

**CARACTERIZACIÓN DE POZOS PETROLEROS APROVECHABLES PARA LA
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA GEOTÉRMICA**

CHRISTIAN DAVID VIVAS BUITRAGO

Monografía para optar al título de especialista en Gestión Ambiental

Orientador

Juan Camilo Cely Garzón

M. Sc. Ingeniería Ambiental

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA

FACULTAD DE INGENIERÍA

GESTION AMBIENTAL

BOGOTA D.C

2021

NOTA DE ACEPTACION

Firma del Director de la Especialización

Firma del calificador

DIRECTIVOS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. Mario Posada García Peña

Consejero Institucional

Dr. Luis Jaime Posada García Peña

Vicerrectora Académica y de Investigaciones

Dra. María Claudia Aponte González

Vicerrector Administrativo y Financiero

Sr. Ricardo Alfonso Peñaranda Castro

Secretaria General

Dra. Alexandra Mejía Guzmán

Decano de la Facultad

Dr. Julio Cesar Fuentes Arismendi

Director de Programa

Dra. Nubia Liliana Becerra Ospina

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

TABLA DE CONTENIDO

	<i>pag.</i>
RESUMEN	10
INTRODUCCION	11
1. GENERALIDADES DE LA ENERGIA GEOTERMICA.....	12
1.1. Energías Renovables	12
1.2. Energía Geotérmica	12
1.3. Aplicaciones.....	20
1.4. Tecnologías No Convencionales.....	27
2. ESTUDIOS DE CASO DE CARACTERIZACIÓN DE POZOS Y CAMPOS PETROLEROS PARA EL APROVECHAMIENTO DE ENERGÍA GEOTÉRMICA.....	36
2.1. China.....	36
2.2. Estudios de caso en campo Huabei	38
2.3. Estudios de caso en campo Daqing.....	45
2.4. Estados Unidos.....	52
2.5. Conclusiones generales	68
2.6. Impactos ambientales generales.....	71
3. CARACTERIZACIÓN DE POZOS PETROLERO APROVECHABLES PARA LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA GEOTÉRMICA.	73
3.1. Temperatura	74
3.2. Gradiente Geotérmico.....	83
3.3. Profundidad del pozo	87
3.4. Caudal	88

3.5.	Corte de agua	92
3.6.	Propiedades de las Rocas	94
3.7.	Propiedades Fluidos	105
3.8.	Métodos de recobro.....	108
4.	GEOTERMIA EN COLOMBIA	111
4.1.	Zonas de interés en Colombia.....	114
4.2.	Parque Industrial la Gran Sabana, Tocancipa	122
4.3.	Marco Legal	124
	CONCLUSIONES	128
	BIBLIOGRAFIA	130
	TERMINOS TECNICOS.....	140
	INDICE DE NOMBRES	141

LISTA DE FIGURAS

	pag.
Figura 1 Comparación de emisiones de CO ₂ de Plantas de energía basados en Energía Geotérmica y Combustibles Fósiles	14
Figura 2 Estructura interna del planeta tierra	15
Figura 3 Relación Profundidad con la Presión, Temperatura y Flujo de Calor	17
Figura 4 Aplicaciones de la Energía Geotérmica	21
Figura 5 Esquema de uso directo del calor a partir de energía geotérmica.	24
Figura 6 Circuito abierto y Circuito cerrado	25
Figura 7 Diagrama planta eléctrica	27
Figura 8 Esquema de una planta de Ciclo Binario	29
Figura 9 Diseño básico de un EGS	30
Figura 10 Esquema generador termoeléctrico	32
Figura 11 Distribución del flujo de calor en China, mW/m ² .	37
Figura 12 Potencia obtenida (kW) en estudio de caso 2	42
Figura 13 Sistema de generación eléctrica estudio de caso 3	43
Figura 14 Pérdida de exergía en cada componente, a diferentes cargas parciales (GWPLR).	45
Figura 15 Distribución temperaturas a 3km y 5km de profundidad en campo Daqing, estudio de caso 5	48
Figura 16 Cambio de Temperatura (°C) en función de profundidad y tiempo en estudio de caso 6	49
Figura 17 Comportamiento T _{pro} , h _{pro} , W _h y W _e contra el tiempo en estudio de caso 7	51
Figura 18 Comportamiento de T _{pro} , W _h y W _e contra el tiempo en Estudio de caso 8	53
Figura 19 Potencial (kW) para proyectos de coproducción en EE. UU obtenido en estudio de caso 9	56
Figura 20 Flujo de caja neto en estudio de caso 12	60
Figura 21 Distribución térmica en la simulación a 100 años y caída de temperatura en el pozo	62
Figura 22 Salida neta de potencia en función de temperatura de fondo y presión de inyección	63
Figura 23 Resultados Estudio de caso #7 de Estados Unidos	64

Figura 24 Esquema de pozo utilizando generadores termoelectricos (TEG)	67
Figura 25 Unidades ORC de estudio de caso 18	69
Figura 26 Potencia generada en función de Temperatura (Reservorio)	77
Figura 27 Comportamiento de la temperatura del fondo del pozo durante la operación.	79
Figura 28 Cambio en la temperatura del reservorio con respecto a la distancia al pozo	80
Figura 29 Pérdida de calor desde el fondo hasta la superficie de un pozo	81
Figura 30 Potencia Generada en función de la temperatura del geofluido en superficie.	82
Figura 31 Eficiencia térmica a partir de la temperatura geo fluido (cabeza/entrada a la planta)	83
Figura 32 Efecto de la temperatura ambiente sobre la temperatura de calefacción	84
Figura 33 Temperatura en el fondo de 2500 pozos de Texas	86
Figura 34 Cambio del gradiente geotérmico por la profundidad	87
Figura 35 Efecto del gradiente geotérmico sobre la temperatura de salida del pozo y el valor estable de potencia	88
Figura 36 Profundidad del pozo contra caudal óptimo	90
Figura 37 Efecto del caudal total de líquido producido sobre la temperatura en cabeza de pozo	91
Figura 38 Relación entre caudal de inyección, caudal de producción y energía producida acumulada	92
Figura 39 Relación entre el caudal de producción y la potencia generada	93
Figura 40 Valores históricos y proyecciones de producción de Petróleo y Agua	94
Figura 41 Energía eléctrica producida a partir de Agua y Petróleo (Planta Geotérmica)	95
Figura 42 Tipo de roca en proyectos EGS	96
Figura 43 Efecto del tipo de roca (calor específico) sobre el calor de almacenado en un reservorio	97
Figura 44 Efecto de la porosidad y saturación de agua (S_w) sobre el calor calculado del reservorio	99
Figura 45 Efecto de la longitud de fractura sobre el calor producido	101
Figura 46 Efecto de la saturación de agua sobre el calor calculado en un reservorio	103
Figura 47 Relación entre la temperatura de salida (pozo) y la conductividad térmica del subsuelo	104
Figura 48 Efecto de la temperatura sobre la densidad y viscosidad del agua	106

Figura 49 Efecto de la viscosidad (constante y variando en función de la temperatura) sobre la temperatura del sistema	107
Figura 50 Comportamiento energético de producción de recurso geotérmico en un pozo donde se inyectó vapor	110
Figura 51 Demanda energética de Latinoamérica entre 1990 y 2050	112
Figura 52 (a) Mapa geotérmico de Colombia (Temperaturas a 3km de profundidad) (b) Mapa de gradientes geotérmicos de Colombia.	114
Figura 53 Ubicación zonas de interés geotérmico en Colombia	116
Figura 54 Modelo conceptual del área geotérmica de Paipa.	118
Figura 55 Modelo geotérmico preliminar de un área del Macizo Volcánico del Ruiz	121
Figura 56 Diagrama sistema de aprovechamiento geotérmico en parque industrial Gran Sabana	124

RESUMEN

Con el fin de entender cuáles son las propiedades más importantes para producir energía geotérmica a partir de un pozo petrolero, este documento presenta las generalidades relacionadas con la energía geotérmica, desde sus características principales, hasta su clasificación y aplicaciones, tanto de uso directo del calor, así como de la generación de energía eléctrica, una de las aplicaciones más llamativas de esta fuente de energía no convencional. Además, se describen las tecnologías utilizadas para generar energía eléctrica a partir del recurso geotérmico. También se presentan algunas tecnologías no convencionales, tales como el uso de pozos petroleros para la producción de energía geotérmica con el fin de reducir costos y riesgos asociados a la fase exploratoria de un proyecto geotérmico, así como de las ventajas económicas y ambientales que obtendría un proyecto petrolero al producir energía geotérmica. Con base en lo anterior, se presentan estudios de caso de proyectos sinérgicos entre la industria petrolera y geotérmica llevados a cabo en China y Estados Unidos. Partiendo de la información obtenida en los estudios de caso presentados, se hace una descripción de las propiedades más importantes de un pozo petrolero candidato (activo o abandonado) para la producción de energía geotérmica. Finalmente, se hace una descripción del estado actual de la industria geotérmica en Colombia, y los avances de algunos proyectos en la región.

Palabras clave: Coproducción, Energía Geotérmica, Energías renovables, Geotermia, Pozos petroleros.

INTRODUCCION

El crecimiento desmesurado de la población, y el uso indiscriminado de fuentes de energía no renovables y perjudiciales para el medio ambiente con el fin de suplir la demanda energética global, han creado un contexto mundial donde la preocupación por desarrollar fuentes de energía renovables y con impactos ambientales menores ha aumentado (S. Wang et al., 2016). En el portafolio de fuentes energéticas con la capacidad de suplir gran parte de la demanda mundial aparece la energía geotérmica (Camp et al., 2018), la cual hace referencia al aprovechamiento del calor contenido en las rocas y fluidos bajo la superficie del planeta (Manzella, 2017). Este recurso ofrece una fuente de energía renovable en escala humana, con bajas emisiones de gases de efecto invernadero, con abundantes reservas y gran potencial de aplicación (Ebrahimi & Torshizi, 2012)(Singh et al., 2017)(S. Wang et al., 2016). Adicionalmente, a diferencia de otras fuentes de energía renovables, tales como la eólica y la solar, este recurso no depende de las condiciones climáticas de la zona, ni de la hora del día, ya que es una fuente energética constante (Younger, 2015). No obstante, pese a que es un recurso utilizado hace más de un siglo (Ebrahimi & Torshizi, 2012), el alto riesgo en la fase de exploración, los altos costos de perforación y la falta de estudios han evitado la explotación de este recurso a gran escala (Camp et al., 2018). Una alternativa evaluada en este documento, que permitiría mitigar los inconvenientes previamente mencionados, es la utilización de pozos petroleros para la producción de energía geotérmica y el aprovechamiento de la información geológica ya recolectada por la industria petrolera, lo cual reduciría los riesgos asociados a proyectos geotérmicos y pueden reducir más del 50% de los costos (Barbier, 2002)a .

1. GENERALIDADES DE LA ENERGIA GEOTERMICA

1.1. Energías Renovables

Con el gran avance que la humanidad ha experimentado en las últimas décadas, la demanda energética por parte de esta para satisfacer sus necesidades, también ha aumentado de forma exponencial. De acuerdo con estadísticas presentadas por la Organización de las Naciones Unidas, se observa que entre los años 1980 y 2003, la población humana ha crecido un 42% y de igual manera, el consumo energético por parte de la humanidad creció un 50% en el mismo periodo de tiempo, lo cual presenta una correlación entre estos dos índices. Es importante resaltar que esta misma entidad, plantea dentro de sus proyecciones, un crecimiento poblacional del 57%, lo cual como se presentó previamente conlleva a una demanda significativamente mayor de energía (Gupta & Roy, 2007)

Esta fijación sobre energías que provienen de fuentes renovables, y que sus impactos al medio ambiente son menores, se ha potenciado debido a que en la actualidad los combustibles más usados para la generación de energía son aquellos que provienen de los hidrocarburos fósiles, donde se prevé que de los 96.9 barriles de petróleo que consumía el planeta por día en 2018, se llegue a una cifra de 106.4 barriles de petróleo en 2040 (IEA, 2020), lo cual conlleva a un aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero producidas por los procesos de combustión.

1.2. Energía Geotérmica

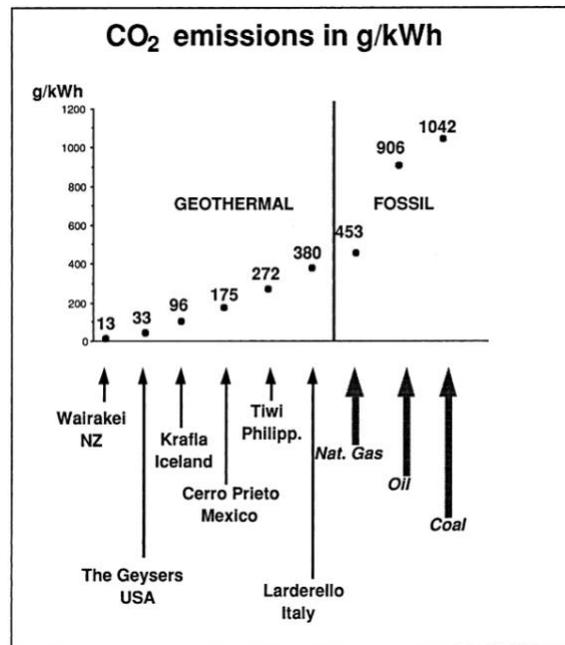
Teniendo en cuenta el comportamiento del mercado energético de los últimos años, se prevé que las energías alternativas a los combustibles fósiles aportan de entre un 20% y 40% a este mercado en el futuro (Y. Zhang et al., 2014). Debido a esto se han ido desarrollando más a fondo los procesos que la producción de estos tipos de energía involucran, como lo es el caso de aquellos que aprovechan la energía almacenada en forma de calor del interior del planeta, o también llamada energía geotérmica, la cual es una de las energías renovables con mayor potencial (Nations et al., 2000). Teniendo en cuenta dos grandes problemas que afectan el desarrollo económico, como lo son la escasez energética y la contaminación del medio ambiente, el desarrollo de este tipo de

energía, que aunque se utiliza hace cientos de años, no se ha explotado a plenitud, y tiene el potencial para ser uno de los recursos energéticos más importantes, donde a 2015 se producía un total de 164.6 TWh, con una capacidad instalada de 70.3 GW nivel mundial (Manzella, 2017), pero con una proyección de que esta alcance los 1200 GW de energía, a partir de estimaciones que sugieren un 70% de probabilidad. La energía geotérmica tiene un valor agregado, ya que no solo se puede aprovechar como energía térmica, si no también para la producción de energía eléctrica, donde el primer caso exitoso data de 1904, en Larderello, Italia (DiPippo, 2012).

Es importante resaltar que la energía geotérmica, comparada con la energía obtenida a partir de combustibles fósiles (Carbón, Petróleo y Gas), tiene mayores reservas ya que es considerada una energía renovable virtualmente inagotable, y asimismo, sus impactos ambientales son menores ya que por la naturaleza de sus procesos, estos se realizan en circuitos cerrados lo cual reduce o elimina las emisiones directas al medio ambiente (Cheng et al., 2016) (DiPippo, 2012). Por ejemplo, los combustibles fósiles generan mayor cantidad de Dióxido de Carbono (CO₂) por unidad de energía térmica producida que los procesos basados en el recurso geotérmica. En la siguiente figura se puede observar la generación de CO₂ por unidad de energía producida de 6 proyectos de energía geotérmica, contra el promedio de generación de CO₂ de los procesos basados en combustibles fósiles.

Figura 1

Comparación de emisiones de CO₂ de Plantas de energía basados en Energía Geotérmica y Combustibles Fósiles



Nota: Tomado de: Barbier, E. (2002). Geothermal energy technology and current status: An overview. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. [https://doi.org/10.1016/S1364-0321\(02\)00002-3](https://doi.org/10.1016/S1364-0321(02)00002-3).

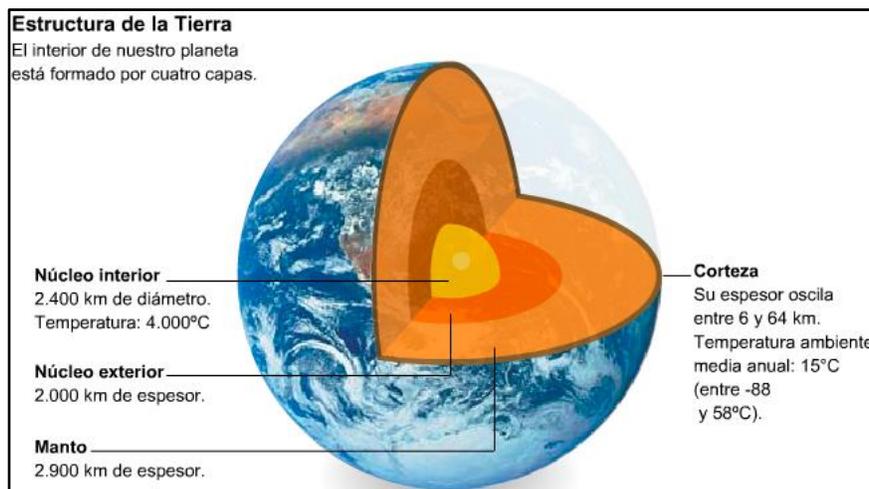
Como indica la figura 1, todos los proyectos evaluados de producción de energía geotérmica se encuentran por debajo del promedio de generación de CO₂, con respecto a aquellos proyectos que utilizan combustibles fósiles.

Adicionalmente, utilizando recursos geotérmicos de alta temperatura se logra la producción de energía eléctrica mucho más económica que la obtenida a partir de combustibles fósiles (Nian & Cheng, 2018b). No obstante, la energía geotérmica tiene múltiples ventajas sobre otras fuentes de energía renovable tales como la eólica o solar, donde resalta que es una fuente independiente de los factores climáticos propios de los lugares donde se llevan a cabo los proyectos, permitiendo a esta fuente de energía ser constante, donde los factores de operación de las plantas geotérmicas oscilan entre el 90% y 95%, permitiéndoles producir energía prácticamente todo el año (Younger, 2015). Adicionalmente, es una fuente confiable, estable y térmicamente eficiente (K. Wang, 2019).

