippo, 2016; Stober y Butcher, 2013; Toht y Bobok, 2017). Actualmente solo son utilizados los sistemas Kalina con amoniaco-agua y el Ciclo Rankine Orgánico, el cual es el más utilizado en los sistemas binarios, esto se debe

a su mayor eficiencia a comparación del sistema Kalina, los cuales se muestran en la tabla 1.1.

Ciclo Rankine Orgánico	Kalina
<ul style="list-style-type: none"> • Extrae mayor cantidad de calor del fluido geotérmico. • Es más barata • Baja toxicidad y riesgo de control en su fluido de trabajo. 	<ul style="list-style-type: none"> • Tiene un mejor rendimiento al trabajar con temperaturas bajas. • Absorbe menor cantidad de energía térmica del fluido geotérmico, pero convierte el calor en trabajo con mayor eficiencia.

Tabla 1.1 Comparación entre tipos de Ciclo Binario. (DiPippo 2016)

Las plantas de ciclo binario han tomado gran fuerza en el mundo y del total de las plantas geotérmicas el 47% son de ciclo binario, generando el 14% de electricidad total producida por sistemas geotérmicos en el 2016 (DiPippo, 2016).

1.2 Plantas de Generación Eléctrica

En comparación con las plantas eléctricas convencionales, ambas plantas tienen la ventaja de emitir muy bajas cantidades de gases de efecto invernadero, en el caso de las plantas de ciclo binario la emisión de GEI es nula, como se puede ver en la tabla 1.2 donde las plantas convencionales, por ejemplo, carbón, diésel o combustóleo (aceites) e incluso las turbinas de gas generan más de 10 veces la cantidad de CO_2 , e incluso podemos observar que las emisiones de las plantas de ciclo binario son nulas. (IRENA, 2017; DiPippo, 2013).

Tipo de planta	CO₂ [kg/MWh]	SO₂ [kg/MWh]	NO_x [kg/MWh]
Carbón	994	4.71	1.955
Aceites	758	5.44	1.81
Turbina de Gas	550	0.099	1.343
Flasheo hidrotermal	27.2	0.1588	0
Ciclo Binario	0	0	0

Tabla 1.2 Emisiones de dióxido de carbono en plantas de generación eléctrica. (DiPippo, 2012).

En comparación con las plantas de otras energías renovables, las plantas geotérmicas tienen ventajas ambientales que las hacen despuntar ante todas las opciones y es que además de ser una fuente de energía eléctrica con muy bajas emisiones de gases de efecto invernadero, la energía geotérmica tiene el factor de planta más alto de todas las plantas de generación eléctrica con el 90% en promedio, lo que quiere decir que en comparación con las otras plantas, las geotérmicas trabajan 24 horas al día, toda la semana, caso contrario de plantas eólicas y solares que dependen de las condiciones climatológicas para producir electricidad y tienen factores de planta de aproximadamente 30% (DiPippo, 2012). Otra ventaja es que en comparación con todas las plantas de generación eléctrica las plantas geotérmicas ocupan un área menor para realizar sus actividades, si comparamos con las plantas solares, las plantas geotérmicas utilizan solo el 5% del espacio de una planta solar térmica y tan solo el 2% de una planta Fotovoltaica. En el caso de las plantas carboeléctricas, es necesario realizar una mina a cielo abierto, la cual tardaría hasta 30 años, y se requeriría de 30 a 35 veces el tamaño de una planta geotérmica para producir la misma cantidad de MWh, sin mencionar la cantidad de gases y sólidos contaminantes que ésta genera (DiPippo, 2012). Por último, el uso de la energía geotérmica tiene la ventaja de reutilizar el calor de los fluidos producidos, una vez que el agua cumple la función de generar energía eléctrica, este calor que conserva el fluido o calor remanente puede ser reutilizado

para generar más energía eléctrica mediante la implementación de un doble flasheo, o adicionar una planta de ciclo binario a una de flasheo singular, una vez realizado el proceso, el fluido con el calor sobrante puede ser utilizado para infinidad de industrias, por ejemplo la industria alimenticia en la deshidratación de alimentos, secado de cemento, pieles y por último el calor puede ser utilizado en invernaderos termales de frutos como jitomates, lechugas o granjas de peces y camarones tal es el caso de Wairakei, en Nueva Zelanda (Llopis, 2010; DiPippo, 2012).

Además de los impactos ambientales, el costo de producción de la energía geotérmica es mucho menor que el de los combustibles fósiles, como se muestra en la tabla 1.3. Es necesario enfatizar, que el precio de producción con los

Tipo de planta	Costo [\$/MWh]
Ciclo Combinado (gas)	56.4
Ciclo Combinado Avanzado (gas)	55.8
Eólica (en continente)	50.9
Solar (Fotovoltáica)	58.2
Geotermia	46.2

Tabla 1.3. Costo en dólares para cada planta de generación eléctrica.

combustibles fósiles no incluye la reparación del daño ambiental ni los costos que se deberían incluir por captura de carbono.

En México, para subsanar los altos costos de producción de energía eléctrica por la CFE que requieren de un subsidio con un monto de casi 1% del PIB, se implementaron las subastas de energía eléctrica para CFE, que tuvieron mucho éxito en proporcionar energía limpia y a bajo costo. La Primera Subasta Eléctrica (2015) CFE adquirió 2,058 MW y los precios promedio fueron de 47.78 dólares por MWh.

- Solar \$45.15/MWh
- Viento \$55.39/MWh

Para la Segunda Subasta Eléctrica (2016) CFE adquirió 2,871 MW y los precios fueron:

- Solar \$31.9/MWh
- Viento \$35.8/MWh
- Geotermia \$37.3/MWh

Por último, en la Tercera Subasta Eléctrica (2017) CFE adquirió 2,562 MW, los precios promedio fueron \$20.57/MWh (un mínimo de \$17.70/MWh)

- Solar \$21.83/MWh
- Viento \$19/MWh

Hoy en día, las subastas se han cancelado y se planea dejar de adquirir energía barata y limpia, de tal forma que CFE distribuirá energía más cara y producida fundamentalmente con combustibles fósiles y nuclear (SENER, 2019).

1.3 Panorama eléctrico

En la industria eléctrica mexicana el uso de combustibles fósiles sigue siendo el principal mecanismo de generación de energía eléctrica, combustibles como el carbón, combustóleo, diésel y principalmente el gas natural son los más utilizados según el Programa de Desarrollo Eléctrico Nacional (PRODESEN, 2019-2033) emitido por la SENER. Aproximadamente el 77% de la energía eléctrica del país se genera mediante la quema de los hidrocarburos mencionados, los cuales, al realizar la combustión, generan grandes cantidades de dióxido de carbono, causando un aumento en la acumulación de gases de efecto invernadero en la atmósfera, lo cual

contribuye al cambio climático, además de generar daños irreversibles a la salud de la población en la vecindad de las plantas eléctricas.

México se ha comprometido a luchar contra el cambio climático mediante políticas internas como la Ley de Transición Energética y acuerdos internacionales como el Protocolo de Kioto, el Tratado de París, siendo parte también de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) (PRODESEN, 2019-2033). Una de las políticas que se desarrolló tomando en cuenta los acuerdos para la mitigación del cambio climático es la regulación para la Transición Energética, en la cual se busca utilizar las energías renovables para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Dentro de la política de Transición la ley mexicana de cambio climático marcó como objetivos aumentar la participación de las energías de un 25% al 2018 a un ambicioso 30% al 2021 y 35% al 2024, generando electricidad mediante energías renovables; plantas hidroeléctricas, eólicas, geotérmicas, fotovoltaicas o solares y mediante bioenergía. México también se comprometió a reducir emisiones de GEI en 30% en 2020 y 50% en 2050.

En el caso de la geotermia como mecanismo de transición energética, es importante señalar la enorme cantidad de recursos geotérmicos con los que cuenta el país. Actualmente se encuentra dentro de los primeros lugares a nivel mundial con una producción de 971 MW, que lo colocan en el sexto lugar (IRENA, 2016). Durante la reforma energética en México, se propuso realizar 74 proyectos de carácter geotérmico donde se planteaba aumentar en 900 MW la producción de energía geotermoeléctrica para 2029, con 13 proyectos de exploración, 5 licencias de producción divididas entre la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y empresas privadas las cuales además de ya tener participación en 2016 con la entrada en producción del Campo de El Domo de San Pedro, ahora tendrían también la oportunidad de trabajar en conjunto con CFE, incentivando así el mercado geotérmico (Flores- Espino, 2017). Por otra parte la ampliación de proyectos

geotérmicos en los últimos años han ido descendiendo e inclusive, campos como Cerro Prieto ha disminuido su producción en los últimos años debido a las caídas de presión y a la sobreexplotación del yacimiento, reduciendo así la contribución geotérmica de 2.7% en la producción total de electricidad en 2016 a 1,7% en 2018 y, además, los únicos proyectos de desarrollo para campos fueron otorgados para Los Azufres, con un aumento en 25 MW y en Los Humeros 27 MW; se planea que estén terminados para 2024 (PRODESEN 2019-2033).

Dentro de la industria geotérmica, las políticas juegan un papel fundamental, esto debido a que en general los proyectos geotérmicos tienen inversiones iniciales muy altas, sumado a eso el riesgo de que si no se realiza un buen trabajo de exploración, los pozos exploratorios pueden no tener un alto porcentaje de éxito, para lo cual es necesario una adecuada exploración del campo, para poder tener la mayor cantidad de datos de buena calidad, los registros geofísicos y la geoquímica resultan un factor importante dentro del proyecto, y la perforación de pozos representa el mayor riesgo, además de ser, uno de los más costosos con un 20% para plantas de flasheo y 30% para plantas de ciclo binario, de acuerdo a la información de la Comisión Europea (IRENA, 2017). Es importante señalar que México es un país petrolero y el uso de su maquinaria de perforación se rige bajo los costos de la producción de petróleo; por lo cual, el costo y la disponibilidad de los equipos de perforación representa una dificultad para el uso geotérmico. Como propuesta para mitigar los riesgos dentro de los proyectos geotérmicos, la SENER, la Banca Mexicana, MUNICH RE, IDB, propusieron bajar el costo del acceso al capital para desarrollo geotérmico durante la perforación creando el Fondo Geotérmico de Inversión o por su siglas en inglés (GIF), en donde en las etapas de mayor riesgo como la perforación y la producción se realizan préstamos a las empresas y en caso de que el proyecto no tenga éxito, el GIF cuenta con un seguro que regresará la tercera parte de la inversión total a la empresa (Flores-Espino et al., 2017), apoyando así el impulso a desarrollar proyectos geotérmicos.