1.2.1. Estructura del Planeta Tierra

Como se mencionó previamente, la energía geotérmica aprovecha la energía acumulada en el interior del planeta, y por esta razón es importante entender cómo está conformado el interior del planeta Tierra y su funcionamiento, con el fin de entender por qué la energía geotérmica se considera un tipo de energía renovable. En la siguiente imagen se puede observar un esquema que describe el sistema interno del planeta Tierra, el cual está formado por una serie de capas de espesor y propiedades distintas.

Figura 2
Estructura interna del planeta tierra



Nota: Tomado de: Carcel, F., & Martínez, D. (2015). LA ENERGÍA GEOTÉRMICA DE BAJA ENTALPÍA. 3C Tecnología, 4. <https://doi.org/https://doi.org/10.17993/3ctecno.2015.v4n3>
e15.96-108

Como se observa en la Figura anterior, la primera capa del planeta sería la corteza, la cual tiene un gradiente térmico de 31,1 °C/km, asumiendo que en su superficie la temperatura promedio es de 10°C, y en su base (zona más profunda) la temperatura está en torno a los 1100°C (DiPippo, 2012). La profundidad de esta capa no es constante, ya que, aunque en promedio es de 35km, puede alcanzar los 60km en las zonas montañosas, o descender hasta los 25km en zonas de menor

elevación. La siguiente capa del planeta es el manto superior, la cual tiene una profundidad promedio de 400 km, y alcanza temperaturas muy altas, que logran derretir las rocas que forman esta capa (Gupta & Roy, 2007). La tercera capa más profunda es el Manto Inferior, el cual tiene una densidad aproximada de $4,5 \times 10^3 \text{ kg/m}^3$ y está compuesto principalmente por rocas metálicas, en su mayoría con presencia de Oxígeno y Sílice, Magnesio y gran cantidad de iones de Hierro. Esta capa tiene una longitud que alcanza los 2200 km, donde en su parte inferior se aumenta la densidad, debido a las altas presiones que hay en esta parte. Finalmente, en el centro del planeta se encuentra el Núcleo, el cual se divide en dos partes, el Núcleo Exterior y el Núcleo Interior. En este primero, el Núcleo Exterior, por condiciones de temperatura y presión, los materiales que lo componen se encuentran fundidos, donde las ondas sísmicas que viajan a través de esta solo pueden ser de cizalla (ondas que viajan a través de fluidos). Finalmente, en la parte central de la esfera (forma que tiene el planeta), se encuentra el núcleo interno, con una densidad muy alta de 10^4 kg/m^3 , donde debido a las altas presiones, los materiales que componen esta región del planeta se encuentran en estado sólido (Gupta & Roy, 2007).

1.2.2. *Energía Térmica del Planeta Tierra*

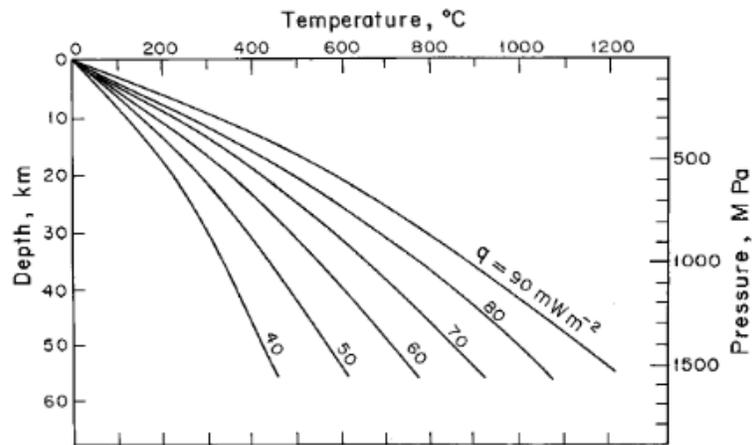
En primer lugar, una gran parte del calor que se encuentra atrapado en la Tierra, surgió a partir de la misma formación de esta, es decir a partir de todos los procesos químicos, físicos y geológicos que dieron origen al tercer planeta más cercano al Sol, y este calor fluye en dirección a la superficie, debido al proceso de enfriamiento, el cual se realiza de manera lenta si se compara con la vida de un humano promedio (Manzella, 2017). En segundo lugar, la otra parte del calor que se almacena en las profundidades del planeta, proviene de un proceso natural de decaimiento radiactivo, el cual se da en elementos como el Potasio (K^{40}), Torio (Th^{232}) y en mayor medida en el Uranio (U^{235} y U^{238}) (Garnish, 1978).

En varios procesos de la actividad humana, donde se excava y se alcanzan diferentes profundidades, se percibe un aumento de temperatura a medida que se profundiza, esto es llamado gradiente geotérmico. Esta propiedad es el resultado del flujo de calor que se da desde el núcleo del planeta hacia las capas más superficiales del planeta, el cual dependerá de la magnitud del flujo de calor y de la conductividad térmica que tienen las diferentes rocas (Gupta & Roy, 2007). Para

entender la magnitud del calor que es liberado por la actividad nuclear de los isótopos mencionados previamente, se puede dividir esta energía en una unidad de tiempo, dando origen al “flujo de calor de la Tierra”, el cual puede llegar a los 57 mW/m^2 en las zonas continentales, y aumentar hasta los 99 mW/m^2 la corteza oceánica, donde la longitud de la corteza disminuye. En la siguiente tabla, se puede observar el comportamiento del flujo de calor, con respecto a la presión, profundidad y temperatura (Manzella, 2017).

Figura 3

Relación Profundidad con la Presión, Temperatura y Flujo de Calor



Nota: Tomado de: Gupta, H. K., & Roy, S. (2007). Geothermal Energy: An Alternative Resource for the 21st Century. 1st Ed. Amsterdam, the Netherlands: Elsevier Science.

<https://web.b.ebscohost.com/ehost/ebookviewer/ebook/bmxlYmtfXzE4MjI0MI9fQU41?nobk=y&sid=3978d4c1-1633-4bca-9de1-24ba7aa6c247@pdc-v-sessmgr04&vid=6&format=EB&rid=1>

Como se observa en la figura anterior, entre más alto es el flujo de calor, se pueden encontrar temperaturas más altas a menores profundidades. Esta variación en el flujo de calor del planeta se debe a varios factores, como lo son los procesos geológicos que se llevan a cabo en las diferentes zonas del globo, o procesos fisicoquímicos del subsuelo.

El movimiento de las placas tectónicas del planeta conduce a que grandes volúmenes de roca derretida sean trasladados hacia la superficie, contribuyendo así al flujo de calor desde el núcleo (Garnish, 1978). Teniendo en cuenta que el flujo de calor varía en cada zona del planeta, es importante determinar cuales son las zonas más calientes del planeta, resaltando entre estas zonas los cuerpos compuestos de magma en profundidades menores a 10 km, profundidad utilizada como referencia ya que es la máxima profundidad alcanzada por los pozos perforados por el humano (Manzella, 2017). Adicionalmente, tomando este mismo espesor como base del cálculo, se estima que la reserva energética de esta zona de la corteza terrestre sería de $1.3 \times 10^{27} \text{J}$, lo cual equivaldría a la demanda energética global de 217 millones de años, basándose en el consumo energético promedio mundial de 2012 (Lu, 2018).

1.2.3. Clasificación de reservorios

Con base en las características de la energía geotérmica almacenada, se puede definir un reservorio geotérmico como una región de la corteza terrestre donde existe una acumulación de energía en forma de calor (Axelsson, 2008). Estos reservorios están distribuidos alrededor del mundo, pero las zonas donde se encuentran los reservorios de mayor energía, están relacionados generalmente a zonas volcánicas o los bordes de las placas tectónicas como se mencionó previamente. Normalmente estos reservorios de energía geotérmica, están asociados a rocas porosas y permeables que almacenan fluidos, los cuales son los responsables de contener el calor en el subsuelo, donde el más común es el agua.

Existe un tipo de clasificación cualitativo, que define los grupos con base en la fase en la que se encuentran los fluidos contenidos, es decir, reservorios dominados por vapor, agua caliente o dos fases; pero esta clasificación resulta arbitraria, ya que un fluido puede alcanzar una misma fase a diferente de temperatura dependiendo de la presión u otras propiedades a las que se encuentra el sistema termodinámico (Lee, 1996). Tomando en cuenta las características de los sistemas geotérmicos, diferentes autores han propuesto parámetros de clasificación de estos reservorios con base en propiedades termodinámicas, como la entalpía o energía específica, donde estos a partir de información cuantitativa proponen rangos de clasificación del recurso térmico contenido en el subsuelo.

En la siguiente tabla se puede observar un resumen de clasificación de sistemas geotérmicos, con base en la temperatura (uno de los más comunes), entalpía y las fases.

Tabla 1

Clasificación de reservorios Geotérmicos

Clasificación Reservorios Geotérmicos	
Por temperatura	
Baja Temperatura (LT):	Sistemas con temperatura de reservorio a 150°C, a 1 km de profundidad. A menudo caracterizados por manantiales calientes o hirviendo.
Temperatura Media (MT)	
Alta Temperatura (HT):	Sistemas con temperatura de reservorio a 1km de profundidad de 200°C. Caracterizado por fumarolas, salidas de vapor, piscinas de lodo y suelo altamente alterado
Por Entalpia	
Baja Entalpia:	Sistemas geotérmicos con fluidos de reservorio con entalpía menor a 800 kJ/kg, correspondiente a temperaturas menores a 190°C
Alta Entalpia	Sistemas geotérmicos con fluidos de reservorio de entalpía mayor a 800 kJ/Kg
Por fases	
Dominados por Líquido:	Reservorios Geotérmicos con temperatura del agua igual o menor al punto de ebullición, a la presión predominante y controles de fase de agua. Puede haber vapor presente en cantidades mínimas.
Dos Fases:	Reservorios geotérmicos donde el vapor y el agua coexisten. La temperatura y la presión siguen la curva de punto de ebullición.
Dominados por Vapor:	Reservorios Geotérmicos donde la temperatura es igual o mayor al punto de ebullición, a la presión predominante y controles de fase de agua. Puede haber agua presente en cantidades mínimas.

Nota: Tomado de: Axelsson, G. (2008). Production Capacity of Aquaculture System.pdf. In Iceland Tiajin Worksop (Issue May, pp. 1–15).

Teniendo en cuenta que la aplicación más llamativa de la energía geotérmica es la producción de electricidad, y que la mayoría de tecnologías utilizadas alrededor del mundo se basan en el movimiento de turbinas, el escenario ideal sería aquel reservorio donde el fluido se encuentra totalmente en fase de vapor, con una temperatura alta y por consiguiente una alta entalpía.

1.2.4. Clasificación por Exergia

Como se mencionó previamente, aunque estos tipos de clasificación presentados son los más usados por diversas fuentes, una clasificación más adecuada utiliza dos o más propiedades termodinámicas, como la propuesta por K.C Lee, donde emplea el Índice Específico de Exergia (SEI) para realizar la clasificación de los reservorios (Lee, 1996). La exergia es una propiedad termodinámica que logra cuantificar el potencial de trabajo útil de una cantidad específica de energía, la cual se alcanza por la interacción espontánea de un sistema y el entorno. Esta propiedad es función de la entalpía y la entropía, e indica el máximo trabajo disponible del sistema (Perrot, 1998) en este caso, del reservorio, razón por la cual es propicia para realizar una clasificación adecuada del recurso geotérmico de la siguiente manera:

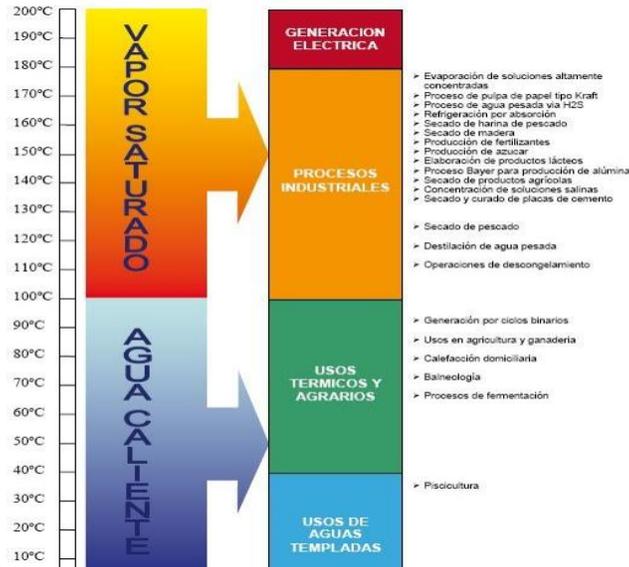
- Recursos de Alta Exergia: $SEI \geq 0.5$
- Recursos de Media-Alta Exergia: $0.5 > SEI > 0.2$
- Recursos de Media-Baja Exergia: $0.2 > SEI > 0.05$
- Recursos de Baja Exergia: $SEI \leq 0.05$

Con base en esta clasificación, valores aproximados de entalpía por encima de 1600 kJ/kg, corresponderían a los reservorios de Alta Exergia. Entre 1600 kJ/kg y 1000 kJ/kg se ubicaron los de Media-Alta Exergia, así como los de Media-Baja Exergia que oscilan entre 1000 kJ/kg y 400 kJ/kg. Finalmente, los reservorios Geotérmicos de Baja Exergia tendrían valores de entalpía por debajo de 400 kJ/kg (Lee, 1996).

1.3. Aplicaciones

Dependiendo de características propias del yacimiento y de los estudios realizados, se llevarán a cabo diferentes procesos de aplicación de la energía obtenida, los cuales varían en función de si el aprovechamiento será directo o si su propósito será la generación de energía eléctrica. Con base en la caracterización que se realice del yacimiento y su potencial energético real este podrá ser usado en diferentes tipos de aplicación en la industria. En la siguiente imagen se puede observar algunas de las aplicaciones que tiene la Energía Geotérmica en función de su temperatura.

Figura 4
Aplicaciones de la Energía Geotérmica



Nota: Tomado de: Egresadoselectronicaunc. (2014). Electrónica, Electricidad y Telecomunicaciones: Usos de la energía Geotérmica. <http://egresadoselectronicaunc.blogspot.com/2012/09/usos-de-la-energia-geotermica.html>

Es importante resaltar de la figura anterior, que por debajo de los 100°C se encuentra la generación por ciclos binarios, el cual es un método de producción de energía eléctrica que mediante el uso de fluidos orgánicos de bajo punto de ebullición logra producir energía eléctrica a temperaturas más bajas. La temperatura más baja de entrada a este tipo de plantas es 57°C, valor a partir del cual

se puede producir energía eléctrica (X. Liu et al., 2018). Esta y otras tecnologías permiten aprovechar las fuentes de energía geotérmica de baja temperatura en una de las aplicaciones más importantes que esta fuente de energía tiene, la producción de electricidad.

1.3.1. *Uso Directo del Calor*

En el primer caso, cuando se pretende utilizar el calor obtenido sin realizarle ninguna transformación, el proceso se denomina como uso directo, en el cual a través de los pozos perforados, se obtienen fluidos (generalmente agua) a altas temperaturas, los cuales atraviesan una serie de facilidades (tuberías, intercambiadores de calor, bombas, sistemas de control, etc.) donde el calor es extraído, para así ser transportado de manera adecuada en fluidos acondicionados, y finalmente utilizarse en numerosas actividades, como lo son la horticultura, control de congelación de puentes, carreteras, aceras, y vías en general, sistemas de calefacción y procesos industriales donde se requiere calentar fluidos, parte de los procesos donde el consumo energético es muy alto. (Malloy, 2010).

El calor obtenido de los yacimientos de baja entalpía (bajas temperaturas), tiene múltiples aplicaciones, siendo el sector rural uno de los que puede ser mayormente favorecido con este tipo de energía, ya que, por las características de esta, no puede ser utilizada en la generación de energía eléctrica, pero sí en procesos agrícolas (Y. Zhang et al., 2014). La irrigación de cultivos, con agua a ciertas temperaturas son un método muy útil para proteger los cultivos en zonas de baja temperatura, como es el caso del daño de los cultivos de arroz que se produce por congelación. A nivel industrial, las aplicaciones también abarcan diferentes industrias, ya que esta agua se puede utilizar en la industria textil, en procesos de tinturado, curtido y estampado, también en procesos de deshidratación de vegetales, en producción de papel, azúcar, caucho, etc. Este tipo de energía simplifica los procesos, ya que, en la mayoría de estos, como se mencionó previamente existe un consumo elevado de energía que se utiliza para calentar los fluidos, y al aplicar este recurso energético el consumo de carbón y electricidad disminuye, y por ende las emisiones al medio ambiente, así como el tratamiento de desmineralización al cual se debe someter el agua.

Estas múltiples aplicaciones del aprovechamiento directo del calor, en el caso de los yacimientos de baja entalpía mencionados, no requieren la aplicación de tecnologías complejas y caras, basta con sistemas de tuberías básicos para el transporte y aislamiento térmico, para evitar las pérdidas de calor (Younger, 2015).

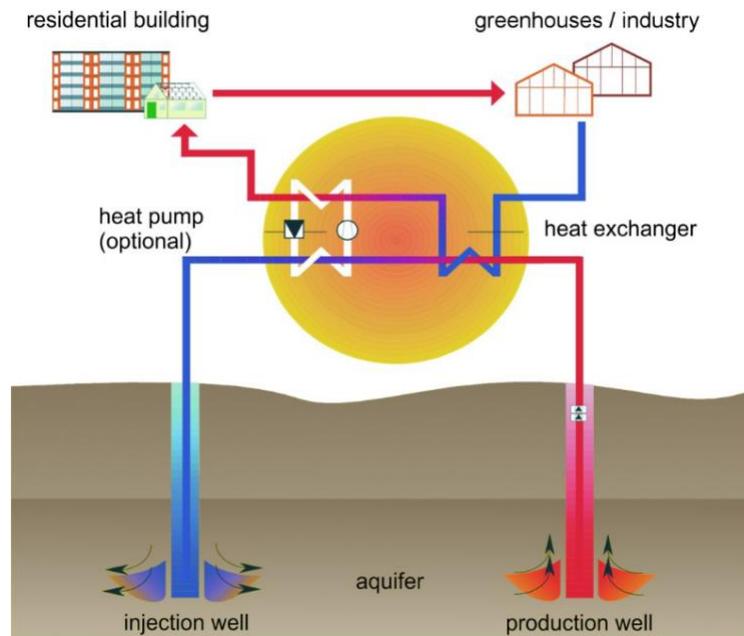
Finalmente, la energía geotérmica puede ser aplicada en procesos de calefacción y refrigeración de espacios (Hofinger et al., 2010), lo cual es muy utilizado en Islandia, país en el cual se empezó a utilizar este proceso en 1928, y donde en la actualidad no se quema ningún tipo de combustible fósil para la generación de calor en su capital, la cual se considera la ciudad más limpia de smoke del planeta (Y. Zhang et al., 2014). Esta tecnología se expandió rápidamente a Europa, Estados Unidos y algunos países de Asia como Japón y Corea del sur en los años setentas.

1.3.2. *Calefacción y Refrigeración*

Con el fin de realizar el proceso de calentamiento o enfriamiento de un lugar, es obligatorio realizar transferencia de calor, por lo cual se puede aprovechar el calor almacenado en el subsuelo a profundidades no tan altas, que generalmente oscilan entre los 50 y 100 metros, aunque en algunos casos se ha llegado hasta los 250 metros (Manzella, 2017). Es importante resaltar que después de cierta profundidad, aproximadamente un metro y medio, la temperatura del subsuelo no se ve afectada por cambios climáticos en superficie y se puede considerar constante, más fría que la superficie en verano, y más caliente que la temperatura del invierno en algunos lugares, razón por la cual se pueden realizar los procesos de enfriamiento y calentamiento en las respectivas temporadas (Donatini, 2019). Para realizar estos procesos de calefacción y refrigeración generalmente se utilizan las Bombas de Calor son alimentadas con energía geotérmica y basándose en el ciclo de Carnot y el ciclo de Carnot inverso, donde el calor es absorbido o expulsado, desde y hacia el agua del subsuelo, dependiendo de qué proceso se esté realizando. En la siguiente figura se puede observar un esquema básico de proyectos de uso de energía geotérmica en calefacción para edificios y/o industrias.

Figura 5

Esquema de uso directo del calor a partir de energía geotérmica.



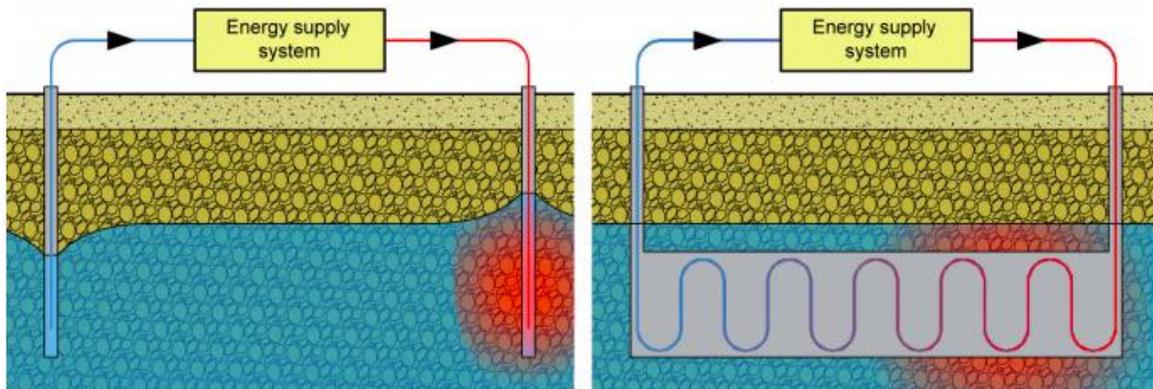
Nota: Tomado de: Agemar, T., Weber, J., & Schulz, R. (2014). Deep geothermal energy production in Germany. *Energies*, 7(7), 4397–4416. <https://doi.org/10.3390/en7074397>

Es importante resaltar que este tipo de bombas son energéticamente hablando más eficientes que los sistemas de aire acondicionado convencionales ya que por cada Kilowatt consumido, se generan entre tres y cuatro Kilovatios de energía térmica (Y. Zhang et al., 2014). Adicionalmente, pueden manejar picos de entre 1 kW a 2kW, hasta picos de 4kW y 8 kW, lo cual las convierte en herramientas regulables para picos de energía diurnos y nocturnos, y hasta por estaciones (Donatini, 2019).

Como se puede ver en la siguiente figura, los sistemas que son utilizados en el aprovechamiento de la energía geotérmica pueden ser de dos tipos; en primer lugar, pueden ser sistemas abiertos, en los cuales el sistema de circulación no está aislado de la formación, y por lo tanto este circuito absorbe parte del agua que se encuentra en el subsuelo, y del otro lado, encontramos el sistema cerrado, en el cual se utiliza un fluido con condiciones específicas, generalmente agua con un

refrigerante en solución, el cual recorre un circuito aislado y no hay utilización del agua de la formación (Agemar et al., 2014).

Figura 6
Circuito abierto y Circuito cerrado



Nota: Tomado de: Hofinger, H., Unterberger, W., Markiewicz, R., & Adam, D. (2010). Geothermianlagen bei großprojekten - planung und umsetzung. Geomechanik Und Tunnelbau, 3(5), 634–646. <https://doi.org/10.1002/geot.201000038>

1.3.3. Generación de Energía Eléctrica

La generación de energía eléctrica, es una de las aplicaciones más atractivas de la explotación de energía geotérmica debido a sus múltiples aplicaciones en todas las industrias, pero a su vez es uno de los retos más grandes, ya que para la generación de este tipo de energía se requieren temperaturas mucho más elevadas (reservorios de alta entalpía) o investigación de tecnologías mucho más eficientes. Los sistemas convencionales de producción de energía eléctrica se basan en el Ciclo de Rankine es un ciclo termodinámico, en el cual, el calor es transformado en trabajo, razón por la cual es un ciclo de potencia, el cual representa el proceso que se lleva a cabo en plantar de producción de energía eléctrica a partir de vapor. El proceso en general consiste en el movimiento de turbinas por medio de un fluido que alternamente se evapora y se condensa (Rauf, 2013). La evaporación del fluido, el cual generalmente es agua, se hace a partir de una fuente de calor externa, el cual en la mayoría de los casos se utiliza una caldera que quema combustible. También se pueden utilizar ciclos alternos, como en el caso de la energía geotérmica o la solar

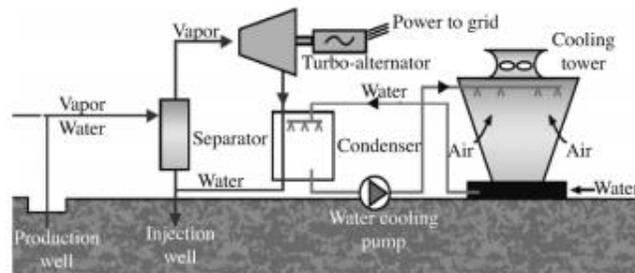
térmica, la cual concentra los rayos de sol sobre un fluido que absorbe el calor de estos. Además de la fuente de calor, el sistema debe tener una bomba para mover el fluido y mantener la presión del sistema, un condensador para que llevar el fluido nuevamente a fase líquida, y por supuesto la turbina que estará conectada al sistema de generación de energía eléctrica.

Existen tres tipos de plantas de energía convencionales que permiten convertir la energía geotérmica en electricidad, los cuales requieren que los reservorios tengan temperaturas lo suficientemente altas para que el agua se encuentre en forma de vapor. Estos sistemas mencionados previamente son las Plantas de Energía de Vapor de un Flash, Plantas Energía de Vapor de doble Flash, y Plantas de Energía de Vapor Seco (DiPippo, 2012).

El primer caso, el de las Plantas de Energía de Vapor de un Flash, se utiliza cuando el yacimiento provee una mezcla de agua y vapor a alta temperatura, a los cuales se les debe realizar un proceso de separación, buscando la menor pérdida de presión. Luego el vapor obtenido de esta separación es redirigido hacia una serie de turbinas, donde la presión es menor que en el resto del sistema, donde este vapor se expande y genera el movimiento de las turbinas, las cuales, al estar conectadas a un generador, producen la energía eléctrica. Finalmente, el vapor se dirige nuevamente al pozo, donde el ciclo vuelve a iniciar (DiPippo, 2012).

La siguiente figura muestra un diagrama, donde se ubican todos los diferentes componentes de este tipo de plantas de energía eléctrica, donde al empezar por el pozo productor, la mezcla es dividida en el separador, y el vapor sigue su flujo hacia las turbinas, y todo flujo de agua es redirigido al pozo inyector (Manzella, 2017).

Figura 7
Diagrama planta eléctrica



Nota: Tomado de: Manzella, A. (2017). Geothermal energy. EPJ Web of Conferences, 148, 12. <https://doi.org/10.1051/epjconf/201714800012>

El segundo tipo de planta, las de Energía de Vapor de doble Flash, es una versión mejorada del anterior, la cual puede producir en promedio 20% más energía que la versión simple, y se utiliza en yacimientos de energía geotérmica de baja entalpía (Røksland *et al.*, 2017). Estas plantas realizan un proceso muy parecido al de un solo flash, con la diferencia de que fluido presurizado que se separa de la mezcla líquido vapor, pasa por una segunda unidad de flasheo, en la cual se separa aún más vapor, y al generar una separación más eficiente, la cantidad de vapor para mover las turbinas es significativamente mayor (DiPippo, 2012).

En el último caso, las cuales son las Plantas de Energía de Vapor Seco, son el tipo de planta más simple, ya que en este caso el fluido que el yacimiento provee es completamente vapor, y simplemente se dirige directamente hacia las turbinas para la generación de energía (Røksland *et al.*, 2017). Aunque es el tipo de proceso más sencillo, no es el más común ya que encontrar yacimientos con este nivel de energía es el verdadero reto.

1.4. Tecnologías No Convencionales

1.4.1. Ciclo Orgánico de Rankine (ORC).

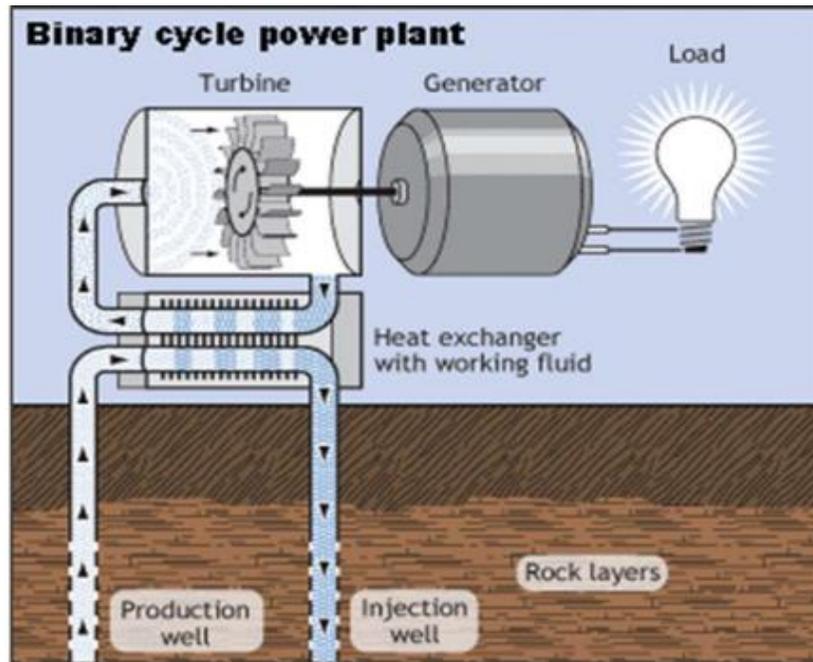
Una alternativa al ciclo convencional, con el fin de aumentar la eficiencia termodinámica (relación entre la energía producida y la energía suministrada), en el Ciclo Orgánico de Rankine en vez de

utilizar agua como fluido de trabajo, se utilizan fluidos orgánicos. Estas sustancias utilizadas se caracterizan por tener un punto de ebullición bajo (por debajo de los 100°C), propiedad que permite aprovechar la energía de los yacimientos de mediana y baja entalpía (Erdogan & Colpan, 2018). Los fluidos utilizados en este ciclo son de alto peso molecular, y como criterios para elegir el fluido orgánico adecuado se tiene en cuenta la temperatura crítica, presión crítica, factor acéntrico, punto de congelación, temperatura de autoignición, presión de vapor del líquido, calor de vaporización, capacidad calorífica del líquido y gas ideal, siendo el más determinante el punto de ebullición. (Drescher & Brüggemann, 2007). Debido a esta última propiedad, se pueden obtener vapores completamente secos o con mayor porcentaje de vapor para la producción de energía eléctrica en yacimientos de baja temperatura. Dependiendo de la elección del fluido, de las características de los dispositivos y la fuente de calor, así como de otros factores, algunas de las ventajas del ORC respecto al ciclo convencional de Rankin son:

- Es posible generar electricidad a partir de fuentes menores a 90°C
- Cuenta con alto desempeño debido a los fluidos de alto peso molecular, generando energía eléctrica a partir de pequeñas potencias.
- Al usar fluidos secos, que no crean gotas se reduce la corrosión en las turbinas.
- Puede generar electricidad a partir de calor residual (Pozos petroleros).
- Eficiencia de turbina de hasta 85% (Sánchez & Fiter, 2012).

Con el fin de que el fluido orgánico no se contamine, el calor es extraído del pozo a través de otro fluido, y transmitido al fluido de trabajo por medio de un intercambiador de calor en superficie (planta de ciclo binario). Debido a esto el fluido orgánico siempre se encuentra en un ciclo cerrado y evitando al máximo contaminantes que alteren sus propiedades (Sieterm, 2020). En la siguiente imagen se puede observar un esquema básico de una planta que utiliza el ORC para el aprovechamiento de la energía geotérmica:

Figura 8
Esquema de una planta de Ciclo Binario



Nota: Tomado de: Wang, K., & Wu, X. (2019). Extension of oil well economic life by simultaneous production of oil and electricity. Society of Petroleum Engineers - SPE Oklahoma City Oil and Gas Symposium 2019, OKOG 2019. <https://doi.org/10.2118/195211-ms>. Downhole geothermal power generation in oil wells.

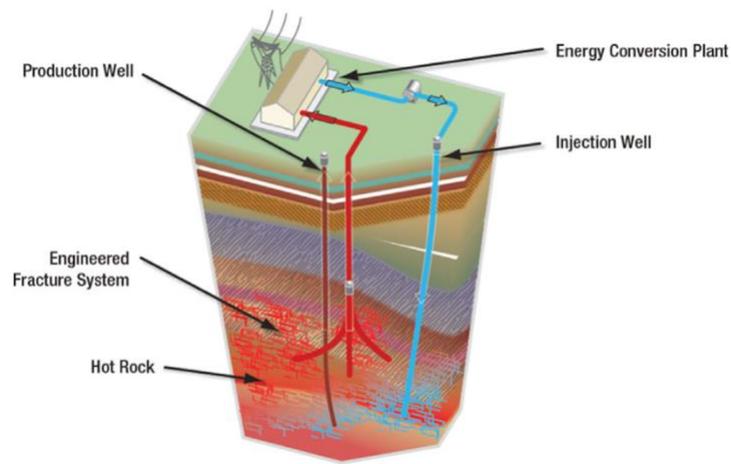
Se debe resaltar que esta es una de las tecnologías más aplicadas para la producción de energía geotérmica, existiendo plantas en funcionamiento actualmente en países como Estados Unidos, China, Islandia, Costa Rica, Japón, Francia o Alemania (Singh et al., 2017).

1.4.2. Sistemas Geotérmicos Mejorados (EGS)

Los sistemas geotérmicos mejorados o EGS (por sus siglas en inglés), son una de las nuevas tecnologías aplicables a la industria geotérmica con mayor potencial, donde con la inversión adecuada, se estima que solo Estados Unidos tienen un potencial energético de 100GW a un costo competitivo dentro de los siguientes 50 años a partir de la utilización de esta tecnología, lo cual se podría lograr con mínimos impactos ambientales (MIT, 2006). Los EGS se definen básicamente

como reservorios creados artificialmente en zonas del subsuelo donde alguno de los parámetros fundamentales para la explotación del recurso geotérmico es insuficientes (U.S. Department of Energy, 2012). Adicionalmente, debido a la dificultad de encontrar yacimientos que cumplan con propiedades adecuadas para la explotación de este tipo de energía, como lo son el calor disponible, la permeabilidad y el fluido almacenado en el reservorio, la modificación de la permeabilidad a través de la generación de fracturas artificiales en rocas que naturalmente estas no poseen (de muy baja permeabilidad) y la inyección de un fluido de trabajo de características eficientes para transportar el calor en un ciclo cerrado, son básicamente las soluciones que ofrece esta tecnología (Olasolo et al., 2016).

Figura 9
Diseño básico de un EGS



Nota: Tomado de: Olasolo, P., Juárez, M. C., Morales, M. P., Damico, S., & Liarte, I. A. (2016). Enhanced geothermal systems (EGS): A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 56, 133–144. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.031>

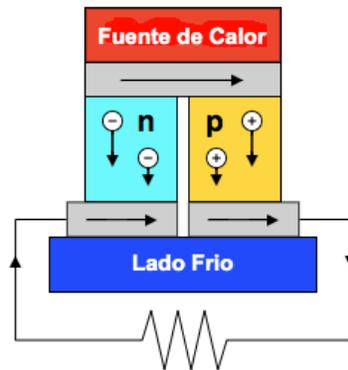
Como se observa en la imagen anterior con el fin de cumplir con el ciclo cerrado que requiere esta tecnología, la inyección del fluido se hace a través de un pozo adecuado para esta tarea, el fluido entra en contacto con el reservorio, absorbiendo así el calor que este ofrece y regresando finalmente a superficie a través de uno o más pozos, donde dependiendo de las temperaturas alcanzadas se aprovechará el calor con un sistema acorde a las características propias del proyecto.