1.4 Cuenca de Burgos

La Cuenca de Burgos es una cuenca sedimentaria ubicada al noreste del país, abarcando principalmente los estados de Tamaulipas y Nuevo León. Se encuentra en la frontera norte con los Estados Unidos, con quien comparte la cuenca con el estado de Texas, Golfo de México y colinda al oeste con la Cuenca de Sabinas-Picacho. La Cuenca de Burgos es una de las principales provincias productoras de gas seco, de hecho, provee el 16% del total de gas en el país, cuenta con 237 campos de los cuales los más productivos han sido: Reynosa, Monterrey, Culebra, Arcabuz, Arcos, Corindón, Fundador y Enlace. A pesar de la capacidad productiva del campo, las condiciones económicas en los últimos años no han sido favorables para el gas proveniente de la Cuenca, en primer instancia, el gas de la Cuenca de Burgos compite con el mercado gasífero de los Estados Unidos, el cual ofrece un precio más barato que el mexicano, llevando al país a importar gas estadounidense para la generación de energía eléctrica, la cual es el principal combustible con el que se genera electricidad (ciclo combinado 50%) (PRODESEN, 2019). Sumado a eso, la producción del campo ha ido declinando en los últimos 5 años como se puede ver en la figura 1.4, viendo panoramas oscuros para el futuro del mercado gasífero de la cuenca en materia económica (WEC México, 2010).

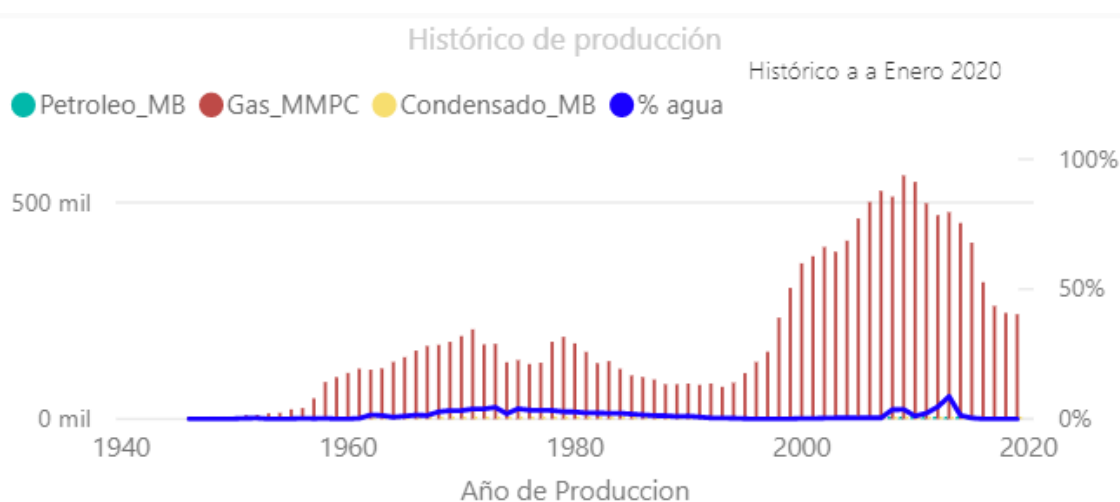


Figura 1.4. Historial de producción en el Campo Comitas para principios de enero 2020, (CNIH, 2020).

Por otra parte, la cuenca cuenta con un enorme potencial geotérmico a lo largo de su extensión, debido a que en el proceso de formación geológica, la estratigrafía de la cuenca no solo almacena gas, sino que también almacena grandes cantidades de agua y además, está dotada de gradientes geotérmicos altos, con promedios de entre 40 y 60°C/km, los cuales producen temperaturas mayores a los 100°C en el fondo de los pozos y son adecuadas para generar energía eléctrica mediante plantas de ciclo binario (Eguiluz y Antuñano, 2009; Xiaolei et al., 2018). Si este recurso térmico es aprovechado, se podría reducir el consumo de gas natural para producción de electricidad, o en su defecto, aumentar la producción eléctrica, lo que permitiría, reducir las importaciones de gas, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y a su vez generar empleos en la región promoviendo una mejora en la economía.

2. ANTECEDENTES

La geotermia es un recurso que ha sido utilizado desde hace miles de años, las aguas termales han sido utilizadas para actividades como la cocción de los alimentos, bañarse e incluso los indios americanos la utilizaban para problemas gastrointestinales (por su contenido mineral). A lo largo del tiempo, el uso del calor proveniente de la Tierra era utilizado para uso recreativo en su mayoría, aunque también fue utilizado en rituales espirituales, entre otras actividades, hasta que, en 1913, en la región de la Toscana, en Larderello, Italia, en la búsqueda de la extracción de boro en agua caliente encontrada en dicha región, se inicia la producción de electricidad por medio de una planta capaz de producir 250 kW (Stober y Bucher, 2013). Así fue como en los años subsiguientes, Japón (Beppu) en 1924 desarrolló una planta eléctrica pequeña. En Oregón, Estados Unidos, comenzaron a utilizar el agua caliente del subsuelo como sistema de calor en invernaderos en 1930. Posteriormente, en Nueva Zelanda (Wairakei) 1959, México (Pathé) y Estados Unidos (The Geysers) en 1960, se desarrollaron plantas con la finalidad de producir energía eléctrica, al paso del tiempo otros países fueron sumándose para desarrollar plantas geotérmicas alrededor del mundo (Llopis, 2008 ; Stober y Bucher, 2013). Actualmente la mayoría de los sistemas geotérmicos convencionales que son económicamente redituables están siendo explotados, teniendo ahora la necesidad de desarrollar tecnologías que permitan aprovechar los campos con condiciones no tan favorables como los convencionales.

Dos de los desarrollos tecnológicos más importantes en los últimos años son: el aprovechamiento de recursos de media-baja entalpía y sus usos directos y los sistemas Geotérmicos Mejorados (EGS, por sus siglas en inglés). El aprovechamiento de recursos geotérmicos de baja entalpía o temperatura, los cuales, además de la balneología, se utilizan como sistemas de climatización de casas habitación y edificios, de manera comercial, las llamadas Bombas de Calor Geotérmico (GHP, por sus siglas en inglés), las cuales hoy en día son las

encargadas de brindar calor a manera de sistemas de climatización en países de Europa, en su gran mayoría, también en Estados Unidos, Canadá, México, por mencionar algunos (Stober y Bucher 2013).

En los últimos años, el aprovechamiento del calor proveniente del fluido geotérmico fue utilizado dentro de las múltiples industrias, realizando actividades como:

- Secado: madera, cultivos, pescado y cemento.
- Destilación: industria licorera e hidrocarburos.
- Refrigeración: Bombas de calor por absorción, equipo de enfriamiento industrial.
- Deshidratación: Frutos y verduras.

Además de actividades como la desalinización del agua de mar, extracción de minerales que vienen disueltos en el agua geotérmica pero que precipitan en superficie como el boro y litio. En la Unión Europea el uso de bombas de calor es uno de los principales usos de la geotermia, reduciendo en gran medida el uso de electricidad producida con hidrocarburos por los aires acondicionados. Un ejemplo de usos directos es Islandia, donde el 90% de las casas cuentan con un sistema de calefacción mediante energía geotérmica, y en Alemania se plantea un proyecto en el cual se busca proporcionar calor a todo el distrito de Múnich mediante el calor geotérmico encontrado en la cuenca de Molase, esto se planea realizar para 2040, lo cual representa un proyecto bastante favorable para el sector energético y tecnológico puesto que en Alemania el 50% de la energía eléctrica se utiliza para generar calor (IEA, 2019). En México, el Grupo IIDEA, ha desarrollado una planta deshidratadora de frutos en el campo del Domo de San Pedro, la cual es capaz de deshidratar 200 kg/día de fruta, usando el agua de desecho de la planta geotérmica; además, tanto la Universidad Michoacana en Morelia como los laboratorios del Politécnico de Mexicali, están siendo climatizados mediante la instalación de bombas de calor (IEA, 2019).

Por otra parte, los Sistemas Geotérmicos Mejorados, los cuales en un principio son asociados con los sistemas de Roca Seca Caliente o (HDR por sus siglas en inglés), son sistemas de rocas con baja permeabilidad que cuentan con una fuente de calor, pero el fluido geotérmico no es el suficiente como para ser desarrollado de manera comercial o bien, la permeabilidad es extremadamente baja (IEA, 2019). Dichos sistemas, han sido fuertemente apoyados actualmente en materia de investigación, políticas gubernamentales, tecnología y, sobre todo, capacitación técnica de manera internacional, esto debido a que sus fuentes de calor regularmente tienen temperaturas muy altas, que al combinarlas con un sistema de permeabilidad artificial como el fracturamiento hidráulico permitirían producir grandes cantidades de electricidad. En Reino Unido desarrollaron un proyecto aprovechando la permeabilidad de la falla de Porthtowan realizando un pozo de inyección a 2500m y uno de producción a 4500m, dicho proyecto llama mucho la atención debido al éxito en la inyección en la falla Porthtowan, la cual funge como un canal de flujo artificial que lleva el agua al yacimiento (IEA, 2019). Actualmente se realiza una investigación para el aprovechamiento de campos supercalientes, con temperaturas de más de 400°C, como ejemplos podemos mencionar las investigaciones realizadas por el Programa Horizon 2020 (Unión Europea) en campos profundos de Islandia con temperaturas muy altas, en los cuales las temperaturas de 427°C y profundidades de 4659m, condiciones que le dan al fluido un estado supercrítico y con muy alta entalpía. Por otra parte, a lo largo del mundo se han desarrollado investigaciones y equipos capaces de obtener energía eléctrica en pozos de gas y aceite, ya sea abandonados o productores, esto mediante el aprovechamiento del agua que coexiste con el hidrocarburo y en algunos casos tiene temperaturas suficientes para producir electricidad, este proceso se ha llevado a cabo en Estados Unidos, China, Italia, Reino Unido y Francia, con resultados de producción eléctrica aproximada de 1 MW (Xiaolei, Falcone y Alimonti, 2017; Lacket, 2020).

2.1 Energía geotérmica en yacimientos petroleros

La energía geotérmica tiene contacto con las estructuras geológicas existentes, los yacimientos petroleros no son la excepción y los fluidos que coexisten dentro del yacimiento, aceite, gas, agua y algunos otros gases absorben dicho calor. Los yacimientos petroleros generan grandes cantidades de agua o salmuera al formarse, la cual es extraída en la mayoría de los casos conforme el yacimiento va siendo explotado. Dicha agua puede tener temperaturas mayores a los 100°C, dependiendo de las propiedades del yacimiento y los fluidos, por lo cual, los campos de petróleo pueden aportar fluidos que permitan transportar el calor a la superficie a temperaturas favorables para ser aprovechado en la producción de energía eléctrica mediante plantas de ciclo binario.

En el mundo existen campos petroleros que hoy en día están produciendo energía eléctrica, desde el 2007 en Wyoming Estados Unidos se realizaron pruebas en el pozo NPR-3 buscando implementar una planta de ciclo binario para producir electricidad, hasta que en 2008 una planta de Ciclo Rankine Orgánico produjo electricidad con una capacidad instalada de 250KW, siendo esta la primera planta que produjo electricidad de un campo petrolero en el mundo. Con el tiempo esa planta siguió produciendo electricidad, en 2011, 1900 MWh habían sido producidos y en 2014 fue vendida a una empresa privada (Xiaolei et al., 2017).

Desde el punto de vista geotérmico, existen sistemas llamados Sistemas Geopresurizados, los cuales son sistemas geotérmicos con agua o salmuera sometido a presiones mayores a la carga hidrostática que se esperaría que el fluido tuviera, dichos yacimientos se encuentran principalmente en cuencas sedimentarias y están asociadas a yacimientos de gas y aceite. En México, la Cuenca de Burgos en el Golfo de México, cuenta con las condiciones de un sistema geopresurizado y ha sido explotado como campo de gas y condensado, pero hasta el día de hoy no

es considerado como un recurso geotérmico (Prol-Ledesma y Morán-Zenteno, 2019).

2.1.1 Plantas geotérmicas en pozos de aceite y gas

Así como Estados Unidos, varios países se han interesado en el uso del calor obtenido en los campos petroleros mediante los fluidos encontrados. Los campos petroleros, al agotar el yacimiento, producen en superficie volúmenes de agua en combinación con el hidrocarburo de manera gradual, produciendo mayores cantidades de agua en comparación con los hidrocarburos hasta el punto en el que la producción ya no es rentable. Muchas veces dichos pozos son sellados o abandonados, representando un costo adicional al proyecto debido a que por requerimiento ambiental es necesario aislar la zona, lo cual representa también un proceso de trámites legales relacionados con el terreno y las zonas aledañas, acatando la normatividad correspondiente. En otros casos, los pozos son utilizados como sistemas de recuperación secundaria, bombeando fluidos hacia el yacimiento para adicionar presión o temperatura (Xiaolei et al., 2017). En Francia el proyecto MEET ha planteado 2 mecanismos de aprovechamiento geotérmico:

CONVERSIÓN	COOPRODUCCIÓN
<ul style="list-style-type: none">•El cual una vez que deja de ser productivo para hidrocarburos, convierte los pozos petroleros en geotérmicos.	<ul style="list-style-type: none">•Produce petróleo, gas y agua, y a su vez el calor de la Tierra para su aprovechamiento.

Tabla 2.1.1. Desarrollo de proyectos geotérmicos en campos de petrolero y gas (MEET, 2020).

Ambos planteamientos pueden ser desarrollados si se encuentran las condiciones apropiadas para las plantas de ciclo binario, evitando las inversiones

hechas en la exploración y perforación de pozos, en comparación con los proyectos geotérmicos, procesos que representan alrededor del 50% del proyecto, además de darle mayor rendimiento económico al proyecto petrolero (MEET, 2020).

En Wyoming, Estados Unidos un pozo de aceite ubicado en el campo Teapot Dome, en 1926 fue desarrollado por el U.S. Department of Energy (DOE), el campo llegó a su punto máximo de producción en el año 1976, los estudios de yacimiento que fueron hechos permitieron conocer el gradiente del campo, el cual tenía un aproximado de 25°C/km y temperaturas de 110°C en algunos de sus pozos. Al producirlos pudieron obtener temperaturas de entre 80-90°C en cabeza de pozo, lo cual lo hizo un prospecto geotérmico y el DOE decidió utilizarlo para realizar una serie de pruebas con una planta de ciclo binario con la finalidad de obtener energía eléctrica. En 2008, en un pozo con 1524m de profundidad y una temperatura de 100°C en cabeza de pozo permitieron producir 250KW de energía eléctrica, esto mediante una planta de Ciclo Rankine Orgánico. Las instalaciones de producción de hidrocarburos fueron modificadas en instalaciones geotérmicas, aislando las tuberías para evitar pérdidas de calor y adicionando los componentes superficiales de generación (Xiaolei et. al., 2017).

En Huabei, China, un campo de aceite fue explotado durante 30 años, de los cuales los 15 primeros mantuvo el tercer puesto de producción en China con 27 pozos. Los estudios realizados permitieron conocer el gradiente del campo, el cual alcanzó los 35°C/km, teniendo temperaturas en yacimiento de aproximadamente 120°C. Cuando el campo solo producía el 3% de hidrocarburos, decidieron cerrarlo y en 2007, comenzó un proyecto con la finalidad de aprovechar el calor geotérmico proveniente del campo. En 2011 mediante el uso de una planta de ciclo binario, (CRO) se lograron producir 400KW (Xiaolei et al., 2017).

Años más tarde se realizaron investigaciones en otros campos con la finalidad de ampliar el potencial de desarrollo geotérmico, en Estados Unidos se

realizaron simulaciones para campos de gas abandonados en el Golfo de México, particularmente en Texas, donde los campos propuestos podrían alcanzar producciones de 1 a 5 MW, en pozos con temperaturas de cabezal de 130°C aproximadamente. En el Reino Unido, en 2018 la empresa Lagson Energy, desarrolló una planta binaria con una producción de 1MW, esto mediante pozos ubicados al sur, los cuales presentan condiciones de altas temperatura y presión, también llamados HT/HP. Dichos pozos contienen gradientes de entre 50 y 147°C/km dependiendo del campo en el que se encuentren, con pozos a profundidades de más de 5 km y presiones de hasta 16,750 psi, lo equivalente a 1,155 bar (Lacket, 2018).

Por último, en Francia un pozo de aceite y una planta de Ciclo Rankine Orgánico demostraron que es posible obtener electricidad de los fluidos producidos. En Arcachon, al sur de Francia, el 80% de las necesidades energéticas son cubiertas con energía geotérmica proveniente de pozos de petróleo de la empresa Vermillon Energy, la cual produce fluidos con temperaturas de alrededor de 70°C. En este caso la energía geotérmica también es utilizada en usos directos en la implementación de bombas de calor para la calefacción del sitio (MEET, 2020).

3. CAMPO COMITAS

El Campo Comitas es un campo gasífero, el cual cuenta con 120 pozos productores con profundidades de entre los 2000 y los 3000 metros, que, hoy en día, se encuentran produciendo gas y agua. El gradiente geotérmico de la zona, los datos petrofísicos y de pozo, permiten realizar una evaluación del método volumétrico mediante el método de Garg y Combs, propuesto en 2015. El campo Comitas comenzó a estudiarse como posible productor de gas en el año 2000, y en 2009 y 2011, los estudios publicados por Eguiluz de Antuñano, permitieron definir estratos con entre 50 y 100 m de espesor, producido por la caída del bloque de sedimentos procedentes de los sistemas de fallas lístricas, particularmente en el campo Comitas por las fallas J y N. Su formación sedimentaria es proveniente de un ambiente deltaico en el que coexisten areniscas y lutitas en una trampa estratigráfica-estructural, en la cual, los procesos de fallamiento, el ascenso del basamento y los domos de arcilla provocaron un gradiente geotérmico de entre 40 y los 50 °C/km en la región perteneciente al campo (Eguiluz de Antuñano, 2009).

3.1 Localización del Campo Comitas

El Campo Comitas se encuentra en los estados de Nuevo León y Tamaulipas, cuenta con una extensión de 39 km (CHN), en los cuales existen pozos y sistemas de conducción de fluidos, aunque en estudios anteriores de PEMEX, al campo se describe con un área de 96 km distribuidos entre los dos estados, las coordenadas geográficas responden una latitud de 25.7549349 y una longitud de -98.609181. El campo Comitas se encuentra a aproximadamente a 72km de la ciudad de Reynosa Tamaulipas cercano a la carretera que va de Monterrey a Reynosa, siendo esta última la ciudad más poblada cercana a el campo Comitas, lo cual tiene alta