Adicionalmente, el que este proceso se realice en un circuito cerrado se traduce en cero emisiones de gases de efecto invernadero de manera directa, salvo por procesos complementarios en una escala muy baja.

1.4.3. *Generadores Termoeléctricos*

Los métodos de producción de energía eléctrica convencionales mencionados previamente, requieren elevadas temperaturas y concretamente se basan en la conversión de energía térmica a energía mecánica, para luego esta última ser convertida en energía eléctrica a través del movimiento de turbinas, lo cual implica pérdidas energéticas significativas y el uso de dispositivos más complejos (partes móviles), lo cual se ha realizado desde el siglo 20 (DiPippo, 2012). Tratando de solucionar estos problemas nacen los generadores termoeléctricos los cuales convierten directamente la energía térmica en energía eléctrica basándose en uno de los efectos termoeléctricos, el efecto Seebeck (C. Liu et al., 2014). Este efecto consiste en generar energía eléctrica a través de un dispositivo conformado por dos placas de materiales semiconductores y exponerlos a un diferencial de temperatura. Las dos placas semiconductoras deben ser de materiales específicos, la primera de tipo p, son materiales que por su configuración tienen cargas libres en los orbitales de sus átomos, y los de tipo n, son aquellos que poseen cargas libres, es decir electrones que se pueden separar fácilmente (Garín et al., 2014). Ambas placas son conectadas eléctricamente en serie, y al aplicar una fuente de calor en la superficie del dispositivo, está obligará a los electrones a saltar a los espacios en los orbitales de la capa tipo n y luego en sentido contrario formando un circuito eléctrico, lo cual que genera una corriente eléctrica que es aprovechada realizando las conexiones eléctricas adecuadas (Patrick, 2019). El proceso se puede observar en el siguiente esquema.

Figura 10
Esquema generador termoeléctrico



Nota: Tomado de: Brazier, K. (2008). Thermoelectric Generator Diagram.

https://es.m.wikipedia.org/wiki/Archivo:Thermoelectric_Generator_Diagram.s

vg

Debido a sus características, como ser dispositivos completamente sólidos y no tener partes móviles, este tipo de tecnología es silenciosa, confiable y amigable con el medio ambiente, ya que no produce gases de efecto invernadero, y su simplicidad lo hace fácil de disponer. Adicionalmente, el dispositivo puede ser operado por largo periodo de tiempo con mínimo mantenimiento, donde algunos generadores termoeléctricos han sido usados por más de 30 años en la NASA (Patrick, 2019) (C. Liu et al., 2014) (K. Wang, Liu, et al., 2018). Por su sencillez y versatilidad puede ser utilizado para aprovechar calor residual en diferentes industrias, siendo una solución en la industria geotérmica para el aprovechamiento de calor en un rango mucho más extenso de temperaturas (yacimientos de alta y baja temperatura) de manera mucho más eficiente y a menor costo (C. Liu et al., 2014). Al conectar gran cantidad de estas termocuplas térmicamente en paralelo se puede formar un generador termoeléctrico que convierte la energía proveniente del subsuelo en electricidad reemplazando los métodos convencionales.

1.4.4. Obtención de Energía Geotérmica en pozos petroleros

Con el fin de maximizar la eficiencia y reducir los costos de los procesos que involucran el desarrollo de un proyecto de producción de energía geotérmica, la sinergia entre la industria

petrolera y la geotérmica ha ganado especial atención en los últimos años (K. Wang, Liu, et al., 2018), a grandes rasgos a través de proyectos de producción de energía usando el agua asociada a la producción de petróleo (coproducción) o la reconversión de pozos petroleros abandonados, o próximos a estarlo, en pozos geotérmicos.

En el caso de la industria geotérmica, los grandes costos asociados a las distintas fases de puesta en marcha de un proyecto de estas características, como lo son la exploración, perforación y producción (Gupta & Roy, 2007), limita su aplicabilidad a gran escala a nivel mundial. Gran parte de estos inconvenientes se podrían subsanar a través del aprovechamiento de los pozos petroleros ya perforados, las facilidades de superficie ya instaladas y la información ya evaluada por la industria petrolera (X. Liu et al., 2018), como lo es la litología, porosidad y especialmente la temperatura de gran cantidad de yacimientos a nivel mundial (Caulk & Tomac, 2017). Un punto muy importante a resaltar sobre el aprovechamiento de pozos ya perforados es que esto puede representar un ahorro de hasta el 50% de los gastos que representa la puesta en marcha de un proyecto de energía geotérmica (Barbier, 2002). En concreto, algunas de las ventajas de esta sinergia mencionada previamente serían la reducción de riesgos exploratorios y operativos, reducción de costos en la caracterización de reservorios utilizando la información histórica disponible que pueden proveer los proyectos petroleros ya en marcha, suficiente cantidad de pozos petroleros candidatos a nivel mundial para la producción de energía geotérmica (K. Wang, Liu, et al., 2018), ya que se estima que en el planeta hay entre 20 y 30 millones de pozos petroleros abandonados (Cheng et al., 2014); y finalmente, los incentivos económicos que existen a nivel gubernamental para el desarrollo de energías alternativas.

Por otra parte, ciertos inconvenientes que afronta la industria petrolera, como lo son la disminución en las reservas, incremento en los costos operativos, volatilidad en los precios del petróleo a nivel mundial, y la tendencia al uso de energías amigables con el medio ambiente, obliga a esta a explorar nuevas alternativas que la potencien (K. Wang, Yuan, et al., 2018). La coproducción de energía geotérmica a partir del agua de producción podría extender la vida útil de un campo petrolero y reducir los costos operativos asociados al manejo y disposición de esta agua, ya que la temperatura de estas descargas oscilan entre los 65°C y 150°C (Breede et al., 2013), de la mano con temperaturas de fondo que oscilan entre los 121°C y 204°C (K. Wang, Liu, et al., 2018), lo

cual las vuelve propicias para la producción de energía térmica o termoeléctrica, que podría ser utilizada para suplir gran parte de la demanda energética de la misma operación, reduciendo así los costos operativos y el consumo de combustibles fósiles (diésel) para la generación de energía eléctrica. Otros proyectos más ambiciosos proponen el uso de generadores de termoeléctricos en fondo, con el fin de que el pozo petrolero sea completamente autosustentable en materia energética permitiendo implementar dispositivos inteligentes en fondo como sensores y auto reguladores de flujo (J. Liu et al., 2020), especialmente en pozos maduros con alto corte de agua (K. Wang, Liu, et al., 2018). Asimismo, partiendo de los proyectos de recobro mejorado de hidrocarburos a través de la inyección de vapor, se obtienen escenarios mucho más propicios para las operaciones de coproducción, sobretodo en pozos donde la relación crudo-vapor es muy elevada, donde se podría extender la vida útil de la operación, e inclusive en pozos donde esta relación alcanza valores tan altos que hace inviable continuar con la producción de hidrocarburo, la posibilidad de reconvertir estos en pozos netamente geotérmicos es una opción factible debido a la magnitud tan alta de calor residual que queda depositado en el reservorio (X. Liu et al., 2018). Este último escenario se vuelve aún más viable debido a que algunos estudios muestran que solo la operación de abandono de un pozo puede alcanzar los 300.000 dólares, cuando por el contrario reconvertirlo en un pozo geotérmico y extender su vida útil podría valer la mitad de este valor (Gharibi et al., 2018). En el caso de la reutilización de pozos abandonados para implementar proyectos de EGS, dependiendo de las modificaciones que se le deban realizar a los pozos, el ahorro en estos proyectos podría oscilar entre un 42% y un 95% (Caulk & Tomac, 2017).

Adicionalmente es importante resaltar que las tecnologías presentadas en este capítulo no son mutuamente excluyentes, es decir en un solo proyecto se podrían incluir más de una de estas soluciones, como la implementación de generadores termoeléctricos en fondo o superficie para realizar procesos de coproducción, o la reconversión de pozos petroleros abandonados en sistemas EGS directamente, siempre teniendo en cuenta ciertas propiedades que determinan la viabilidad de cualquier proyecto sinérgico. Todo lo mencionado previamente deberá ir ligado siempre a una inversión económica enfocada a la rentabilidad del proyecto, maximizando la producción de energía a costos competitivos y por supuesto a la minimización de los impactos ambientales que un proyecto de estos podría generar.

2. ESTUDIOS DE CASO DE CARACTERIZACIÓN DE POZOS Y CAMPOS PETROLEROS PARA EL APROVECHAMIENTO DE ENERGÍA GEOTÉRMICA.

2.1. China

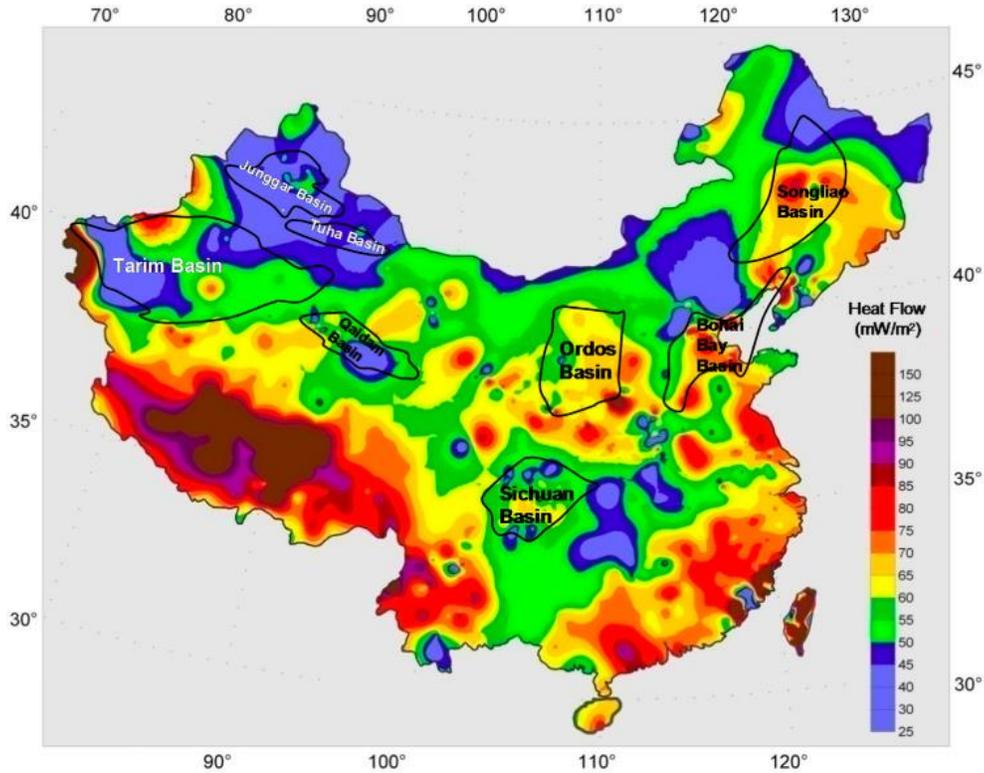
La República Popular China, el país más poblado del mundo el cual es considerado una enorme potencia económica, requiere gran cantidad de energía diaria para poder desarrollar sus actividades. Aunque su producción de petróleo supera los 3.84 millones de barriles por día (ABC, 2019), no satisface su consumo diario, el cual ronda los 16.96 millones de barriles por día (Knoema, 2020).

Este país posee varias características que lo hacen propicio a la implementación de proyectos sinérgicos entre la industria geotérmica y la petrolera. En primer lugar, por mencionar algunas de estas características, China tiene una gran cantidad de pozos petroleros candidatos para la producción de Energía Geotérmica, ya que para 2015 tenía 164.076 pozos perforados, de los cuales 76.881 se encontraban abandonados (K. Wang, Yuan, et al., 2018). En segundo lugar, la misma industria petrolera actúa como mercado propicio para el consumo de la energía geotérmica, ya que, por ejemplo, solo el consumo de combustible y electricidad de dos plantas de acopio de crudo rondan los 503.000 dólares por año (Chengting et al., 2013). En tercer lugar, el apoyo e incentivos que el gobierno chino está dando con el objetivo de desarrollar nuevas fuentes de energía más limpias, como es el caso del trigésimo décimo plan de periodo de 5 años de China en el cual buscan reemplazar 50 millones de toneladas de carbón por energía geotérmica para 2020 (K. Wang, Yuan, et al., 2018). Finalmente, su enorme potencial energético, ya que se estima que China posee el 8% de las reservas globales geotérmicas, donde solo su recurso HDR (Hot Dry Rock o Roca seca caliente) equivaldrían a $85,6 \times 10^5$ billones de toneladas estándar de carbón (S. Wang et al., 2016).

Las compañías petroleras han desarrollado tecnologías aplicables, y puesto en marcha proyectos con el fin de aprovechar el recurso geotérmico de su país. En el caso de Sinopec, la empresa petrolera más grande de este país asiático, creó una filial enfocada en la explotación del recurso geotérmico. Esta empresa llegó a finales del 2014 a los $40 \times 10^6 \text{m}^2$ de calefacción de espacios

utilizando energía geotérmica relativamente somera (200 – 3000m), logrando una gran reducción de emisiones de CO₂ que ascienden hasta 3 millones de toneladas (S. Wang et al., 2016).

Figura 11
Distribución del flujo de calor en China, mW/m².



Nota: Tomado de: Wang, S., Yan, J., Li, F., Hu, J., & Li, K. (2016). Exploitation and utilization of oilfield geothermal resources in China. *Energies*, 9(10), 1–13. <https://doi.org/10.3390/en9100798>

Como se puede observar en la figura anterior, las zonas con mayor flujo de calor en China se encuentran al sur oeste del país, donde las regiones del Tibet, Sichuan, Yunnan y Taiwán son consideradas de gran potencial geotérmico (Lei Zhang et al., 2019).

Con base en el gran potencial geotérmico de China, varios proyectos y estudios han sido realizados, resultando en una capacidad instalada de 27.8 MW de generación de energía, divididas en el Tibet, Yangyi, Guangdong Dengwu y el campo petrolero Huabei (Lei Zhang et al., 2019). Adicionalmente, se ha estimado el gran potencial que tienen no solo el mencionado campo petrolero Huabei, si no inclusive otros campos como Daqing y Liahoe, que juntos se estima un

potencial de 424×10^{18} J de recursos geotérmicos, equivalentes a 145×10^8 toneladas de carbón (S. Wang et al., 2016). A continuación, se presentan varios estudios de caso de modelamientos, estimaciones de potencial e incluso pilotos en dos de los campos petroleros más grandes de China, con el fin de aprovechar el recurso geotérmico.

2.2. Estudios de caso en campo Huabei

2.2.1. Generalidades del Campo

El campo petrolero Huabei, es uno de los más grandes de los más grandes de China, ubicado en el norte del país a 150 kilómetros al sur de Beijing y con una extensión de 44,9 km² (Xin et al., 2012). Se caracteriza por reservorios de hidrocarburos naturalmente fracturados y compuestos de carbonatos con un extenso sistema de acuíferos, donde el agua de producción supera los 100°C (Li et al., 2007). Este campo ha sido explotado desde mediados de los años 1970s, mediante procesos de inyección de agua que en los últimos años ha elevado su corte de agua, alcanzando valores que superan el 90%, por lo cual gran parte de los pozos productores han sido abandonados debido a su poca rentabilidad al alcanzar estos valores (Yang et al., 2017). Adicionalmente, al igual que en todo el mundo, gran parte del petróleo producido se usa para suplir la demanda energética del mismo campo, siendo el consumo de este campo en calefacción aproximadamente 30 toneladas de crudo por año (Li et al., 2007), lo cual de la mano con los altos cortes de agua, pozos abandonados que reducen el costo de perforación (Yang et al., 2017) y muchas más propiedades evaluadas en los diferentes estudios de caso, lo convierte en un candidato para la explotación del recurso geotérmico.

2.2.2. Estudio de Caso 1: Factibilidad de coproducción de energía eléctrica a partir de recursos de baja temperatura en el reservorio Renqiu, China.

- **Descripción:** Investigación realizada a partir del reservorio Renqiu, del campo petrolero en China, donde se busca determinar la factibilidad de coproducción de electricidad donde la temperatura de los fluidos alcanza los 100°C (Li et al., 2007). También proponen una planta de energía basada en el ciclo orgánico de Rankine (ORC), con una potencia de 300 KW.

- Metodología:** A partir de la información actual del campo en su momento, como la temperatura, producción de fluidos (agua y petróleo), presión, profundidades de interés (pozos, interfase agua petróleo, etc.), corte de agua, numero de pozos, etc., realizan una estimación del potencial energético del campo. Adicionalmente, teniendo en cuenta los parámetros reales del campo, determinan cuál tipo de planta sería la más adecuada para la producción de energía eléctrica, eligiendo la ORC debido a la temperatura promedio de los fluidos del proyecto. Los autores no especifican qué modelo matemático utiliza para realizar todos los cálculos (Li et al., 2007), pero afirman que la temperatura promedio de los fluidos (100°C) es suficiente para producir energía eléctrica. Con base en los cálculos realizados, se determina principalmente energía geotérmica producida, ingresos anuales y costo total. Estos valores se calculan en diferentes escenarios, inicialmente con la producción en su momento del campo, la cual era 113 mil barriles de agua por día, y variando la temperatura de salida del fluido. Luego manteniendo constante la temperatura, pero esta vez variando la temperatura de salida nuevamente, se plantean dos nuevos escenarios con diferente caudal de producción, con 3,1 millones de barriles de agua por día y 12,5 mil barriles de agua por día (Li et al., 2007).
- Resultados:** Con base en los 3 escenarios evaluados, el primero utilizando la producción de agua real del campo (113 mil bapd), y el segundo y tercero utilizando caudales más altos y más bajos respectivamente, el estudio presenta los siguientes resultados variando asimismo la temperatura de salida del agua (Li et al., 2007).