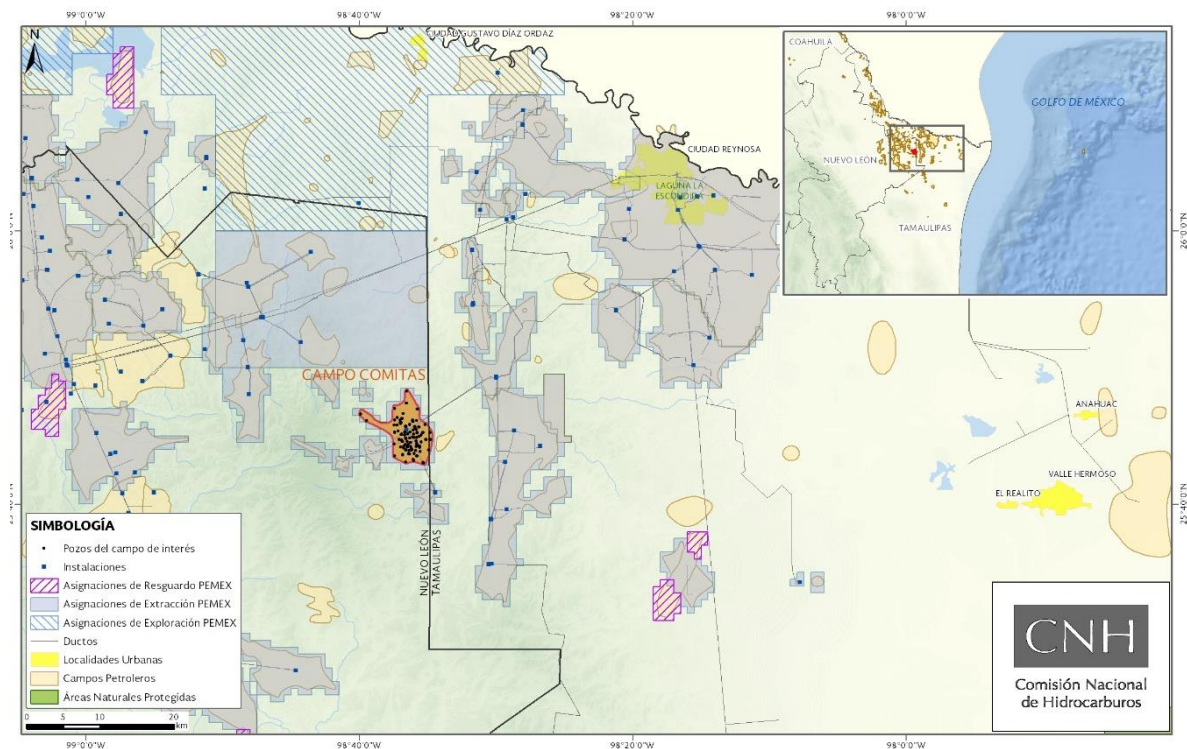


Fig. 4 Campo Comitas 2020, distribución e instalaciones. Información obtenida de CNIH 2020.

importancia debido a la posible distribución eléctrica o el posible desarrollo de usos directos de la geotermia para este sector. Además de contar con una estación de producción y distribución de gas.

3.2 Descripción Geológica

El campo Comitas se encuentra dentro de una de las formaciones más importante de manera productiva en la Cuenca de Burgos, corresponde a la Formación Yegua superior, la cual contiene depósitos de sedimentos procedentes del Eoceno y Oligoceno depositados en un ambiente de relleno de cuenca, el cual se encuentra depositada sobre la formación Queen City y contiene un sello arcilloso proveniente de la formación Jackson (Eguiluz de Antuñano, 2009).

En la Figura 3.1, podemos observar cómo el Campo Comitas se encuentra dentro de la formación Yegua superior, bloque que fue sumergido mediante la caída del bloque producido por la falla J, formando una capa gruesa tanto en la formación Yegua, como en su subsiguiente Jackson. Esta figura fue realizada mediante la correlación de registros geofísicos, rayos gamma, resistivos y de porosidad los cuales fueron recopilados del estudio de Eguiluz de Antuñano en 2009 y 2011.

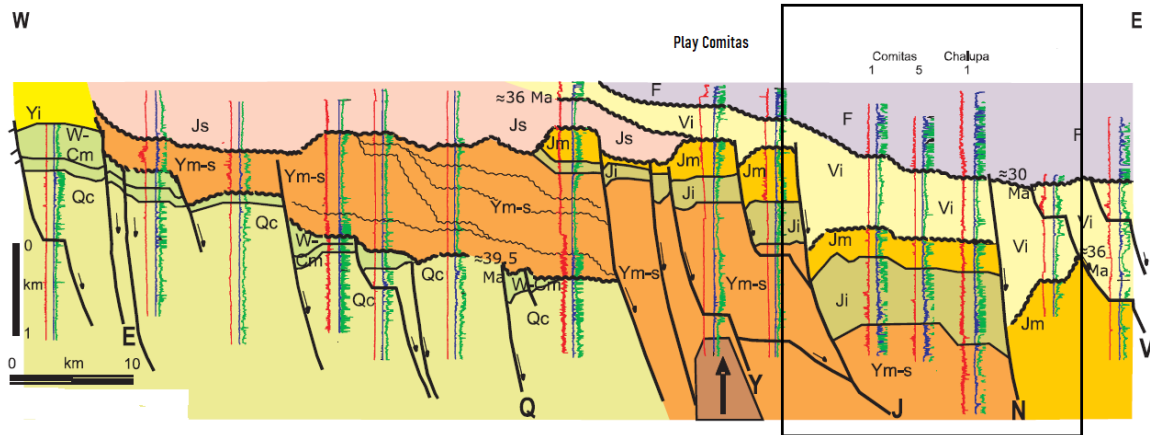


Fig. 3.1 Correlación de registros de la sección correspondiente al Campo Comitas. Tomado y Modificado de Eguiluz en 2011.

3.3 Formación La Yegua

La Formación Yegua, perteneciente a la Cuenca de Burgos, está formada por un exceso de sedimentos aportados una vez formada la Sierra Madre Oriental (SMO), la cual tuvo como consecuencia una discontinuidad en 39.5 MA la cual sepultó una parte de la formación y a su vez, fungió como base para los depósitos de sedimentos posteriores dentro de la formación, generando acumulaciones de rocas con espesores de entre 50 y 250 m, mismos que sirvieron como almacén de hidrocarburos y agua (Eguiluz de Antuñano, 2009) . Los depósitos de la formación yegua, mismos qué, provienen del Paleoceno, Eoceno y Oligoceno formaron 3 sistemas diferentes de ambientes de depósito, HST (High Stand Track) el cual se encuentra por debajo de la discontinuidad y es llamado Yegua Inferior (Yi), Un

ambiente de relleno de cuenca o (LST), llamado Yegua Media (Ym), y una zona de relleno de cuenca, el cual fue denominado como Yegua superior (Ys), el cual cuenta con características similares de progradación y relleno de cuenca como la Yegua Media, por lo cual en algunos registros y diagramas coexisten entre sí, y que al depositarse fueron ganando terreno al mar, haciendo que la línea de costa fuera migrando hacia la cuenca. Este aporte de sedimentos detríticos, los cuales son aportados por sistemas deltaicos, desembocaron en la costa de la Cuenca de Burgos, formando ambientes de transición y marinos con formaciones de areniscas y lutitas intercaladas, las cuales sumadas a un periodo de formación de estructuras geológicas extensionales como Fallas lítricas, y pequeños anticlinales, hicieron que la formación yegua tuviera un relleno mayor en este periodo de tiempo. La caída de los bloques y el exceso de sedimentos hicieron que los estratos de almacenamiento fueran más grandes y propicios para la producción de hidrocarburos, mismos que al presentar un sello de lutitas aportado por la formación Jackson, hicieron atractiva la formación Yegua para su estudio y explotación de gas en sus años posteriores (Eguiluz de Antuñano, 2009).

Dentro del ámbito geotérmico, la formación Yegua tiene un especial interés debido a las altas temperaturas que aportan los campos formados durante el Eoceno principalmente, esto debido a que dentro de dichos campos los gradientes geotérmicos tienen valores anormales de entre los 40 y los 60 °C/km, además de sistemas de producción con una gran cantidad de pozos que conectan fluidos a temperaturas que podrían utilizarse como fluidos geotérmicos en el desarrollo de plantas eléctricas binarias o usos directos de la geotermia para calefacción, con la ventaja de que en dicha zona existen temperaturas altas. El aprovechamiento de dichos fluidos permitiría varios posibles resultados, como: aumentar la capacidad eléctrica de la zona, reduciendo la importación de electricidad en zonas fronterizas como Reynosa, por otra parte al desarrollar sistemas de calefacción habría menor consumo de energía eléctrica en la región, la cual, representa uno de los principales factores de consumo de energía eléctrica y además, el agua caliente podría

utilizarse en el secado de cemento, deshidratación de fruta o papel, dependiendo de las temperaturas de producción de los pozos y los desarrollos industriales y agrícolas locales (PRODESEN 2019-2033) (DiPipo, 2012).

3.3.1. Geología Estructural

En general el campo Comitas no cuenta con algún elemento tectónico activo, pero algunos de los elementos estructurales que afectaron a la cuenca de Burgos, generaron deformaciones cercanas al campo. La deformación del basamento de la cuenca fue el responsable del ascenso de diapiros de arcilla, además de generar anticlinales, generaron ambientes sedimentarios con gradientes geotérmicos anómalos, que aportan calor a los fluidos tanto del campo, como de los campos aledaños pertenecientes a depósitos del Eoceno, lugar donde se presentan los mayores gradientes geotérmicos. Sumado a los diapiros, el campo sufrió el efecto de estructuras extensionales como fallas de expansión (lístricas), como son: la falla J (Jackson) y la falla N (Neogeno), la cuales limitan el campo y funcionan como sellos laterales (ver figura 3.1). Otros elementos estructurales que tuvieron lugar en la Cuenca de Burgos son el Lineamiento del Río Grande, Cinturón Plegado del Este y el Arco del Salado, mismos que tuvieron su aparición durante el Cenozoico (Eguiluz de Antuñano, 2009,2011).

3.3.2. Fuentes de calor del Campo Comitas

El Campo Comitas y la cuenca de Burgos en general, han tenido aportes de calor de diferentes fuentes. A pesar de no contar con una estructura tectónica activa o alguna intrusión magmática, la formación de la cuenca y los procesos estructurales aledaños, propiciaron el calor suficiente para que el gradiente geotérmico se comporte de manera anómala (Eguiluz de Antuñano, 2009). Los elementos geológicos y estructurales que adicionan calor a la cuenca están relacionados a 2

procesos; la geopresurización del campo y los procesos estructurales que deformaron la cuenca al ocurrir la deformación Larádime.

La geopresurización es provocada por un aumento de la presión que es mayor a la presión hidrostática, esto a causa de una aportación mayor a la usual de sedimentos detríticos a la formación, lo cual adiciona una fuerza de depositación, sumado a la presión de poro que ejercen los fluidos saturados en los estratos al no filtrarse de manera vertical o lateral en el proceso de sedimentación, como se muestra en la Figura 3.3.1, donde los estratos mantienen su contenido en fluidos durante su sedimentación, generando así condiciones anómalas de presión y temperatura. El calor es generado debido a que los estratos contienen mayor cantidad de agua o salmuera, el líquido, al no migrar del estrato depositado cuenta con una menor conductividad térmica (donde la capacidad calorífica volumétrica del agua es de 4.2[kJ/kg°C] y de la arenisca es de 2.4 [kJ/kg°C]), logrando que el calor proveniente del centro de la tierra disipe lentamente dicho calor hacia la superficie, propiciando el efecto de almacenamiento de calor (Hunt, 1981).

El calor es generado debido a que los estratos contienen mayor cantidad de agua o salmuera, el líquido, al no migrar del estrato depositado cuenta con una menor conductividad térmica (donde la capacidad calorífica volumétrica del agua es de 4.2[kJ/kg°C] y de la arenisca es de 2.4 [kJ/kg°C]), logrando que el calor proveniente del centro de la tierra disipe lentamente dicho calor hacia la superficie, propiciando el efecto de almacenamiento de calor (Hunt, 1981).

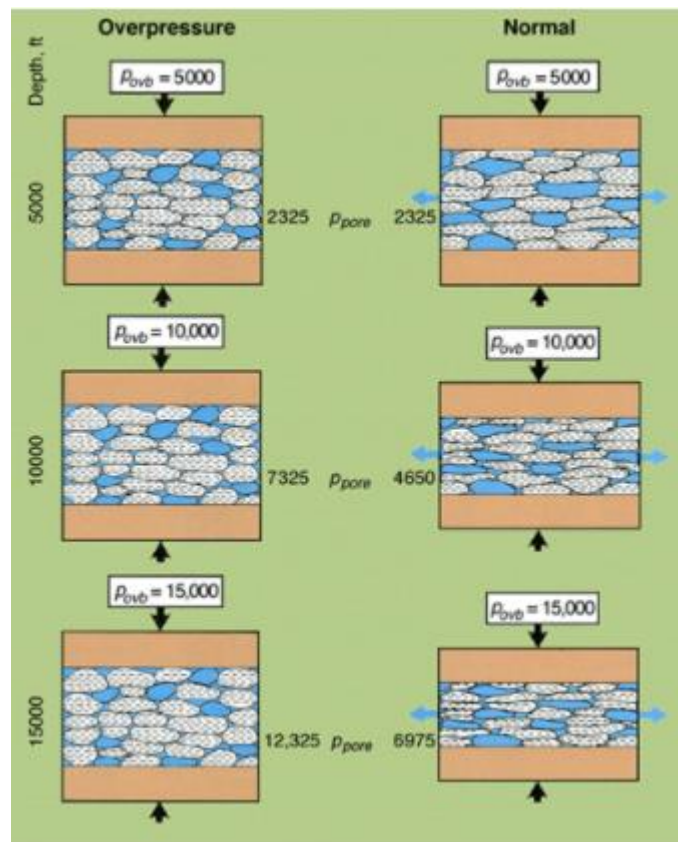


Figura 3.3.1. Esquema de Geopresurización. Tomado e Schulmberger Glossary. <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/terms/o/overpressur>

logrando que el calor proveniente del centro de la tierra disipe lentamente dicho calor hacia la superficie, propiciando el efecto de almacenamiento de calor (Hunt, 1981).

Estructuralmente la Formación Yegua y en general la Cuenca de Burgos, no cuenta con actividad tectónica, ni con presencia de vulcanismo cercano, por lo cual

los gradientes de temperatura anómalos no responden a un sistema hidrotermal asociado a vulcanismo, sin embargo el ascenso de la sierra Madre Oriental, durante la etapa de la formación Laramide, provocó el ascenso del basamento, generando un desacoplamiento de los estratos de la cuenca y provocando además el ascenso de Diapiros de sal del Jurásico, y ascensos de Diapiros de Arcillas. Los Diapiros de Arcilla, son un mecanismo de transporte de calor debido a que al ascender de profundidades con mayor temperatura en relación con los estratos superiores abren planos de conducción de calor, los planos de los diapiros son las superficies de contacto con los estratos profundos y así, los estratos superiores obtienen el calor cedido de la profundidad de los diapiros (Eguiluz, 2009; Hunt 1981).

Por último, la profundidad representa un adicional de calor, en el Campo Comitas, esto debido a que el gradiente geotérmico entre mayor profundidad tenga yacimiento, mayor cercanía tendrá con el centro de la tierra, que es la fuente de calor, por lo tanto, el gradiente en el Campo Comitas de entre 40 y 50 °C/km y la profundidad de los pozos de 2500 a 3000 metros permiten inferir temperaturas altas con relación a campos someros con el mismo gradiente.

3.3.2. Play Geotérmico

La depositación de sedimentos detríticos y los espesores producidos por la caída de los bloques, al generarse las fallas lístricas, fueron los factores que crearon las rocas almacén, tanto en el Campo Comitas, como en toda la formación de la yegua. Dichas fallas, fueron factor importante para generar plays, tanto petroleros como geotérmicos. En el caso del Campo Comitas, se encuentra en un play denominado como Geopresurizado, el cual consta de una combinación de gas hidrocarburo y agua contenido en areniscas y lutitas sobrepresionadas por acción del depósito excesivo de sedimentos, los cuales añadieron presión a los fluidos de la cuenca. Dichos fluidos están limitados en su parte superior por las lutitas de la formación Jackson, la cual funge como roca sello, y en la parte lateral, las fallas J y N, son las

encargadas de entrapar los fluidos de manera lateral debido al sello provocado por el fallamiento (Eguiluz de Antuñano, 2009). Los fluidos almacenados corresponden a gas seco y agua de acuerdo con los registros de producción de CNIH y el gradiente geotérmico que se registra en el Campo es de entre 40 y 50 °C/km de acuerdo con la información aportada por Eguiluz de Antuñano, por lo cual, son favorables para el posible desarrollo geotérmico de la zona y qué de acuerdo con las categorías definidas por el proyecto MEET (ver tabla 2.1.1) ambos casos de desarrollo geotérmico pueden ser llevados a cabo, por ejemplo: conversión, utilizando los pozos abandonados por baja o nula producción de gas o por otra parte, coproducción de ambos fluidos, en los pozos que se encuentren produciendo fluidos actualmente.

4. METODOLOGÍA

Los principales inconvenientes del desarrollo de energía geotérmica son los costos de inversión y la falta de financiamiento debido a los altos riesgos de fracaso en la producción, o la corta vida de la producción de fluidos. En el proceso de exploración y perforación de pozos son capturados datos geológicos, petrofísicos y geoquímicos que nos permiten inferir como es que el yacimiento se encuentra y como será su probable comportamiento. Una vez obtenidos estos datos, es posible realizar un estimado de cuál será la cantidad de energía eléctrica que dicho yacimiento puede producir, por lo cual es posible apoyarse de métodos estocásticos o probabilísticos tales como el Método Volumétrico (Garg y Combs, 2015). Dentro de los métodos más comunes, existen el modelado numérico de yacimientos, el método de Análisis de Curvas de Declinación, el método volumétrico, entre otros, además de que se propone que las combinaciones entre estos permitirían obtener mejores resultados, sobre todo en la etapa de producción (Sah, et. al., 2018).

La metodología utilizada en esta tesis se basa en la evaluación del potencial energético con el método volumétrico o “heat in place” de Cataldi and Muffler, de 1978, con una reformulación para un Ciclo Binario Simple propuesto por Garg y Combs en 2015.

4.1 Método Volumétrico

Este método calcula la cantidad de calor contenida por un volumen de roca definido como el volumen del yacimiento y se calcula utilizando los datos procedentes de los estudios del yacimiento como geofísica, litología y petrofísica. El calor contenido se obtiene mediante una combinación de estimados de variables como Temperatura, área, espesor, factor de recuperación entre otros, para predecir la cantidad de energía calorífica almacenada.

El calor de roca es calculado como:

$$q_R = V\rho c (T_R - T_r) \dots (2)$$

Donde, q_R = calor del sistema geotérmico

V = Volumen del yacimiento geotérmico

T_R = Temperatura del Sistema

T_r = temperatura de referencia.

Este calor contenido es en teoría el calor total que debería ser recuperado en superficie, esto en la mayoría de los casos no sucede, por lo cual los autores propusieron un factor de recuperación, el cual considera que, no todo el yacimiento está cubierto con fluidos y aunado a eso no todos los fluidos pueden llegar a superficie (Muffler, 1979). Matemáticamente dicho factor es representado como la relación entre el calor obtenido en cabeza de pozo (q_{WH}) entre el calor del yacimiento (q_R):

$$Rg = \frac{q_{WH}}{q_R} \dots (3)$$

Una vez determinado el contenido de energía calorífica que es posible convertir en energía mecánica, que posteriormente será energía eléctrica, se calcula la máxima cantidad de trabajo que es posible obtener de la cantidad de energía térmica obtenida o Trabajo Máximo, "Available Work" por sus siglas en inglés, el cual se calcula mediante un balance energético entre los fluidos geotérmicos,

$$WA = \Delta H - T\Delta S \dots (4)$$

Donde H=Entalpía

T= Temperatura absoluta a los alrededores

S=Entropía

El ΔH representa la cantidad de energía liberada o absorbida por el sistema en un cambio de estado y $T\Delta S$ el gasto de calor generado al convertir el trabajo en calor (Muffler, 1979).

Una vez calculado el trabajo máximo, es necesario que la cantidad de trabajo máximo que es posible obtener, sea multiplicado por un factor llamado factor de eficiencia de conversión (η_u), el cual, permite agrupar todas las pérdidas de calor durante el transporte del yacimiento a la superficie; tales como pérdidas por fricción, pérdida en tuberías entre otras.

4.2 Método Volumétrico de Garg y Combs

El método volumétrico propuesto por Muffler y Catidi en 1978 ha sido revisado en varias ocasiones y en 2015 Garg y Combs realizaron la evaluación del potencial energético tomando en cuenta los ciclos de poder más simples, Flasheo y Ciclo Binario, donde las principales modificaciones son, el cambio de Temperatura de Referencia, la cual en el método de Muffler, era utilizado el valor de la temperatura en superficie promedio anual en Estados Unidos (15°C). En el caso de la propuesta de Garg y Combs las temperaturas de referencia están asociadas con el concepto de Temperatura de Abandono, término que se hace referencia a la temperatura a la cual un yacimiento geotérmico ya no puede producir electricidad. Los autores determinaron las temperaturas de abandono; en el caso de flasheo, la Temperatura del Separador funge como temperatura de abandono y en el caso de una Planta de Ciclo Binario, la Temperatura de Pinch Point, que es el punto en el cual se encuentra la menor diferencia de temperatura entre el fluido geotérmico y el fluido secundario, en el intercambiador de calor, además en su reformulación se adicionó una modificación al factor de utilización, el cual, dependerá de la etapa del proyecto en el que se encuentre (Garg y Combs, 2015).