Tabla 2

Resultados estudio de caso 1

Valores usando caudal del 113 mil BAPD (Real del campo)						
Temperatura de Salida (°C)	25	30	35	40	45	50
Potencia (MW)	4,67	4,40	4,12	3,85	3,57	3,30
Ingreso Anual (Millón USD)	3,03	2,85	2,67	2,49	2,32	2,14
Costo Anual (Millón USD)	9,33	8,78	8,24	7,69	7,14	6,59
Valores usando caudal de 3.1 millones BAPD						

Temperatura de Salida (°C)	25	30	35	40	45	50
Potencia (MW)	130,00	122,00	115,00	107,00	100,00	92,00
Ingreso Anual (Millón USD)	84,12	79,17	74,22	69,27	64,32	59,38
Costo Anual (Millón USD)	259,26	244,02	228,76	213,51	198,26	183,01
Valores usando caudal de 12.5 mil BAPD						
Temperatura de Salida (°C)	25	30	35	40	45	50
Potencia (MW)	0,52	0,49	0,46	0,43	0,40	0,37
Ingreso Anual (Millón USD)	0,34	0,32	0,30	0,28	0,26	0,24
Costo Anual (Millón USD)	1,46	1,39	1,32	1,24	1,17	1,09

Nota: El factor de conversión del Yuan al Dólar fue 0,1480, el cual fue el promedio de 2007, el año del artículo. El factor de conversión de m³ a Barril fue 6,2898.

Tomado de: Li, K., Zhang, L., Ma, Q., Liu, M., Ma, J., & Dong, F. (2007). Low temperature geothermal resources at Huabei oilfield, China. Transactions - Geothermal Resources Council, 31, 609–613.

2.2.3. Estudio de Caso 2: Construcción y pruebas preliminares de un sistema ORC en el campo petrolero Huabei.

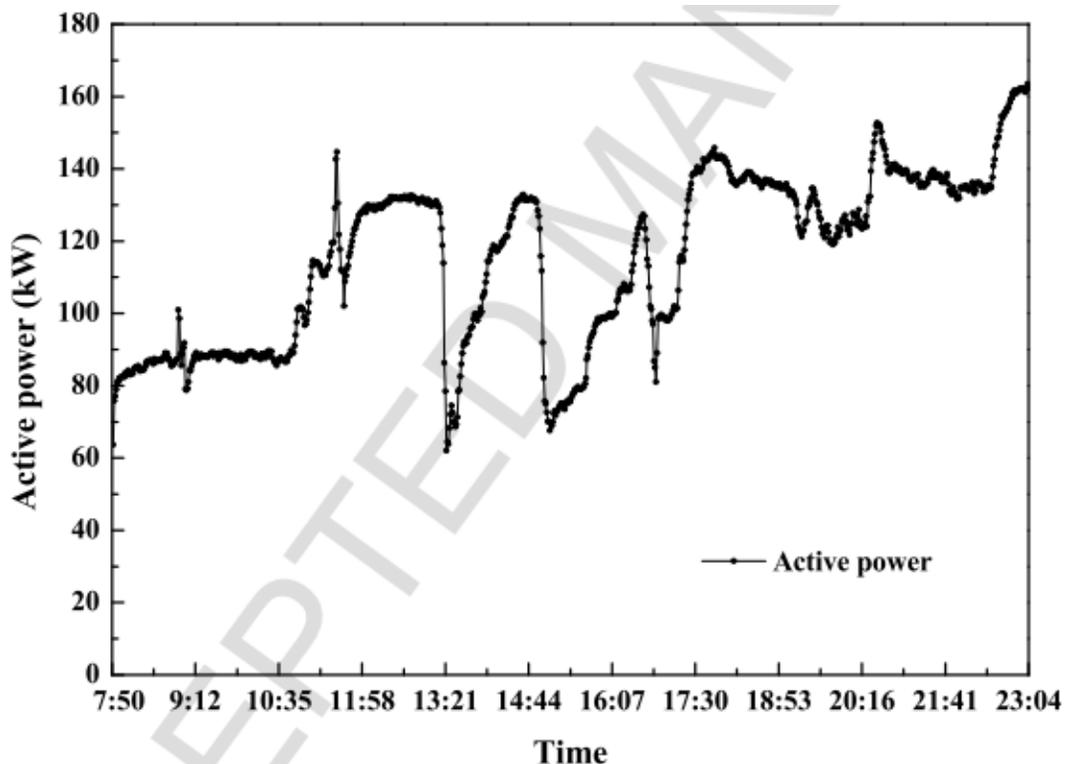
- **Descripción:** Estudio donde se diseña una planta de energía ORC para aprovechamiento del recurso geotérmico en campo Huabei, la cual se construye y realizan pruebas pilotos utilizando R245FA como fluido de trabajo. Los datos obtenidos son presentados y analizados por los autores (Yang et al., 2017).
- **Metodología:** Con base en la información propuesta por diferentes autores, diseñan y fabrican una planta ORC con el fin de aprovechar el recurso geotérmico de los pozos abandonados de campo Huabei. La particularidad de este diseño es que consideraron la obstrucción realizada por el crudo en el proceso y dan una solución. Utilizando la planta propuesta realizan pruebas piloto y determinan la eficiencia del sistema, de la turbina y del ciclo intermedio. Los pozos donde se realizan las pruebas tenían en promedio un 98% de corte de agua y su temperatura fue de 110°C. A partir de 8 ecuaciones termodinámicas presentadas en el artículo, realizando los cálculos correspondientes de eficiencias, pérdidas de calor, potencia generada, etc. Utilizan

el software REFPROP para evaluar las propiedades termodinámicas de la prueba piloto (Yang et al., 2017).

- **Resultados:** Uno de los principales resultados del estudio es el esquema de producción de energía geotérmica propuesto por los autores, el cual es descrito ampliamente en el artículo y consta de un ciclo geotérmico de agua, un ciclo intermedio de agua, la planta ORC, ciclo de refrigeración de agua, ciclo de crudo lubricante, bypass y sistema de control. En la planta ORC usan el fluido R245fa en las pruebas pilotos, donde la mayor salida de potencia alcanzó los 163,44 KW. (Yang et al., 2017). A continuación, se muestra el comportamiento de la potencia obtenida durante la prueba:

Figura 12

Potencia obtenida (kW) en estudio de caso 2



Nota: Tomado de: Yang, Y., Huo, Y., Xia, W., Wang, X., Zhao, P., & Dai, Y. (2017). Construction and preliminary test of a geothermal ORC system using geothermal resource from abandoned oil wells in the Huabei oilfield of China. *Energy*, 140, 633–645. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.09.013>

La eficiencia promedio del ciclo intermedio fue 77,98%, y de la turbina 78,52%. La eficiencia promedio de la planta ORC fue 4,46%, alcanzando 5,33% como mayor valor durante la prueba

2.2.4. *Estudio de Caso 3: Estudio cuantitativo de generación eléctrica y prueba piloto aplicados en pozos petroleros de campo Huabei*

- **Descripción:** Estudio cuantitativo de generación de energía eléctrica, donde utilizando un generador de 400 kW de sistema de expansión de doble hélice, realizaron prueba en tres pozos de Campo Huabei para determinar la relación entre diferentes parámetros operativos. Adicionalmente, se probó el generador con el caudal de diferentes pozos simultáneamente (Xin et al., 2012).
- **Metodología:** Utilizando tres pozos productores del campo Huabei, 2 activos y uno abandonado se realizaron pruebas de producción de energía eléctrica a partir del recurso geotérmico obtenido del agua de producción de los pozos. Con el fin de determinar el efecto del caudal sobre la energía eléctrica producida, se utilizaron tres diferentes bombas electro sumergibles (ESP) para modificar los caudales de los pozos activos y reactivar el pozo abandonado. Los autores evaluaron el efecto de la temperatura en cabeza del pozo, el efecto del caudal de producción y la capacidad de levantamiento de las bombas. Finalmente, usando la producción de 8 pozos del reservorio LB en campo Huabei, realizaron pruebas de producción de energía eléctrica utilizando la unidad de ciclo binario presentada en la siguiente fotografía (Xin et al., 2012).

Figura 13

Sistema de generación eléctrica estudio de caso 3



Nota: Tomado de: Xin, S., Liang, H., Hu, B., & Li, K. (2012). A 400 kW geothermal power generator using co-produced fluids from Huabei oilfield. Transactions - Geothermal Resources Council, 36 1, 219–223.

- **Resultados:** Utilizando R123 como fluido de trabajo, y con un caudal operativo de 18 mil bpd, una temperatura de entrada de 110°C y de salida entre 85-90°C en el generador, se obtuvo una potencia neta de 310 kW, y un total de 31×10^4 kW/h, la cual fue transmitida exitosamente a la red eléctrica local (Xin et al., 2012).

2.2.5. Estudio de Caso 4: Prueba piloto de producción de energía geotérmica con un sistema ORC en pozos petroleros del campo Huabei

- **Descripción:** Estudio de caso en el que diseñaron y armaron un generador eléctrico alimentado con energía geotérmica de 500 kW de potencia. El sistema utilizó el fluido R245a como fluido de trabajo y se realizaron las pruebas a partir del reservorio Liubei usando pozos petroleros del campo Huabei, a diferentes condiciones de cargas parciales (Hu et al., 2017).

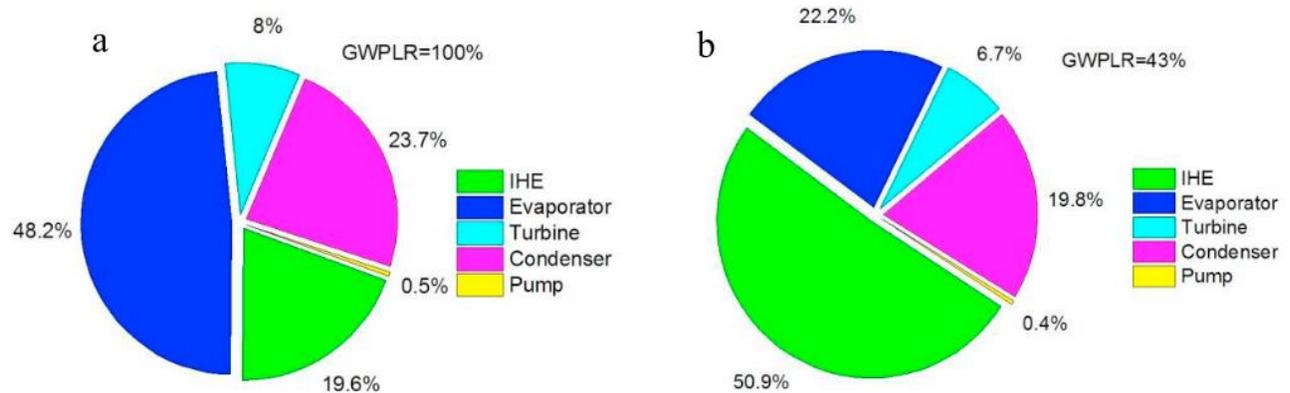
- **Metodología:** La metodología del estudio se dividió en dos partes, el diseño del sistema de generación y la selección del fluido, y la evaluación de los indicadores de desempeño. El diseño del sistema del proyecto, el cual se basó en el ciclo orgánico de Rankine, tomó en cuenta principalmente la temperatura y el caudal del reservorio, que resaltan entre los 18 parámetros usados. En el caso de la selección del fluido, se tomó en cuenta diversos factores, entre los cuales resaltan la estabilidad, toxicidad, inflamabilidad y en general la seguridad ambiental del fluido de trabajo. El fluido seleccionado fue el R245fa, el cual adicionalmente tiene buena eficiencia térmica.

En cuanto a los parámetros de desempeño, los autores presentan 3 ecuaciones en el artículo, con las cuales calcularon la relación de carga parcial del agua geotérmica, la relación de generación de electricidad y la electricidad generada por unidad geotérmica de fluido (Hu et al., 2017).

- **Resultados:** Con el fin de determinar el comportamiento del sistema, lo evaluaron a diferentes condiciones de cargas parciales, presentando los resultados de 20%, 30%, 40% y 50%. Para la carga parcial de 50%, obtuvieron una salida neta de energía de 150 kW, una relación de generación de electricidad del 30% y una eficiencia térmica del 5,35%. También evaluaron la pérdida de exergía en los diferentes puntos del sistema, determinando que, a diferentes valores de cargas parciales, varían los puntos donde se presenta la máxima pérdida de Exergía (Hu et al., 2017), como se muestra en las siguientes gráficas:

Figura 14

Pérdida de exergía en cada componente, a diferentes cargas parciales (GWPLR).



Nota: Tomado de: Hu, K., Zhu, J., Zhang, W., & Lu, X. (2017). A case study of an ORC geothermal power demonstration system under partial load conditions in Huabei Oilfield, China. *Energy Procedia*, 142, 1327–1332. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.12.515>

2.3. Estudios de caso en campo Daqing

2.3.1. Generalidades del Campo

El campo petrolero Daqing, ubicado en la zona norte de la cuenca de Songliao (Y. J. Zhang et al., 2015) es el campo petrolero más grande China, e incluso se encuentra entre los campos más grandes del planeta, con una extensión total de 6000 km² (Xu et al., 2014). Entre los años 1976 y 19997 tuvo una producción constante de 50 millones de toneladas de crudo por año, y para el año 2007 logró una producción de 1,95 billones de toneladas de crudo (Jiang et al., 2016). Adicionalmente, es importante resaltar que este campo petrolero posee los depósitos de hidrocarburos en areniscas más grandes del planeta, y su producción de petróleo representa el 47% de la producción onshore de China (Y. J. Zhang et al., 2015) y el 20% de la producción total (Xu et al., 2014).

A pesar del enorme potencial petrolero del campo, y de los planes de China para explotar este hasta el 2060 (Xu et al., 2014), la producción del campo ha ido decreciendo anualmente, y gran cantidad de sus pozos han alcanzado valores de hasta 90% de corte de agua, reduciendo su rentabilidad (Y. J. Zhang et al., 2015). Se estima que la producción del campo decrecerá un 4%

anualmente entre 2012 y 2025 (Xu et al., 2014), teniendo un decrecimiento total del 80% para 2060 según otras estimaciones (Jiang et al., 2016). Adicionalmente, este decrecimiento representa un impacto negativo para las mismas operaciones del campo, ya que el 90% de la energía que requiere Daqing para el desarrollo de sus actividades provienen de combustibles fósiles que este mismo produce. (Y. J. Zhang et al., 2015).

No obstante, Daqing no solo posee un potencial enorme de hidrocarburos, también ciertas características geológicas, los datos recolectados durante su explotación y los pozos y facilidades que ya existen, le confieren un enorme potencial geotérmico. En primer lugar, es una región con un alto flujo de calor, con valores que oscilan entre los 70-90 mW/m² y un gradiente geotérmico de 40 a 60°C/km (Y. J. Zhang et al., 2015). En segundo lugar, se ha recolectado información del campo por más de 50 años, lo cual minimiza los riesgos en las etapas de exploración y desarrollo, donde se estima que a profundidades de 3km este campo alcanza los 150°C de temperatura (Jiang et al., 2016). Estas características han propiciado el desarrollo de diferentes estudios de caso que son presentados a continuación.

2.3.2. Estudio de Caso 5: Estimación de recurso geotérmico HDR utilizando datos de pozos petroleros en el campo Daqing (Profundidades de 3km-5km)

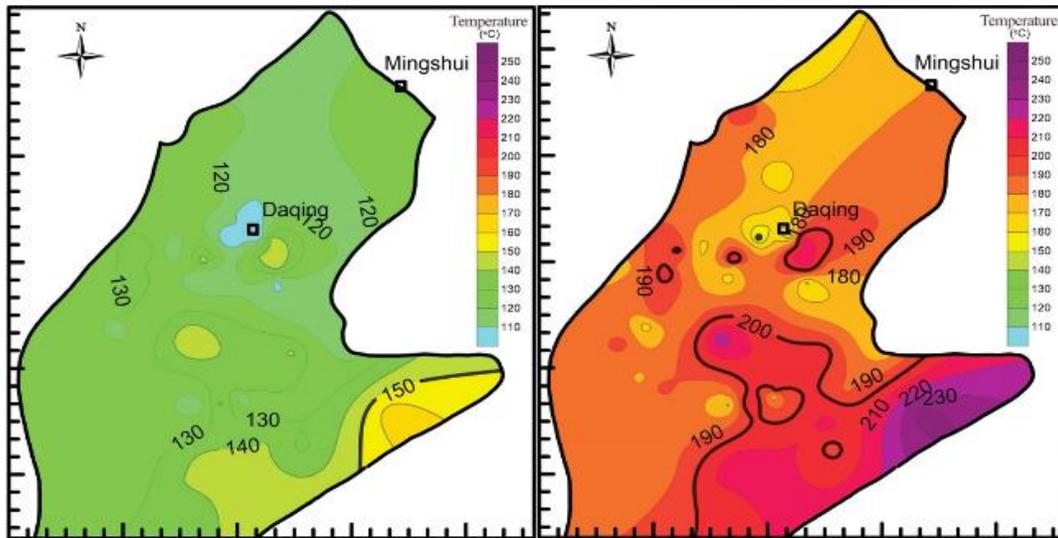
- **Descripción:** Estudio donde a partir de información obtenida de registros de pozos realizados previamente en profundidades relativamente someras, se extrapola y determina posibles propiedades térmicas de zonas más profundas, todo con el fin de realizar una distribución térmica del campo Daqing. Este cálculo de la distribución de las propiedades térmicas del yacimiento, permite calcular el potencial geotérmico del campo a diferentes profundidades (Jiang et al., 2016).
- **Metodología:** La información inicial del estudio se obtuvo a partir de mediciones ya realizadas en 66 pozos, mediante el uso de registros de temperatura de alta precisión y temperaturas DST (Jiang et al., 2016), esta última es una herramienta que permite un flujo controlado a través del pozo, mientras mide y registra datos importantes como lo son la capacidad de producción, permeabilidad, presión, temperatura, etc. (Schlumberger, 2020b). Luego las propiedades térmicas a mayor profundidad como el gradiente térmico, flujo de calor y conductividad

térmica, se extrapolan utilizando regresiones lineales de mínimos cuadrados, ecuaciones y factores de corrección presentados por los autores en el artículo. Luego, utilizando el método volumétrico, los autores calcularon la energía térmica de la roca y los fluidos que podrían ser extraídos, utilizando un factor de recobro conservador del 2% (Jiang et al., 2016).