El método de Garg y Combs estima la cantidad de energía calorífica del yacimiento geotérmico que es posible transformar en electricidad, basado en información proveniente de los estudios geológicos, geofísicos, geoquímicos y de pozo. Los valores inciertos o desconocidos deben ser estimados mediante funciones de densidad de probabilidad, temperatura, área, espesor y factor de recuperación, son mencionados en el método de Garg y Combs como parámetros inciertos, mismos que, utilizan variables aleatorias para obtener el comportamiento del yacimiento mediante distribuciones de probabilidad acumulada, aplicadas al método volumétrico. El método volumétrico se complementa utilizando la Simulación de Montecarlo, para evaluar las variables aleatorias generadas por las distribuciones de probabilidad, donde el bucle genera resultados por cada evento. La frecuencia de ocurrencia o la probabilidad acumulada es representada mediante una gráfica, la cual nos muestra las capacidades de generación posibles en el yacimiento (Garg y Combs, 2015).

Al realizar la evaluación en el yacimiento geotérmico mediante el método, es importante declarar la etapa a la cual se encuentra el proyecto geotérmico, esto para seleccionar el rango de valores que es necesario utilizar. Los autores dividen en 3 las etapas del proyecto; Exploración, Perforación y Producción, para las cuales determina los rangos de valores para el Factor de Recuperación (R_g) a utilizar. (Garg y Combs, 2015).

El método de Garg y Combs se realiza de la siguiente manera.

Considerando un yacimiento geotérmico con un volumen V . El calor almacenado en el yacimiento geotérmico es dado por:

$$q_R = V\bar{\rho}c(T_R - T_r) \dots (5)$$

Donde q_R = calor del sistema geotérmico

V = Volumen del sistema geotérmico (= AH)

A = Área

H = Espesor

T_R = Temperatura del Sistema

T_r = temperatura de referencia

$$\overline{\rho c} = \Phi S_l \rho_l c_l + \Phi S_g \rho_g c_g + (1 - \Phi) \rho_r c_r$$

Donde

$\overline{\rho c}$ = Capacidad calorífica volumétrica del fluido saturado en la roca

Φ = Porosidad

S_l = Saturación del Líquido

S_g = Saturación del Vapor

ρ_l = Densidad del líquido

ρ_g = Densidad del Vapor

c_l = Capacidad Calorífica del líquido

c_g = Capacidad Calorífica del vapor

c_r = Capacidad Calorífica de la roca.

Posteriormente se calcula $\alpha = R_g V \overline{\rho c}$.

Una vez calculada la cantidad de calor en yacimiento, Garg y Combs utilizaron el concepto de trabajo máximo disponible o WA, mediante la modificación de la ecuación de Exergía propuesta por Dipippo en 2008, dicha reformulación, permite obtener el trabajo máximo que es posible obtener con el calor del yacimiento para los ciclos de poder como Flasheo Simple o Ciclo Binario. Una vez calculado el Trabajo Máximo, es multiplicado por una constante que permite agrupar las pérdidas de energía dentro del proceso de transformación de energía térmica en trabajo, llamado Factor de Utilización o Eficiencia de Conversión (η_u), obteniendo así la cantidad aproximada de energía eléctrica que es posible obtener del yacimiento. (Mufler y Catidi, 1979; Williams, 2014).

$$E = W_A \eta_u \dots \dots \dots (6)$$

4.2.1 Método Volumétrico de Garg y Combs para Ciclo Binario

Al realizar una evaluación del método volumétrico en un yacimiento que cuenta con condiciones de temperatura óptimas para el desarrollo de una planta de Ciclo Binario Simple, la selección de un fluido de trabajo, las condiciones de presión a las cuales la turbina será diseñada juegan un papel importante para el desarrollo de la planta, puesto que dichos valores son fundamentales en el proceso de intercambio de calor entre los fluidos de yacimiento y el fluido secundario, una elección óptima podrá permitir obtener el mejor beneficio del calor aportado por el fluido de yacimiento (DiPippo, 2013). Garg y Combs utilizaron como ejemplo el Isobutano, elemento que es comúnmente utilizado en proyectos geotérmicos por ser un fluido económico y eficiente de acuerdo con los estudios de DiPippo en 2013. Dado que la presión de entrada P_{in} , corresponde a la temperatura de saturación del fluido secundario T_b , es necesario obtener las propiedades termodinámicas del fluido secundario mediante datos experimentales como el programa NIST o tablas termodinámicas (Garg y Combs, 2015).

Para realizar la evaluación del yacimiento mediante el método de Garg y Combs para una planta de ciclo binario es necesario obtener el calor del yacimiento, utilizando la ecuación 5.

Posteriormente es necesario calcular el Trabajo Máximo (WA) propuesto por Garg y Combs para un ciclo binario donde:

$$W_{Abinary} = \frac{\alpha(T_R - T_p)}{h_{sfgl}(T_b)} \{h_{sfg}(T_b) - h_{sfl}(T_c) - T_{ck} [s_{sfg}(T_b) - s_{sfl}(T_c)] - V_{sf}(T_c, P_{sfb}) [P_{in} - P_{sfb}(T_c)] \dots \dots \dots (7)$$

Donde T_p representa la temperatura del Pinch Point $T_p = T_b + \Delta T$

$$\alpha = R_g V \bar{\rho} \bar{c}$$

T_R = Temperatura promedio del sistema geotérmico

T_p = Temperatura del pinch point

$h_{sfg}(T_b)$ = Entalpía del fluido secundario en estado gaseoso a la temperatura de burbuja del fluido secundario

$h_{sfl}(T_c)$ = Entalpía del fluido secundario en estado líquido a la temperatura del condensador

T_{cK} = Temperatura Absoluta en grados Kelvin del condensador

$s_{sfg}(T_b)$ = Entropía del fluido secundario en fase gaseosa a la temperatura de burbuja del fluido secundario

$s_{sfl}(T_c)$ = Entropía del fluido secundario en fase líquida a la temperatura del condensador

$V_{sf}(T_c, P_{sfb})$ = Volumen específico del fluido secundario a la temperatura del condensador y Presión de burbuja del fluido secundario

P_{in} = Presión de entrada a la Turbina

$P_{sfb}(T_c)$ = Presión del fluido secundario a la temperatura del condensador.

Una vez calculado el Trabajo Máximo del Yacimiento, Garg y Combs proponen utilizar un factor de utilización de entre 70 y 80 %, tanto para Flasheo simple y Ciclo Binario, por lo tanto, se multiplicará por el Trabajo Máximo mostrado en la ecuación 4.

Los valores utilizados dentro de las ecuaciones de evaluación de potencial son generados aleatoriamente mediante la limitación de valores propuesta con anterioridad. Al realizar los cambios de variables por cada bucle, los resultados van tomando una tendencia de ocurrencia en la Simulación de Montecarlo, lo cual, permitirá realizar una gráfica de distribución de probabilidad acumulada, dando como resultado los posibles valores de producción en rangos de ocurrencia como P10, P50, P90 (Garg y Combs 2015; Saah, 2018).

5. ANÁLISIS Y RESULTADOS

Para evaluar el potencial geotérmico del Campo Comitas utilizamos los datos geológicos recopilados por Eguluz de Antuñano en 2009 y 2011, datos de producción del campo provenientes del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH), tablas termodinámicas y datos utilizados en el método volumétrico de Gargs y Combs como se muestra en la tabla 5.

Propiedades del Campo	Valores	Referencia
Area [km]	Min :39 Max: 50	CNIH/ E
Profundidad [m]	Min: 2500 Max: 3000	E
Espesor [m]	Min: 50 Max: 150	E
Gradiente Geotérmico [°C/km]	Min: 40 Max: 50	E
Factor de Recuperacion [%]	Min: 0.05 Max: 0.25	E
Saturación de Agua [%]	Min: 60 Max: 100	E/CNIH
Porosidad [%]	18	E
Capacidad Calorífica Volumétrica del Agua C_w [kJ/kg°C]	4.2	Toht
Capacidad Calorífica Volumétrica del gas C_g [kJ/kg°C]	1.28	C
Capacidad Calorífica Volumétrica de la roca C_r [kJ/kg°C]	0.87	Toht
Temperatura de yacimiento (TR) [°C]	Valor obtenido del bucle	-
Temperatura de referencia (Tr) [°C]	100.36	TPTI
Densidad del Agua [kg/m ³]	1052	C
Densidad de la Roca [kg/m ³]	2300	To
Densidad del Gas [kg/m ³]	211	C
Eficiencia de Conversión	0.77	GC
Factor de Planta	0.9	GC
Vida de planta (30 años) [s]	933120000	GC

Tabla 5. Datos geocientíficos y propiedades físicas del Campo Comitas y fluidos de la planta. Referencias obtenidas de Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNIH), Eguluz 2009 (E), Toht y Bobok 2017 (To), Cengel Y (C), Tabla de propiedades térmicas del Isobutano Waxman 1980 (TPTI), Garg y Combs 2015 (GC).

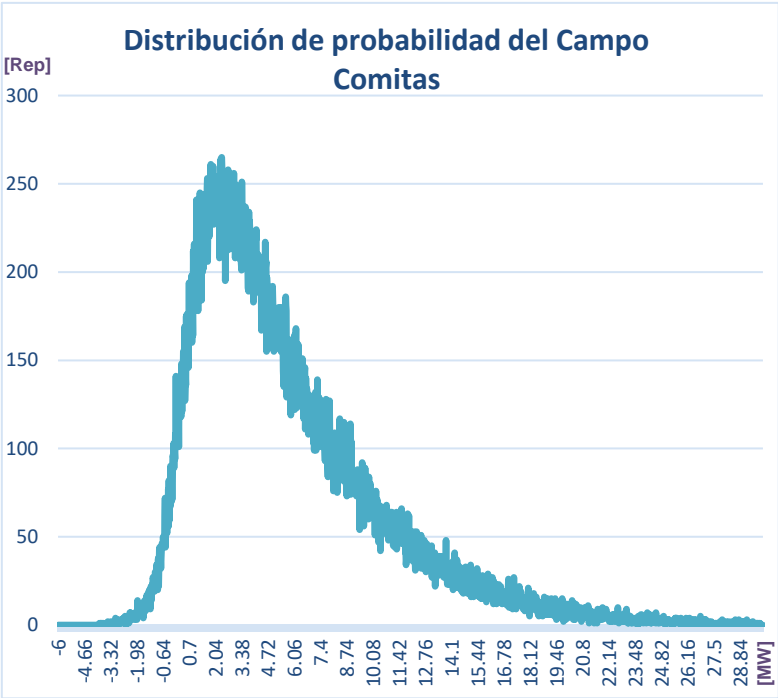
Los datos, fueron seleccionados con un rango de valores, los cuales son generados mediante variables aleatorias, de acuerdo con el método y la simulación de Montecarlo.

El método sugiere el uso de una distribución de probabilidad que permita aportar valores de mayor y menor frecuencia de probabilidad, en esta tesis se utilizó una Distribución Rectangular, la cual, cuenta con un valor máximo y un mínimo de ocurrencia en la generación de valores aleatorios para realizar la evaluación. Como fluido se consideró una mezcla de agua y gas hidrocarburo con una saturación de agua de 60% al 100% como mínimo y máximo, lo cual sugeriría los dos escenarios de desarrollo, conversión y coproducción, se utilizó un factor de recuperación con un rango mínimo de 0.1 y 0.25 el cual es sugerido por Williams en 2014 para yacimientos sedimentarios, una vida de planta de 30 años y fue utilizada una Simulación de Montecarlo con 100,000 repeticiones. El fluido secundario utilizado es el Isobutano, contando con las siguientes condiciones: presión de entrada (P_{in}) de 20 bar y temperatura de saturación es de $T_b = 100.36\text{ }^{\circ}\text{C}$. Se asume que el Isobutano está saturado en la turbina con un diferencial de temperatura ΔT de 5°C por lo tanto, $T_p = 105.36\text{ }^{\circ}\text{C}$ (Garg y Combs, 2015). Adicional a las propiedades mencionadas, utilizando una interpolación entre los valores de las tablas termodinámicas del Isobutano, encontramos que los valores de entalpía, entropía, presión y volumen específico a las condiciones del condensador se muestran en la tabla 6.

Propiedades del Fluido Secundario a Condiciones del Condensador		
T_c [$^{\circ}\text{C}$]	P_{sfb} [kPa]	$V_{sf}(T_c, P_{sfb})$ [m^3/kg]
40	528	0.0019
	Hg	HI
313.15	435.14	123.33
	Sg	SI
	1.42	0.43

Tabla 5.1. Propiedades del fluido secundario a temperatura del condensador. (Datos del Isobutano fueron obtenidos de las tablas de Waxman y Klein en 1980.

Al realizar la metodología, los valores que tomarán las variables se irán generando de manera aleatoria en los rangos definidos por el usuario, teniendo así, valores distintos por cada repetición. Las variables irán cambiando durante 100,000 repeticiones, por lo tanto, obtendremos 100,000 resultados diferentes, los cuales son agrupados por su frecuencia de ocurrencia. Así es como nosotros podemos observar cuales son los resultados con mayor probabilidad de ocurrir, de acuerdo con las propiedades del campo. Los resultados con mayor posibilidad de ocurrencia se ven reflejados en una gráfica de distribución de probabilidad, la cual muestra los

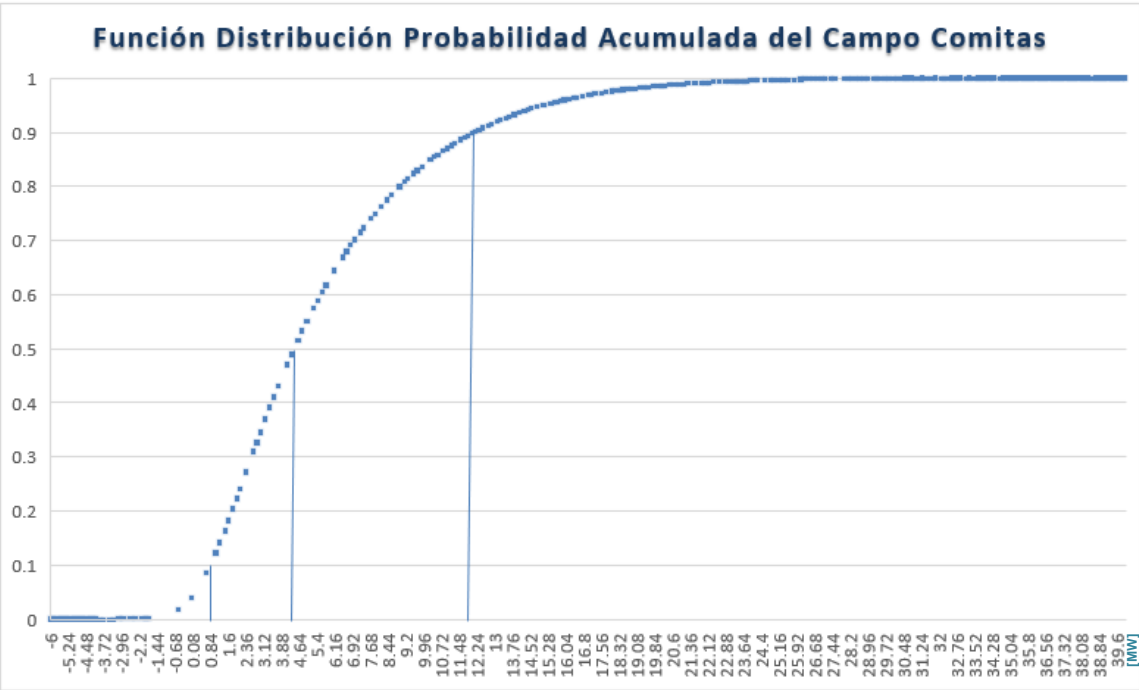


Gráfica 5.1. Distribución de Probabilidad de la Evaluación del Campo Comitas. Para una simulación de 100,000 repeticiones.

resultados más frecuentes durante toda la simulación como se observa en la tabla 5.1. En el caso del Campo Comitas, obtuvimos como resultados más probables los cercanos a 1 MW, cómo se observa en la gráfica 5.1, siendo el pico de valores de la distribución de probabilidad con una frecuencia de 260 entre los valores cercanos a 1

MW. También se observa la presencia de valores negativos, los cuales muestran aquellos resultados que, en su generación aleatoria las variables son menores a la temperatura de abandono del campo, en el caso de Comitas, los valores aleatorios de temperatura menores a los 105.36 °C (o temperatura del pinch point) no permiten llegar al punto crítico del fluido secundario, por lo tanto, el fluido secundario no podrá evaporarse lo suficiente para generar vapor en la turbina.

Adicionado al Gráfico de distribución de probabilidad, se realizó un gráfico de Distribución de Probabilidad Acumulada, en que podemos observar la suma de las probabilidades de ocurrencia de los resultados de la evaluación, los cuales también son llamados reservas. En dicho gráfico podemos observar la probabilidad a P10, P50 y P90 de ocurrencia de los resultados, los cuales nos permiten observar la cantidad de electricidad que el campo podría generar. La gráfica 2 representa las probabilidades de ocurrencia acumulados del Campo Comitas, y como se puede



Grafica 5.2. Evaluación del Campo Comitas. Gráfica de distribución de Probabilidad acumulada.

observar, los resultados para P90 (o reservas probadas) es de 0.8, para una probabilidad de P50 (Probables) un valor de 4 MW aproximadamente y para valores de P10 (Probadas + Probables + Posibles) tenemos valores de 11 MW aproximadamente de acuerdo con la clasificación de Sah et al., en 2018, siendo resultados favorables para el desarrollo eléctrico local, tomando en cuenta que Comitas se encuentra en un lugar cercano a las ciudades de Monterrey y Reynosa.

De acuerdo con los experimentos de Garg y Combs en su desarrollo el valor de P50 representa el valor más acercado a la realidad, aunque es importante tomar en cuenta que el experimento realizado por ellos fue realizado para un campo hidrotermal, con una metodología para una planta geotérmica de Flasheo Simple. Basados en los experimentos de los autores nos permitimos inferir que el Campo Comitas podría ser capaz de producir 4MW de energía eléctrica a lo largo de su extensión como se muestra en la tabla 5.2. Dichos 4 MW podrían permitir abastecer energía de aproximadamente 4,000 hogares cercanos a la zona o podrían ser utilizados como fuente eléctrica de industria.

RESERVAS [MW]		
P90	P50	P10
Probadas	Probadas+Probables	Probadas+Probables+Posibles
0.8	4	11

Tabla 5.2. Estimación de reservas del Campo Comitas mediante el Método Volumétrico de Garg y Combs. para Ciclo Binario Simple.

En la región perteneciente a la Cuenca de Burgos, las plantas maquiladoras de automóviles cuentan con la mayor parte del desarrollo económico, además, la industria alimenticia produce frutas y verduras las cuales podrían contar con una planta de deshidratación para reducir las pérdidas por la descomposición de alimentos y, por último, es posible implementar sistemas de climatización o refrigeración para las zonas industriales y los hogares de las comunidades cercanas.

Es importante señalar qué, los resultados obtenidos con el método volumétrico reformulado de Garg y Combs, son únicamente una estimación del potencial energético en el lugar, sin tomar en cuenta, que dicho desarrollo será utilizado para pozos de gas, lo cual, una vez desarrollado el campo y las

instalaciones, es necesario realizar mecanismos de adecuación especial como son; aislamiento de las tuberías del pozo, evitando así la pérdida de calor con las paredes del pozo, también es necesario implementar un sistema de separación de arenas que pudiesen llegar a superficie y un separador de salmuera-gas. Dentro de los escenarios de producción que se podrían desarrollar en Comitán es fundamental, en el caso de realizar coproducción de fluidos, realizar un análisis de la cantidad de metano que viene disuelto en la salmuera, esto debido a que la salinidad del fluido reduce la capacidad de disolver el metano y la producción de metano adiciona ganancias económicas al productor, por otra parte, si la producción es muy poca o nula, determinar si es conveniente seguir explotando el gas o únicamente producir la salmuera, permitiendo obtener mayor beneficio de calor debido a las propiedades térmicas del agua (Xiaolei et al., 2017; DiPippo, 2016).