- **Resultados:** Con base en los datos determinados, el artículo presenta tres mapas de distribución de temperaturas a profundidades diferentes (3km, 4km y 5km), del campo Daqing. Adicionalmente presentan los valores de Conductividad térmica, densidad y calor específico de diferentes intervalos, así como tablas y gráficos con la distribución térmica de intervalos de 0,5 km, desde 3km de profundidad hasta los 5km de profundidad (Jiang et al., 2016). A continuación, se presenta la distribución térmica de campo Daqing a 3km (izquierda) y 5km de profundidad (derecha):

Figura 15

Distribución temperaturas a 3km y 5km de profundidad en campo Daqing, estudio de caso 5



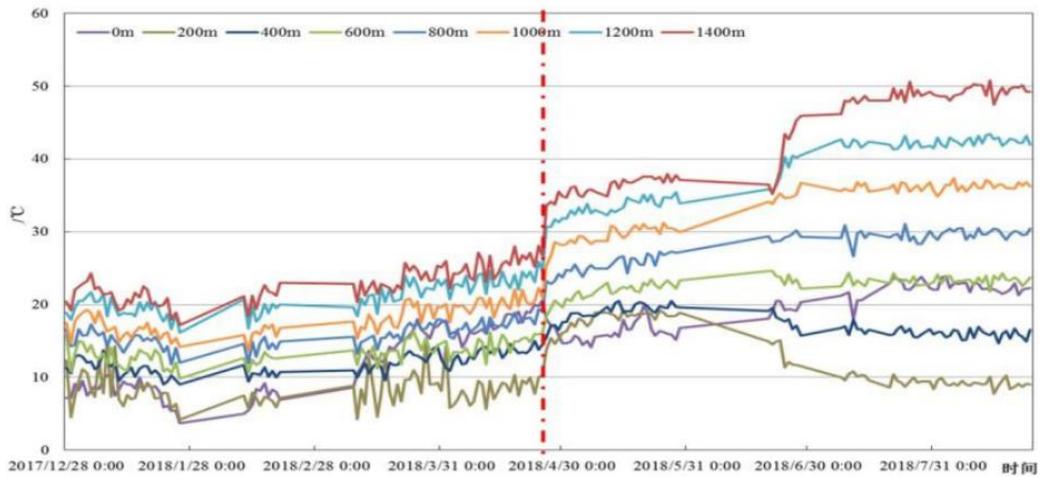
Nota: Tomado de: Jiang, G., Wang, Y., Shi, Y., Zhang, C., Tang, X., & Hu, S. (2016). Estimate of hot dry rock geothermal resource in Daqing Oilfield, Northeast China. *Energies*, 9(10), 1–14. <https://doi.org/10.3390/en9100731>

2.3.3. Estudio de Caso 6: Estimación de potencial geotérmico, diseño y pruebas piloto de intercambiador de calor instalado en pozos petroleros abandonados de la cuenca Hailaer del campo Daqing

- **Descripción:** Estudio de caso enfocado en la cuenca Hailaer del campo Daqing, donde se calculó el potencial geotérmico de esta zona específica, se propuso un diseño para aprovechamiento directo del recurso geotérmico y se realizó una prueba de campo utilizando pozos abandonados de la zona modelada (Ding, 2020).
- **Metodología:** Basándose en datos específicos de la cuenca obtenidos a partir de literatura, los autores calculan el potencial geotérmico de Hailaer utilizando el “método de almacenamiento de calor” propuesto igualmente por otros autores. Con base en los resultados obtenidos por ese método, y a partir de la temperatura de la formación y de la cabeza del pozo, salinidad, espesor de arena, permeabilidad, presión, caudal y porosidad realizan un modelo predictivo para pozos individuales. Utilizando el modelo y un diseño de producción de energía geotérmica a partir de un intercambiador de calor in situ, realizan pruebas piloto en pozos abandonados que consistió en la adaptación de los pozos, instalación del intercambiador de calor, y monitoreo de los parámetros (Ding, 2020).
- **Resultados:** El recurso geotérmico estimado fue equivalente a $5,11 \times 10^{10}$ toneladas de carbón. El área construida sobre la cual se realizó la prueba de campo fue 2000m^2 , la temperatura de salida del pozo fue $22,2^\circ\text{C}$ y de entrada fue de $4,5^\circ\text{C}$. la temperatura de salida de la bomba de calor fue 45°C , y del agua de retorno 35°C . La operación se realizó con una temperatura exterior de -20°C a -31°C entre noviembre de 2017 y abril de 2017, logrando mantener la temperatura interior de 18°C a 21°C (Ding, 2020). A continuación, se muestra el cambio de temperatura, en función de profundidad y tiempo:

Figura 16

Cambio de Temperatura (°C) en función de profundidad y tiempo en estudio de caso 6



Nota: Tomado de: Ding, Y. (2020). Research on evaluation and utilization of geothermal resources in Hailaer oilfield of Daqing oilfield. 5Th International Conference on Energy Science and Applied Technology (Esat 2019), 2238(May), 020019. <https://doi.org/10.1063/5.0011778>

2.3.4. Estudio de Caso 7: Factibilidad de generación de electricidad a partir del agua producida en pozos horizontales fracturados por etapas en Hujiaweizi, campo petrolero Daqing.

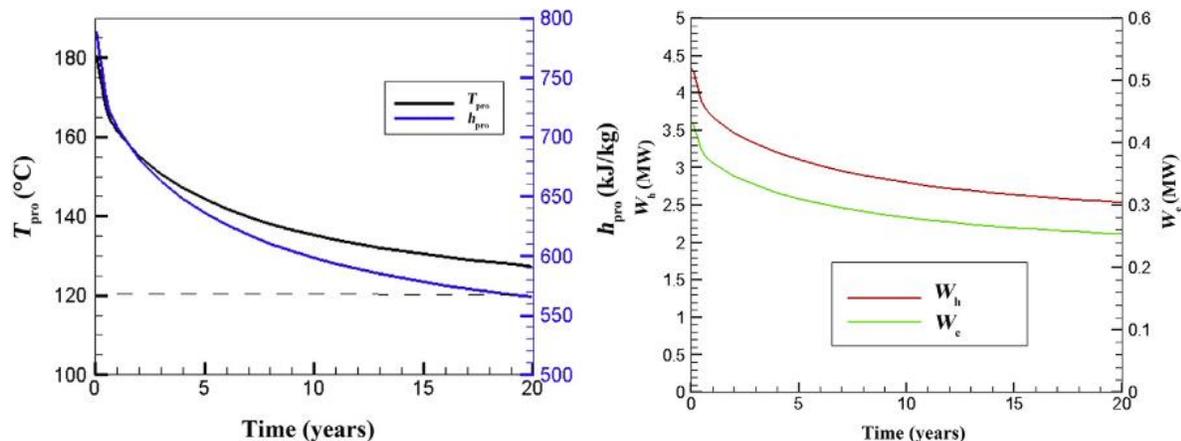
- **Descripción:** Estudio de factibilidad de un proyecto de generación de electricidad utilizando un sistema geotérmico mejorado a partir de un pozo petrolero horizontal, con fracturas por etapas en campo Daqing. Se determina la factibilidad de que el proyecto dure 20 años, con producción continua, económicamente rentable, y con generación muy baja de gases de efecto invernadero (Y. J. Zhang et al., 2014).
- **Metodología:** A partir de información obtenida durante las 5 décadas de explotación del área de Xujiaweizi, basándose específicamente en datos geotérmicos y geológicos, los autores utilizaron el método volumétrico para estimar el potencial geotérmico HDR del

campo. Adicionalmente, usando los parámetros de un pozo exploratorio abandonado (YS-1) y basándose en la capa magmática ubicada a más de 14000 pies de profundidad se realizaron simulaciones de fractura miento utilizando el software STIMPLAN, con el fin de determinar el diseño y los parámetros de fractura más adecuados. Con base en los resultados obtenidos previamente, y utilizando un simulador de flujo multiparamétrico llamado TOUGH2-EOS1, el cual trabajó con porosidad y fracturas de hasta tres dimensiones y que les permitió realizar simulaciones hidrotermicas, calcularon el calor producido y la electricidad generada. Finalmente, con base en las simulaciones los autores proponen un esquema de diseño para un proyecto EGS, y realizaron evaluaciones económicas y ambientales (Y. J. Zhang et al., 2014).

- Resultados:** Determinaron que las reservas del recurso geotérmico HDR equivalen a $1,40 \times 10^{21}$ J. Respecto a las fracturas determinaron que tendrían forma elipsoidal, longitud media de 220m y una altura de 80. Las simulaciones muestran una potencia media de 3,61 MW para los primeros años, y 2,76 en los años restantes del proyecto, siendo una planta con potencia de 3 MW la más adecuada (Y. J. Zhang et al., 2014). En las siguientes gráficas se presenta el comportamiento de la temperatura de fondo (T_{pro}), la entalpía de fondo (h_{pro}), la potencia de calor producido (W_h) y la potencia eléctrica producida (W_e) durante la simulación a 20 años:

Figura 17

Comportamiento T_{pro} , h_{pro} , W_h y W_e contra el tiempo en estudio de caso 7



Nota: Tomado de: Zhang, Y. J., Li, Z. W., Guo, L. L., Gao, P., Jin, X. P., & Xu, T. F. (2014). Electricity generation from enhanced geothermal systems by oilfields produced water circulating through reservoir stimulated by staged fracturing technology for horizontal wells: A case study in Xujiaweizi area in Daqing Oilfield, China. *Energy*, 78, 788–805. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.10.073>

2.3.5. Estudio de Caso 8: Estimación de potencial geotérmico de la cuenca Basin y simulaciones usando datos reales de pozos petroleros de campo Daqing

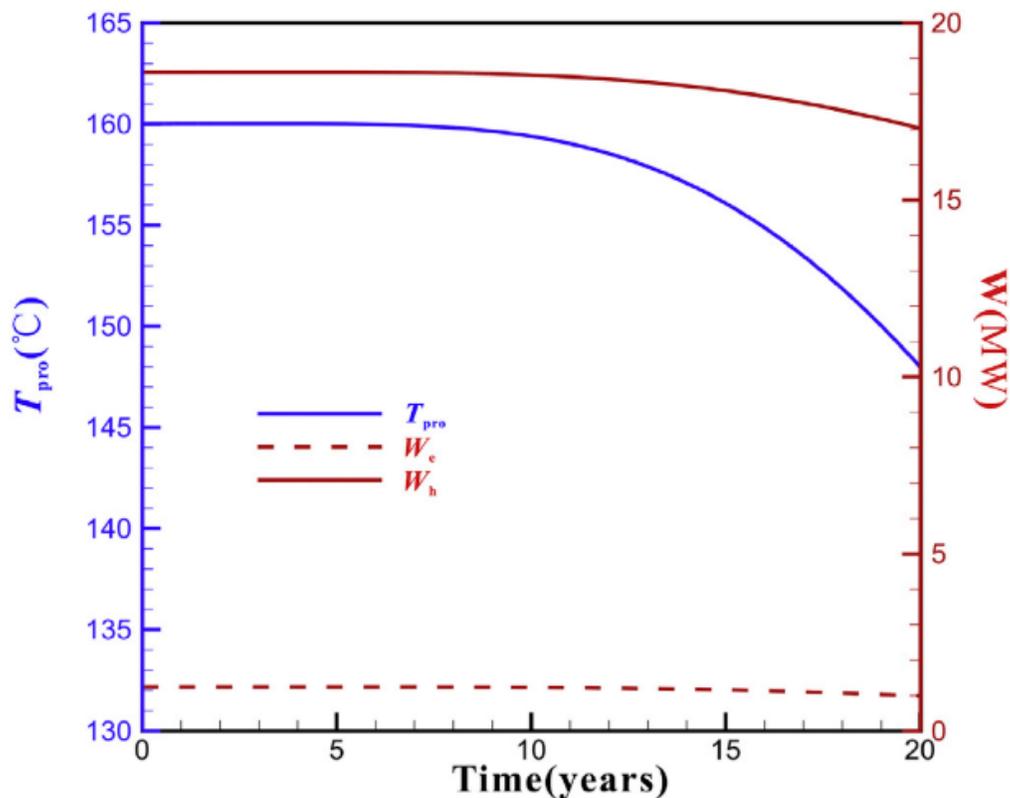
- **Descripción:** Estudio que busca determinar el potencial calorífico y analizar la capacidad de generar electricidad en la cuenca Basin del campo petrolero Daqing mediante modelos matemáticos y simuladores, a partir de datos reales de la zona. Evalúan diferentes formaciones consolidadas y naturalmente fracturadas con el fin de determinar cuales son las más adecuadas para implementar un sistema geotérmico mejorado y explotar el recurso geotérmico HDR (Y. J. Zhang et al., 2015).
- **Metodología:** A partir de los datos obtenidos en los registros realizados en el pozo YS-2, uno de los tres pozos con profundidades superiores a los 4000 m en el campo YS, se seleccionó la formación de interés para el estudio. La formación seleccionada se componía de una zona de roca consolidada y otra naturalmente fracturada. Mediante el uso del software STIMPLAN, se realizaron numerosas simulaciones con el fin de determinar la geometría de las fracturas y la permeabilidad resultante. Se realizaron simulaciones en cada sección por separado, donde en el caso de la roca consolidada se utilizó la técnica del gel apuntalante, y para la sección naturalmente fracturada se utilizó la técnica de estimulación por cizalladura de agua. Con los resultados obtenidos, con los datos reales del pozo y mediante una comparación con otro reservorio de características geológicas similares (debido a la falta de datos en algunas secciones del pozo), se realizaron simulaciones hidrotermales para determinar los parámetros de un proyecto de generación eléctrica y uno de suministro de calor. Estas simulaciones se realizaron con el software TOUGH2-EOS1. Las simulaciones se realizaron sobre los 16 escenarios de fractura determinados previamente, asumiendo un periodo de 20 años y utilizando tres pozos horizontales (uno inyector y dos productores) a diferentes caudales.

Finalmente, se evaluó un proyecto de características similares, pero con pozos verticales (Y. J. Zhang et al., 2015).

- **Resultados:** El estudio determinó que el suministro de calor bajo las condiciones evaluadas oscila entre los 17 MW y 18 MW. Por su parte la generación eléctrica osciló entre 1 MW y 1,2 MW. La caída de temperatura durante los 20 años de operación equivale al 9,38% con una temperatura inicial de aproximadamente 160°C (Y. J. Zhang et al., 2015). En la siguiente figura se observa el comportamiento de la temperatura en el fondo (T_{pro}), la potencia eléctrica producida (W_e) y la potencia de calor producida (W_h) durante los 20 años de la simulación:

Figura 18

Comportamiento de T_{pro} , W_h y W_e contra el tiempo en Estudio de caso 8



Nota: Tomado de: Zhang, Y. J., Guo, L. L., Li, Z. W., Yu, Z. W., Xu, T. F., & Lan, C. Y. (2015). Electricity generation and heating potential from enhanced geothermal system in Songliao Basin, China: Different reservoir stimulation

strategies for tight rock and naturally fractured formations. *Energy*, 93, 1860–1885. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.10.059>

2.4. Estados Unidos

Estados Unidos, el segundo país con mayor consumo de energía primaria a nivel mundial, con un valor que llega hasta los 97.603 BTU (EIA, 2017), juega un papel muy importante tanto en la producción como en el consumo de energía a nivel mundial.

Sus grandes desarrollos tecnológicos y su poderosa economía le permiten a este país desarrollar e implementar proyectos de producción de energía geotérmica para suplir sus necesidades, tanto de producción eléctrica, como de aprovechamiento directo del calor. Este país se consagró en 2016 como aquel con la mayor capacidad instalada de producción de Energía Geotérmica, alcanzando los 3567 M y con más de 80 proyectos en diferentes fases de desarrollo (Westphal & Weijermars, 2018). Algunos autores predicen que, realizando las inversiones adecuadas, Estados Unidos podría lograr una potencia instalada de 100 Ge o más en los próximos 50 años, solo en materia de proyectos EGS (MIT, 2006).

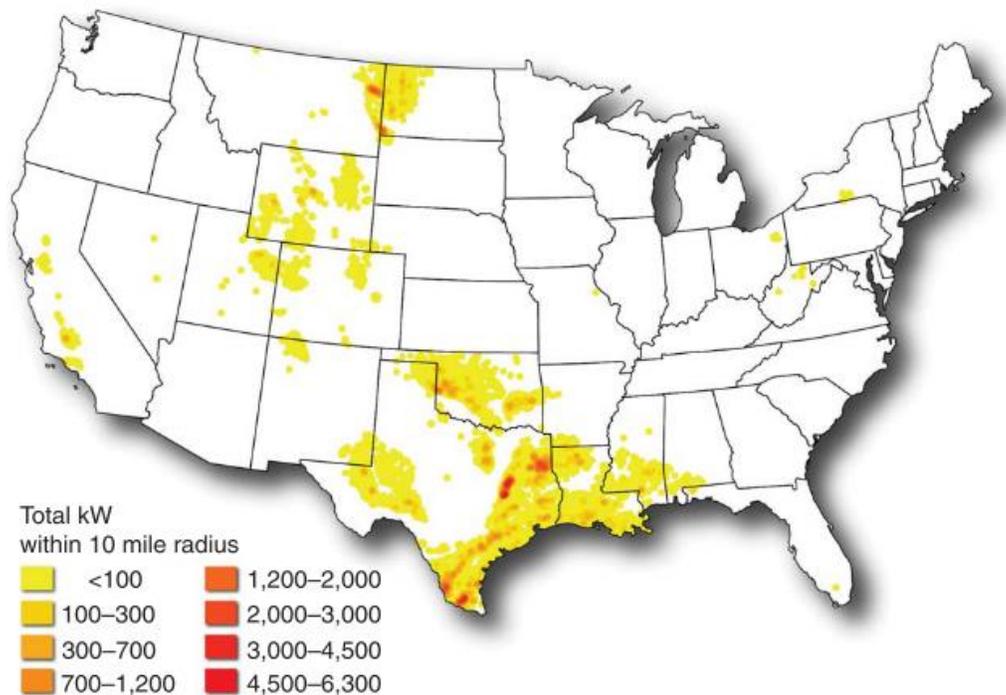
Asimismo, el haberse consagrado como el mayor productor de petróleo a nivel mundial, llegando a 19.47 mmbpd (EIA, 2020), lo cataloga como un candidato a la implementación a gran escala de proyectos de coproducción (hidrocarburos y energía geotérmica), con estimaciones de hasta 11000 MWe (MIT, 2006). Adicionalmente, este país posee más de 27 millones de pozos petroleros perforados (H. Wang & Liu, 2016), donde solo en California se reportan más de 100 mil pozos abandonados (Caulk & Tomac, 2017) y en Texas el número de pozos abandonados con profundidades superiores a los 3500 ft alcanza un valor superior a los 350 mil (Nian & Cheng, 2018b). Esto último directamente relacionado con la enorme infraestructura disponible para la puesta en marcha de proyectos geotérmicos a partir de pozos petroleros preexistentes, lo cual como se mencionó previamente, se traduce en una reducción de costos, minimización de riesgo en la fase exploratoria y un adelanto significativo en la obtención de datos y caracterización de yacimientos donde coexiste el recurso geotérmico y los hidrocarburos.

2.4.1. *Estudio de Caso 9: Estimación potencial geotérmico general de Estados Unidos usando información de pozos petroleros.*

- **Descripción:** Estudio que, a partir de la información proveniente de diferentes bases de datos de más de 2 millones de pozos ubicados en los Estados Unidos, se estima el potencial de producción de energía eléctrica en ese mismo país. Todo basándose en estrategias de coproducción a partir de pozos activos (Augustine & Falkenstern, 2014).
- **Metodología:** El estudio inició armando una base de datos de pozos petroleros de Estados Unidos, donde como mínimo para ser aceptados dentro del estudio debían tener número de identificación API, profundidad, ubicación y caudales de producción (discriminado por tipo de fluido). Segundo realizaron el cálculo de la producción de agua por pozo, para aquellos que tenían el dato simplemente se agregó a la base de datos, y para aquellos que no se realizó el cálculo a partir de datos como la relación Agua-Aceite o Agua-Gas o caudales de inyección. El paso siguiente consistió en determinar los valores de temperatura de fondo, donde al igual que el paso anterior, en aquellos pozos que carecían de este dato se realizó una estimación a partir de dos métodos diferentes, ambos basados en mapas de distribución de temperatura obtenidos de la literatura. Luego aplicando ciertos criterios, determinaron más de 400 mil pozos con características adecuadas para el estudio, con los cuales se realizó el cálculo de potencia energético usando 3 métodos diferentes y comparando los resultados (Augustine & Falkenstern, 2014).
- **Resultados:** El estudio presenta los resultados más importantes en 7 tablas que donde sobresalen los resultados de potencial energético a diferentes temperaturas y usando los 3 métodos, número total de pozos utilizados discriminados por estado, distribución de temperaturas, caudales y potenciales según diferentes criterios (Augustine & Falkenstern, 2014). En el siguiente mapa se puede observar el potencial para proyectos de coproducción calculados en un radio de 10 millas y utilizando uno de los modelos empleados por los autores:

Figura 19

Potencial (kW) para proyectos de coproducción en EE. UU obtenido en estudio de caso 9



Tomado de: Augustine, C., & Falkenstern, D. (2014). An estimate of the near-term electricity-generation potential of coproduced water from active oil and gas wells. *SPE Journal*, 19(3), 530–541. <https://doi.org/10.2118/163142-PA>

2.4.2. Estudio de Caso 10: Prueba piloto de generación eléctrica usando una planta ORC a partir de energía geotérmica obtenida de pozos petroleros activos en Wyoming (Reserva Naval No.3)

- **Descripción:** Prueba de campo realizada por la compañía Ormat Nevada Inc, el Rocky Mountain Oilfield Testing Center (RMOTC), el National Renewable Energy Lab (NREL) y el departamento de energía de los Estados Unidos, para demostrar la factibilidad y viabilidad económica instalando una unidad de producción de electricidad ORC alimentada por pozos petroleros ubicados en la Reserva Naval Petrolera No. 3, Wyoming (Reinhardt et al., 2011).
- **Metodología:** A partir de 300 pozos petroleros que se encontraban activos en el campo petrolero, que producían fluidos desde dos formaciones diferentes. La formación Tensleep

producía 45.000 BAPD a una temperatura promedio de 195 -200°F, y la formación Madison producía 210.000 BAPD con una temperatura promedio de entre 200-210°F (L. Johnson & Simon, 2009). La unidad instalada fue proporcionada por la empresa Ormat Nevada Inc, la cual consistía de un vaporizador, turbina, generador, cabina de instrumentación y condensadores, todo al sistema de distribución de energía del campo, y alimentados por los caudales de agua de los pozos petroleros activos (L. A. Johnson & Walker, 2010). La operación de la unidad se realizó en dos fases, la primera entre septiembre de 2008 y febrero de 2009 y la fase dos, a partir de septiembre de 2009 (Reinhardt et al., 2011).

- **Resultados:** Durante la fase uno y dos el tiempo total operativo fue del 91% y 97% respectivamente (Reinhardt et al., 2011), obteniendo los siguientes resultados presentados en la tabla a continuación:

Tabla 3

Resultados Base Naval No.3

Propiedad	Unidad	Diseño	Resultados operacionales	
			Fase 1	Fase 2
Caudal	bpd	40.000	12.000 - 40.000	11.000 - 50.000
Agua caliente total usada	bbl		3.047.192	7.860.737
Temperatura de entrada de agua	°F	170	195 - 198	196 - 198
Temperatura de salida de agua	°F	152	80 - 170	47 - 150
Temperatura ambiente promedio	°F	50	-7 - 85	-2- 81
Potencia bruta del generador	kW	180	105 - 305	105 - 300
Salida de potencia neta promedio diario	kW	132	80 - 280	80 - 275
Potencia neta promedio total	kW		171	185
Potencia total producida	MWhr		586	1.332

Nota: Tomado de: Reinhardt, T., Johnson, L. A., Popovich, N., & Poplar, N. (2011). Systems for Electrical Power From Coproduced and Low Temperature Geothermal Resources. Thirty-Sixth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering.

2.4.3. Estudio de Caso 11: Evaluación de generación de energía eléctrica usando energía geotérmica obtenida de pozos abandonados en Texas

- **Descripción:** Estudio que propone y evalúa la implementación de un ciclo de Rankine utilizando agua como fluido de trabajo en la obtención energía eléctrica a partir de pozos abandonados o cerrados. Todo esto con el fin de mitigar los problemas ambientales que genera el uso de otro tipo de fluidos y reducción de costo sin comprometer la rentabilidad. Adicionalmente se evalúa la implementación de un condensador de aire (Wight & Bennett, 2015).
- **Metodología:** A partir de la información de 2500 pozos de Texas, datos de gradientes geotérmicos y temperatura ambiente de la zona evaluada, y utilizando ecuaciones presentadas por los autores calcularon la tasa de flujo de masa y la temperatura a diferentes profundidades. Todo lo anterior se realizó basado en un pozo con una inclinación de 90°. Usando valores tasa de flujo de masa que permitieran una temperatura final de 130°C calcularon la capacidad de potencia neta de la unidad (Wight & Bennett, 2015).
- **Resultados:** Los autores determinaron diferentes capacidades de potencia neta en función de los caudales, velocidades de fluido y profundidad del pozo, las cuales oscilaron entre 108,59kW y 629,74 kW. Adicionalmente el valor obtenido de 217 kW bajo parámetros específicos y similares a otro estudio en el que se obtuvo un valor de 239 kW, fueron muy similares (Wight & Bennett, 2015). En la siguiente tabla se observa la potencia neta alcanzable con una planta ORC con la variación en los parámetros previamente mencionados:

Tabla 4

Potencia alcanzable bajo diferentes escenarios del estudio de caso 11

Tasa de flujo Másico (kg/s)	Velocidad de flujo (m/s)	Profundidad (m)	Salida de la planta (kW)	Potencia Bomba (kW)	Potencia Neta (kW)
2,5	0,19	4200	108,68	0,09	108,59
5	0,39	4900	217,36	0,71	216,65
10	0,78	6000	434,72	6,16	428,56
15	1,16	68000	652,09	22,35	629,74

Nota: Tomado de: Wight, N. M., & Bennett, N. S. (2015). Geothermal energy from abandoned oil and gas wells using water in combination with a closed wellbore. *Applied Thermal Engineering*, 89, 908–915. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2015.06.030>

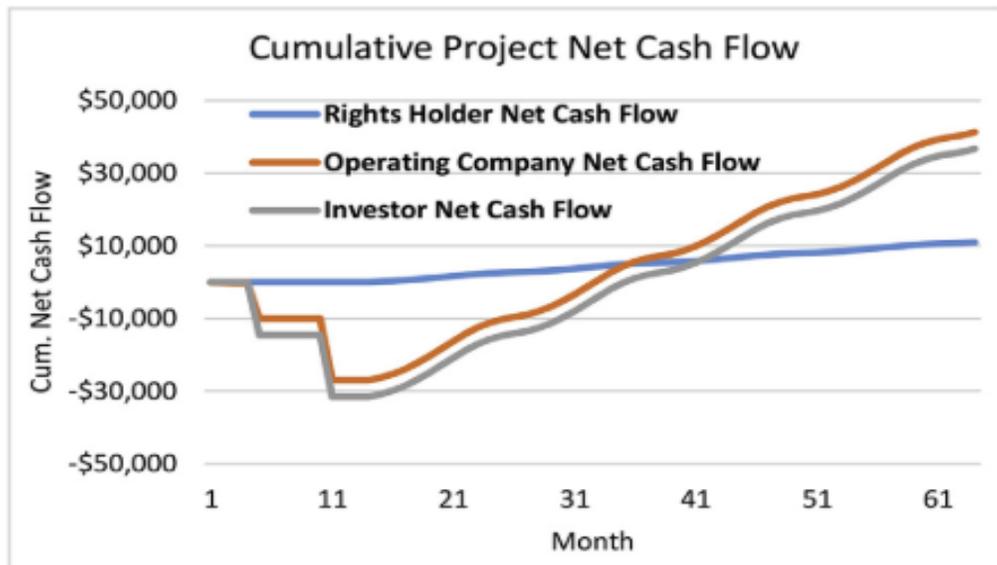
2.4.4. Estudio de Caso 12: Evaluación económica y técnica de proyectos de aprovechamiento de energía geotérmica almacenada en pozos petroleros depletados.

- **Descripción:** Estudio realizado en la Universidad de Texas A & M, enfocado en una evaluación probabilística del valor presente neto de un proyecto de aprovechamiento de energía geotérmica usando pozos petroleros depletados. Adicionalmente otra parte del enfoque del estudio está ligado con soluciones puntuales a estructuras de acuerdos comerciales requeridas para la implementación de este tipo de proyectos. El estudio de caso consiste en un sistema de acondicionamiento de espacios alimentado por energía geotérmica extraída de pozos petroleros (Westphal & Weijermars, 2018).
- **Metodología:** Con el uso de una hoja de cálculo como herramienta de toma de decisiones, se realiza el estudio de caso, el cual dividieron en 3 etapas llamadas módulo técnico, módulo económico y el tercero que evalúa las de estructuras de acuerdos comerciales que harían atractivo el proyecto. En la primera etapa estimaron la energía geotérmica in-situ, realizaron el modelo de transferencia de calor del reservorio usando una simulación de Monte Carlo para determinar la energía total producida; finalmente se determinó los parámetros de los equipos en superficie con base en los datos de la zona evaluada. En el segundo módulo, el económico, presentaron los insumos de distribución para modelo económico, la estructura de sociedad comercial y el modelo de flujo de caja del proyecto. Finalmente, en la tercera etapa se presentó la factibilidad del estudio e información relacionada con un piloto y la posterior implementación a gran escala del estudio de caso (Westphal & Weijermars, 2018).
- **Resultados:** Basándose en los resultados del estudio de caso, se determinó que cada pozo del proyecto requiere una inversión de 8.000 dólares, y el total del proyecto requiere una inversión de 61.000 dólares., y bajo ciertas circunstancias 80.000 dólares. Adicionalmente, basándose en la disponibilidad de pozos para implementar estos proyectos estimaron un potencial económico

de 1,2 billones de dólares. La simulación realizada permite mantener la rentabilidad del proyecto por los 25 años que duraría este proyecto objeto del estudio de caso (Westphal & Weijermars, 2018). En la siguiente gráfica se puede observar el flujo de caja neto durante el proyecto simulado.

Figura 20

Flujo de caja neto en estudio de caso 12



Nota: Tomado de: Westphal, D., & Weijermars, R. (2018). Economic appraisal and scoping of geothermal energy extraction projects using depleted hydrocarbon wells. *Energy Strategy Reviews*, 22(October), 348–364. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.10.008>

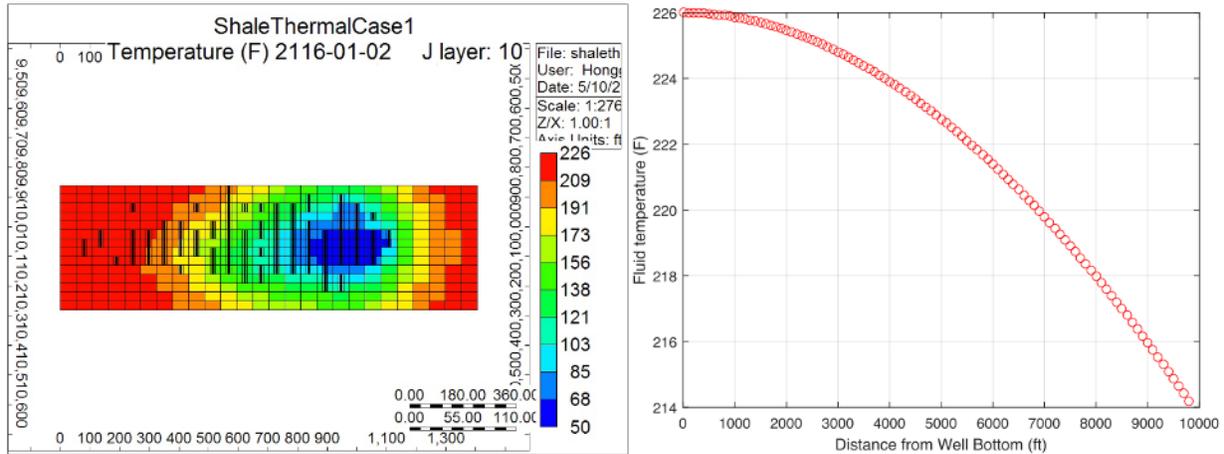
2.4.5. *Estudio de Caso 13: Evaluación de potencial geotérmico usando simulaciones numéricas con información de pozos fracturados en Texas*

- **Descripción:** A partir de datos reales de un pozo petrolero fracturado hidráulicamente en el campo Hasting Westfield del estado de Texas, este estudio realiza una simulación con el fin de determinar el potencial geotérmico de los pozos de hidrocarburos del campo (H. Wang & Liu, 2016).

- **Metodología:** Utilizando la herramienta “Geothermal prospector” del National Renewable Energy Laboratory (NREL) de los Estados Unidos, los autores obtuvieron la temperatura de fondo del pozo; adicionalmente, la relación agua-petróleo, los caudales de producción y los datos del pozo los obtuvieron a partir de datos históricos del campo. Para la simulación realizaron un modelo de 26x20x14 bloques del reservorio, con dos pozos, uno inyector y otro productor. El flujo de calor y fluidos lo calcularon utilizando la ecuación de Darcy combinada con un balance de masa. Para el caso del calor extraído a partir del agua producida se utilizó un balance energético para flujo multifase. Adicionalmente los autores presentan un estudio de caso donde se usa el sistema que permite transportar para el calor extraído, utilizándolo para un sistema de refrigeración en un edificio a 10 millas de distancia en Houston, Texas (H. Wang & Liu, 2016).
- **Resultados:** Las simulaciones del estudio muestran una caída de la temperatura del campo en el tiempo. No obstante, la simulación mostró que el campo es capaz de producir agua a 226°C después de 100 años de operación y que la caída de temperatura desde el fondo del pozo hasta la superficie es de 12°C (H. Wang & Liu, 2016). En la siguiente imagen se puede observar la distribución térmica en el modelo del reservorio después de 100 años (derecha) y la caída de temperatura desde el fondo del pozo hasta la superficie (izquierda):

Figura 21

Distribución térmica en la simulación a 100 años y caída de temperatura en el pozo



Nota: Tomado de: Wang, H., & Liu, X. (2016). Geothermal energy production from oil/gas wells and application for building cooling. Transactions - Geothermal Resources Council, 40(2012), 113–120.

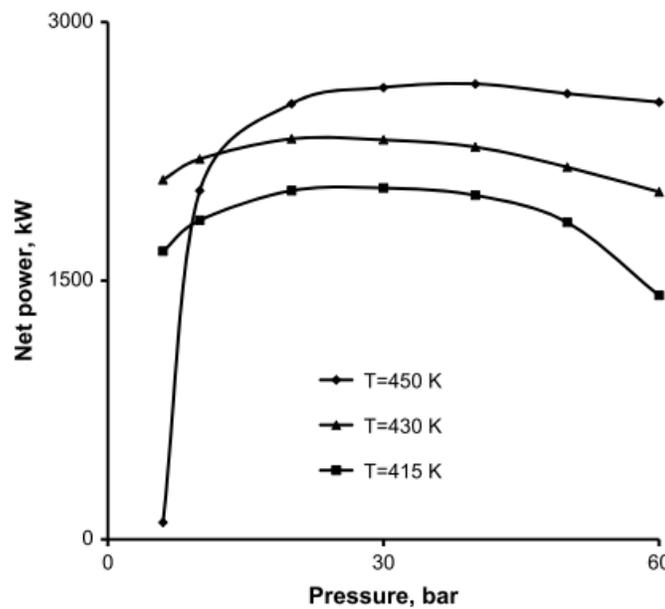
2.4.6. Estudio de Caso 14: Simulación de proyecto geotérmico de inyección en pozos petroleros abandonados.