En superficie las complicaciones podrían presentarse en diferentes puntos de la planta binaria. En principio, los cambios de temperaturas pueden generar precipitación de los minerales que se encuentran en el fluido, sales, carbonatos u otros minerales contenidos en el fluido, los cuales al reducir su temperatura precipitan en cabeza de pozo o en el cambiador de calor, obstruyendo el flujo o generando corrosión en las tuberías, por lo tanto, una vez realizado el análisis geoquímico es importante adecuar las instalaciones al fluido (DiPippo, 2016).

En términos legales, la implementación de un proyecto de generación eléctrica en campos petroleros es un tema complicado, puesto que los campos petroleros, desde la reforma energética, cuentan con una concesión la cual puede pertenecer pertenece a Petróleos Mexicanos (PEMEX), o de una empresa que haya ganado alguna concesión dentro de las licitaciones propuestas por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). Dichas concesiones, tienen dentro de sus permisiones y basadas en la ley de hidrocarburos, la exploración y explotación de hidrocarburos, sin embargo, no existe ningún apartado que permita implementar alguna planta de generación eléctrica. Por otro lado, la ley de geotermia otorga a la

Comisión Federal de Electricidad (CFE) o a cualquier otra empresa que haya obtenido una concesión, la facultad de extraer fluidos geotérmicos; en su artículo 5 menciona que de ser posible encontrar hidrocarburos en los campos geotérmicos, es necesario obtener la concesión del campo para su extracción, de acuerdo con la ley de hidrocarburos. Por lo tanto, las posibilidades de que un proyecto de generación eléctrica como el propuesto por esta tesis sean llevadas a cabo son:

- Desarrollar una rama de generación eléctrica en PEMEX, en los campos petroleros, para después introducirla en el mercado eléctrico u otorgarla a CFE para su distribución.
- Que alguna empresa geotérmica, compre la concesión, la cual pertenece a PEMEX, y se le otorgue un permiso por parte de la SENER para la producción eléctrica y su posible producción de gas hidrocarburo.
- Modificación de las leyes, que permita la explotación de fluidos geotérmicos y petroleros al mismo tiempo.

De acuerdo con el potencial que existe en México para los campos petroleros existentes a lo largo del golfo, la generación eléctrica con los pozos existentes sería un acierto para mitigar los efectos del cambio climático, reducir la dependencia del consumo de gas para generación eléctrica y propiciar el aumento de trabajos en la zona.

6. CONCLUSIONES

El Campo Comitas, al igual que muchos campos explorados y explotados de la cuenca de Burgos, cuentan con un potencial geotérmico suficiente para generar energía eléctrica mediante la extracción de fluidos de producción. En la Cuenca, es posible encontrar gradientes geotérmicos de hasta 70 °C/km, y cuenta con aproximadamente 6000 pozos perforados, de los cuales, 2500 son productores, 700 están cerrados con posibilidad de extraer hidrocarburos y 1000 no tienen posibilidades de producir hidrocarburos; de los pozos mencionados, todos aquellos que cuenten con la temperatura suficiente para generar electricidad pueden ser tomados en cuenta para su desarrollo geotérmico. Si a la cantidad de pozos existentes y el potencial geotérmico, le adicionamos que en la Cuenca la energía eléctrica producida depende de la importación de gas proveniente de los Estados Unidos, el desarrollo de proyectos de generación eléctrica en masa, podría ser un factor clave para erradicar la dependencia de la importación de gas, además de que al implementar una serie de plantas binarias a lo largo de toda la cuenta y realizar un plan de distribución eléctrico eficiente, la cuenca sería capaz de abastecer la red eléctrica en 2 estados con alto desarrollo industrial.

El Campo Comitas, en su evaluación mediante el método volumétrico de Garg y Combs, tuvo un aproximado de 4 MW mediante una planta de ciclo binario, dichos resultados permiten considerar que la energía eléctrica generada pudiese ser adicionada a la red eléctrica mexicana, teniendo la capacidad de abastecer a aproximadamente 4,000 familias. Las leyes mexicanas hoy en día no son factibles para el desarrollo de plantas geotérmicas en campos petroleros, para que el Campo Comitas pudiese ser desarrollado, PEMEX, empresa que tiene la concesión, tendría que desarrollar un área geotérmica la cual produzca energía mediante los fluidos de los pozos petroleros, o en su defecto, ceder la concesión a CFE para su desarrollo geotérmico, teniendo una nula experiencia en el tratamiento de fluidos petroleros y sus posibles complicaciones.

De ser posible en un futuro el desarrollo y la implementación de una planta de ciclo binario la producción eléctrica podría permitir la electrificación de industrias, si, los 4 MW que el Campo pudiese producir no cuenta con una adición a la red, podría electrificar a cualquier empresa que lo requiera, tal es el caso de Maguarichic, en Chihuahua, donde un pozo que producía 300 kW permitía electrificar una pequeña planta de industria textil, además de su pequeña población. Los fluidos calientes producidos también podrían ser utilizados en usos directos de la geotermia, la implementación de plantas de deshidratación de frutas y verduras permitiría darles un valor agregado a los agricultores de la zona, teniendo una opción más para la venta de sus productos o involucrarse dentro de los proyectos de deshidratación. Casos como este han sido exitosos en el Domo de San Pedro en Nayarit con una producción de 200 kg diarios de frutas deshidratadas. Por último, el uso de los fluidos para la climatización de espacios es uno de los usos más atractivos, puesto que la región en la cual se ubica la Cuenca de Burgos cuenta con temperaturas altas y el uso de energía para climatización en dicha región tiene un alto consumo eléctrico.

La producción eléctrica en pozos petroleros en países como Estados Unidos, Francia, Italia y China nos muestra que la tecnología para desarrollar proyectos geotérmicos en campos petroleros existe, y que incluso la colaboración con empresas que tienen la experiencia suficiente o que ofrece sus servicios de producción, permitiría además de producir energía eléctrica, aportar experiencia a empresas mexicanas quienes en un futuro y con la tecnología adecuada, aportarían energía al sistema eléctrico mexicano utilizando los pozos petroleros existentes.

Por último, al desarrollar un proyecto de generación eléctrica mediante los pozos petroleros, nos permitiría reducir la cantidad de gases de efecto invernadero que se generan al quemar gas hidrocarburo en las plantas de ciclo combinado de la región noreste, además de aumentar el porcentaje de producción eléctrica con

energías renovables, teniendo en cuenta el compromiso con los tratados internacionales, los cuales de no ser cumplidos podrían causar multas.

7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Cataldi, R. and Muffler, P., 1978. Methods for Regional assessment of geothermal resources. *Geothermics*, volumen 7, 53-89.

Cengel, Y., Boles, M. (2012). Tablas de propiedades, figuras y diagramas. *Termodinámica* (pp. 907-956). Ciudad de México, México, Mac Graw Hill.

DiPippo, R. (2012). Environmental Impacto of Geothermal Power Plants. ELSEVIER, *Geothermal Power Plants: Principles, Applications and Case Studies* (pp.484-505), North Dartmouth, Massachusetts.

DiPippo, R. (2016). Geothermal Power Generation. ELSEVIER, *Binary geothermal Energy Conversion Systems: Basic Rankine, Dual-Pressure and Dual Fluids* (pp.152-180), Cambridge, Massachusetts.

Eguiluz de Atuñaño, S. (2011). Sinopsis geológica de la Cuenca de Burgos, noreste de México: Producción y recursos petroleros. *Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana*. Volumen 63, 323-332.

Eguiluz-de Antuñaño, S. (2009), The yegua Formation Gas Play in the Burgos Basin, México, in, C. Bartolini and J.R. Román Ramos, eds., *Petroleum systems in the southern Gulf of México: Memoir*, volumen 90, 49-77.

Garg, S. K., Combs, J., 2015. A reformulation of USGS volumetric “heat in place” resource estimation method. *Geothermics*, 55, 150–158.

IEA Geothermal. (2019). *2018 Annual Report*. Recuperado de IRENA (2017), *Geothermal Power: Technology Brief*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Recuperado de <http://iea-gia.org/publications-2/annual-reports/>

Llopis, G., Rodrigo, V. (2008). *Guía de la Energía Geotérmica*. Madrid, España: La suma de todos.

Locket, George. (2018, marzo). *Offshore*. Recuperado de: <https://www.offshore-mag.com/pipelines/article/16762144/geothermal-power-an-alternate-role-for-redundant-north-sea-platforms>

MEET (2020), *How we can do geothermal from oil wells?*. Recuperado de <https://www.meet-h2020.com/how-can-we-do-geothermal-from-oil-wells/>

Muffler, L.P.J., (1979). Assessment of geothermal resources of the United States - 1978. U.S.Geological Survey Circular 790, USA, 156 p.

NREL (2017), *México's Geothermal Market Assessment Report*. NREL/TP-6A20-63722, Denver.

Shah, M., Vaidya, D., Sircar, A., (2018). Using Monte Carlo simulation to estimate geothermal resource in Dholera geothermal field, Gujarat, India. *Multiscale and Multidisciplinary Modeling, volumen 1*, 83-95.

Santoyo, E., Barragán, R. (2010). Energía Geotérmica. *Ciencia, volumen 62*, 40-51.

Schlumberger, (2010), "*Well Evaluation Conference*". México.

Solis, S., García, F., (2017). Comportamiento del empleo en la industria manufacturera: Cuenca de Burgos, Tamaulipas. Un análisis shift-share. *Revista de ciencias sociales*, vol.23, 89-101.

Stober, I. Butcher, K. (2013). *Geothermal Energy: From Theoretical Models to Exploration and Development*. Karlsruhe, Alemania. Springer.

Toht, A. Bobok, E. (2017). Geothermal Power Generation. En Aniko Toht (Ed.) *Flow and Heat Transfer in Geothermal Systems*. (pp. 243-272). Amsterdam, Netherlands. ELSEVIER.

Waxman, M., Klein, M. (1980). *Thermodynamic properties of Isobutane*. U.S. Department of Commerce, Chicago, Illinois.

William, C., (2014). Evaluating the Volume Method in the Assessment of Identified Geothermal Resources. *GRC Transactions, volumen 38*, 967-674.

Xiaolei, L., Falcone, G., Alimonti, C., (2018). A systematic study of harnessing low-temperature geothermal energy from oil and gas reservoirs. *Energy*. 142., 346-355.