- **Descripción:** A partir de información obtenida de la Railroad Commission of Texas, este estudio de caso realiza una simulación numérica de un proyecto de inyección y recuperación de un fluido secundario, con el fin de determinar el potencial geotérmico de pozos petroleros abandonados (Davis & Michaelides, 2009).
- **Metodología:** Obtuvieron información de un pozo de 3km de profundidad y con una temperatura de fondo de 140°C, y los cálculos del sistema termodinámico se hicieron utilizando la ecuación de continuidad, de momento y de energía. Manteniendo constantes el espesor y el diámetro externo de la tubería realizaron las simulaciones variando propiedades tales como presión de inyección, temperatura, radio y radio interno. Calcularon caída de temperatura, comportamiento de la entalpía, volumen específico y entropía, todo utilizando isobutano como fluido de trabajo (Davis & Michaelides, 2009).

- **Resultados:** Se determinó que con una temperatura de fondo de 450°K (350°F) y una presión de inyección de 30 bares (435 psi), el pozo produciría 3MW utilizando un sistema ORC. La máxima salida de potencia, de 3.4MW, se da cuando el caudal de inyección es 3.5 m/s y con un radio interno de 4 pulgadas (Davis & Michaelides, 2009). A continuación, se observa el cambio en la potencia neta producida en función de la temperatura de fondo y la presión de inyección.

Figura 22

Salida neta de potencia en función de temperatura de fondo y presión de inyección



Nota: Tomado de: Davis, A. P., & Michaelides, E. E. (2009). Geothermal power production from abandoned oil wells. *Energy*, 34(7), 866–872. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2009.03.017>

2.4.7. Estudio de Caso 15: Estudio de implementación de proyectos EGS a partir de información de pozos petroleros de 3 condados en California

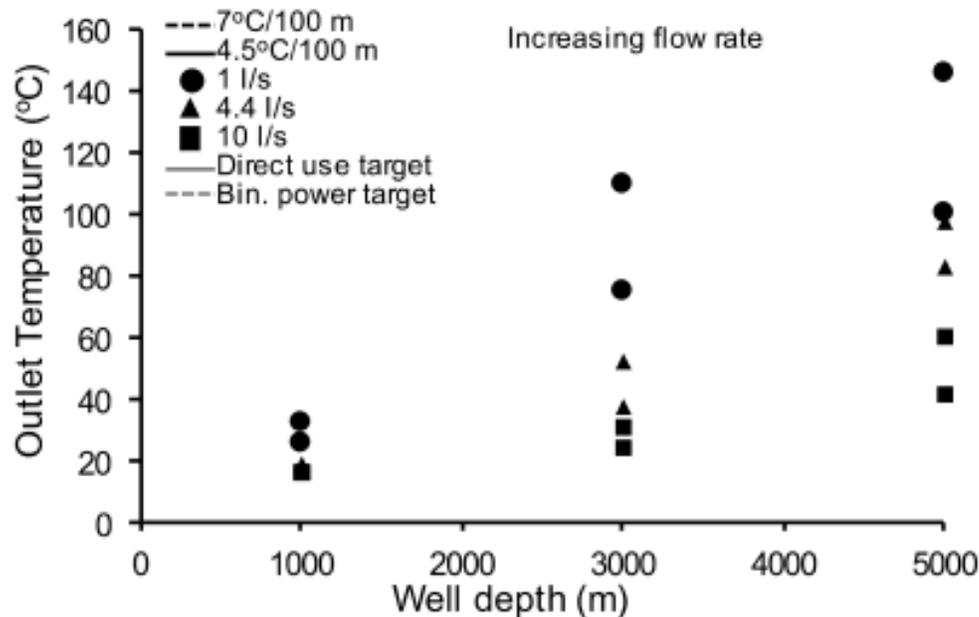
- **Descripción:** Estudio sobre la conveniencia del uso de pozos petroleros abandonados en sistemas EGS y con intercambiadores de calor en fondo de baja temperatura. El estudio realizó un modelamiento matemático utilizando información de 3 condados de California (Santa

Clara, Monterrey y Santa Bárbara), los cuales poseen gran cantidad de pozos candidatos para proyectos de estas características (Caulk & Tomac, 2017).

- **Metodología:** Los valores de los parámetros utilizados para el modelamiento matemático provienen de datos reales geológicos de las zonas evaluadas, tales como gradiente geotérmico o flujo de calor. Utilizaron el software multifásico COMSOL para resolver las finitas del modelo, el cual incluía la ecuación de Navier-Stokes para los fluidos y la ecuación de conservación de la energía para los procesos de transferencia de calor. En total realizaron 18 combinaciones de parámetros, variando profundidad, flujo de masa y gradiente geotérmico (Caulk & Tomac, 2017).
- **Resultados:** La siguiente gráfica muestra la variación de la temperatura de salida del pozo en función de los diferentes parámetros evaluados en el estudio:

Figura 23

Resultados Estudio de caso #7 de Estados Unidos



Nota: Tomado de: Caulk, R. A., & Tomac, I. (2017). Reuse of abandoned oil and gas wells for geothermal energy production. *Renewable Energy*, 112, 388–397.

<https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.05.042>

2.4.8. *Estudio de Caso 16: Simulación numérica en cuenca sedimentaria de Los Angeles, California.*

- **Descripción:** Utilizando una simulación numérica STARS, de la mano con datos de producción y de temperatura de la cuenca Los Ángeles, este estudio presenta un proceso técnico y económico con el fin de determinar de campos petroleros son candidatos para proyectos de coproducción (Bennett et al., 2011).
- **Metodología:** En primer lugar, los autores analizaron la información de los campos petroleros ubicados en la cuenca sedimentaria de Los Ángeles, obtenida de la Division of Oil, Gas and Geothermal Resources del estado de California. En los campos de interés tuvieron en cuenta los valores de temperatura promedio del reservorio, caudal de producción y corte de agua. Aplicando una simulación STARS básica de dos pozos (inyector y productor) para 30 años, determinaron la potencia obtenida en las zonas evaluadas. Todo lo anterior se realizó asumiendo un flujo de dos fases (agua y petróleo) y que no hay fuente de calor ni acuífero. Asimismo, las propiedades del yacimiento fueron tomadas de valores reales de areniscas de esta zona y utilizadas para todas las simulaciones. Finalmente, los autores realizan un análisis económico con el fin de determinar el valor presente neto de los proyectos simulados (Bennett et al., 2011).
- **Resultados:** Con base en las simulaciones realizadas en el estudio, determinaron la potencia de salida y el valor presente neto de proyectos en 6 campos petroleros ubicados en la cuenca sedimentaria de Los Ángeles. El campo con la mayor potencia obtenida en la simulación fue Wilmington, alcanzando los 3.550kW y un total de 19,7 millones de dólares como valor presente neto (VPN). Además, el total de potencia obtenida por los 6 campos se acercó a los 7.430MW y un VPN de 41 millones de dólares (Bennett et al., 2011). En la siguiente tabla se observa los valores de VPN y salida de potencia de los campos evaluados:

Tabla 5*VPN y Potencia por campo evaluados en estudio de caso 16*

Campo	Salida Potencia (kW)	VPN (Millones USD)
Wilmington (UT, LT, UP, Ford, 237)	3550	19,7
Santa Fe Springs	1100	6,1
Beverly Hills	1080	5,99
Seal Beach	590	3,3
Inglewood	580	3,2
Long Beach	530	2,9
TOTAL	7430	41

Nota: Tomado de: Bennett, K. P., Li, K., & Horne, R. N. (2011). Power generation potential from coproduced fluids in the Los Angeles basin. Transactions - Geothermal Resources Council, 35 1, 85–89.

2.4.9. Estudio de Caso 17: Análisis técnico y económico sobre la implementación de TEG para el aprovechamiento de la energía geotérmica con el fin de extender la vida útil de pozos petroleros.

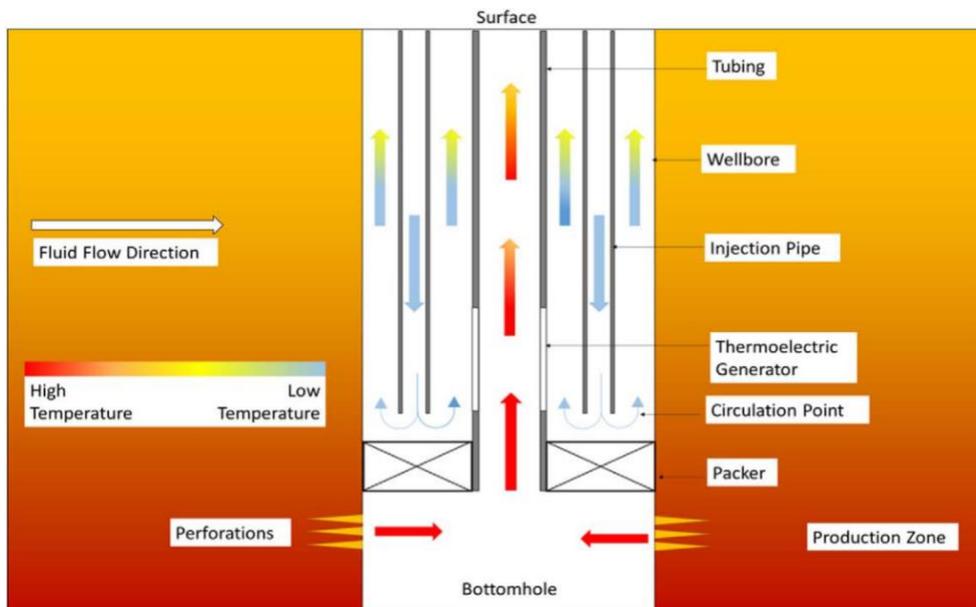
- **Descripción:** Estudio que propone un método de coproducción de energía eléctrica y de hidrocarburos utilizando generadores termoeléctricos (TEG). Realizado con miras a extender la vida útil de los pozos petroleros mediante la capitalización de la energía almacenada en el agua de producción asociada a los hidrocarburos. El estudio hace énfasis en parámetros clave que tienen un impacto económico, evaluando factibilidad, costos y beneficios asociados a la implementación de un sistema TEG (K. Wang & Wu, 2019).
- **Metodología:** A partir de datos obtenidos de la literatura, los autores organizan los costos asociados al proyecto tales como el material y la fabricación de los TEG, tubería, mano de obra e insumos. Para la parte de los beneficios asociados al proyecto solo se toma en cuenta la electricidad producida, tomando un precio de venta de la Energy Information Administration de los Estados Unidos. El análisis costo beneficio lo hicieron utilizando datos geológicos y operativos del campo Eland-Lodgepole en Dakota del Norte. Aplicando un modelo analítico

para determinar la potencia obtenida en el caso de estudio y utilizando ecuaciones financieras analizaron el beneficio neto del proyecto por un periodo de 10 años. Este último se calculó planteando diferentes escenarios que variaron en función del material utilizado para la manufactura de los TEG, la longitud instalada de TEG y el caudal de inyección (K. Wang & Wu, 2019).

- **Resultados:** El análisis financiero del estudio determinó que el 84% la mayor inversión de capital corresponde al aislamiento y los TEG. Basándose en el costo y la energía producida por los materiales examinados, el Teluro de Bismuto es el material más adecuado para la producción de energía en campos petroleros. Finalmente, en función del modelo analítico la potencia obtenida en el estudio de caso es de 30,39 kWh con un valor agregado total de 234.480 dólares en el último año (K. Wang & Wu, 2019). En la siguiente imagen se puede observar el esquema de pozo presentado en el estudio:

Figura 24

Esquema de pozo utilizando generadores termoeléctricos (TEG)



Nota: Tomado de: Wang, K., & Wu, X. (2019). Extension of oil well economic life by simultaneous production of oil and electricity. Society of Petroleum Engineers - SPE Oklahoma City Oil and Gas Symposium 2019, OKOG 2019. <https://doi.org/10.2118/195211-ms>

2.4.10. Estudio de Caso 18: Prueba piloto de planta ORC en el campo petrolero Cedar Hills Red River-B, Dakota del Norte.

- **Descripción:** Estudio de caso en el que se instaló una planta de generación eléctrica ORC alimentada por una fuente de energía geotérmica de baja temperatura, todo con el fin de demostrar y probar la factibilidad técnica y económica de un proyecto de estas características. El proyecto se realizó en Dakota del Norte, en un esfuerzo que incluye agencias gubernamentales y varias compañías privadas (Gosnold et al., 2017).
- **Metodología:** El proyecto se realizó en la cuenca de Williston, específicamente en el campo petrolero Cedar Hills Red River-B, a partir de dos pozos horizontales que producían agua a 103°C y 98°C conectados a la planta ORC a través de una tubería aislada y enterrada. Cabe resaltar que en el campo realizan recuperación secundaria a través de la inyección de agua. Para la elección de la planta ORC se evaluaron 6 diferentes opciones, donde eligieron dos unidades 125 kW Thermapower™ ORC 125 XLT, las cuales tuvieron problemas operativos debido a que el sistema de enfriamiento no satisfacía sus requerimientos (Gosnold et al., 2017). No obstante, se logró operar y producir energía eléctrica. Las unidades ORC se muestra a continuación:

Figura 25
Unidades ORC de estudio de caso 18



Nota: Tomado de: Gosnold, W., Mann, M., & Salehfar, H. (2017). The UND-CLR binary geothermal power plant. *Transactions - Geothermal Resources Council*, 41, 1824–1834.

Basándose en los resultados y utilizando el modelo DOE CREST se realizó una evaluación económica de un proyecto de estas características. Finalmente, como parte del estudio realizaron un perfil de temperatura contra profundidad de la cuenca Williston, la cual muestra que existen 6 acuíferos con temperaturas por encima de los 90°C (Gosnold et al., 2017).

- **Resultados:** La planta ubicada en la zona sur logró producir electricidad con una salida de potencia de 124 kW. El análisis económico mostró que el precio por kW sería de 2.080 dólares y el costo neto del proyecto serían 890.663 dólares, el cual duraría 25 años. La energía almacenada en los fluidos de los acuíferos equivaldría a 6,8 EJ (Gosnold et al., 2017)

2.5. Conclusiones generales

Tabla 6

Conclusiones generales de los estudios de caso presentados

Estudio	Conclusiones	Cita
1	<ul style="list-style-type: none"> • Usar una planta ORC es la mejor opción para el proyecto con base en los parámetros del reservorio. • A medida que el caudal de producción de agua aumenta, la energía producida aumenta igualmente. • Proponen realizar un piloto bajo el escenario propuesto de 0,3 MW 	(Li et al., 2007).
2	<ul style="list-style-type: none"> • Usar un ciclo intermedio de agua en el diseño es un método confiable para evitar obstrucciones de crudo, aunque esto afecta la eficiencia de la planta ORC. • Es importante no ignorar la pérdida de calor y los efectos de la presión en diferentes secciones ya que esto indujo la baja eficiencia de la planta ORC, 	(Yang et al., 2017).
3	<ul style="list-style-type: none"> • A mayor caudal en el pozo, mayor temperatura en cabeza. • Se logró coproducir exitosamente hidrocarburos y energía eléctrica a partir del recurso geotérmico del agua de producción usando una planta ORC 	(Xin et al., 2012).
4	<ul style="list-style-type: none"> • El coeficiente de transferencia de calor en el evaporador y/o el condensador aumentan a medida que la relación de carga parcial aumenta, hasta cierto punto luego del cual se mantiene constante. • La estabilidad del caudal es importante para la estabilidad del sistema. • La mayor pérdida de exergía se da en los intercambiadores de calor. 	(Hu et al., 2017).
5	<ul style="list-style-type: none"> • A partir de los datos se observó que el potencial energético en las profundidades evaluadas del campo Daqing son cercanas a 24,25x10²¹J. • A partir del factor de recobro utilizado, 0,33 x10²¹J sería el valor de temperatura extraíble. • A profundidades entre 3km y 5km, 68,2% de los datos corresponden a temperaturas que superan los 150°C, • Existe cierto grado de error en las extrapolaciones realizadas, pero los resultados sugieren un enorme potencial de HDR en el campo Daqing. 	(Jiang et al., 2016)
6	<ul style="list-style-type: none"> • Los recursos térmicos estimados fueron de 2,2211x10¹⁰ toneladas de carbón equivalente • Se logró implementar exitosamente un piloto de aprovechamiento de energía geotérmica para calefacción, aclarando cierto parámetros claves 	(Ding, 2020)
7	<ul style="list-style-type: none"> • Aunque los costos de producción de energía eléctrica son relativamente altos, estos se encuentran dentro de los estándares comerciales de la zona. • La producción decrece en función del tiempo, debido a que la temperatura también decrece durante los 20 años de producción. 	(Y. J. Zhang et al., 2014)

- El éxito del proyecto depende de que la sección horizontal de los dos pozos propuestos sea de 3km.

8	<ul style="list-style-type: none"> • Los valores de gradiente geotérmico (38-10°C/km) y temperatura del pozo a la profundidad de interés concuerdan con los requerimientos para ser HDR. • El suministro de calor resultantes es superior en la zona naturalmente fracturada, pero mediante el uso de un gel la zona consolidada del reservorio tiene potencial para la producción de energía eléctrica. • Para generar electricidad no debe bajar de los 105,36°C y para el caso del suministro de calor, la temperatura mínima equivale a 50°C 	(Y. J. Zhang et al., 2015)
9	<ul style="list-style-type: none"> • Existe una enorme cantidad de pozos con temperaturas (superiores a 176°F) y caudales de agua viables para la producción de energía eléctrica a partir del recurso geotérmico, todo basándose en la implementación de un sistema ORC. • Dependiendo del modelo, los resultados muestran una estimación de potencial de entre 276 MW a 300 MW 	(Augustine & Falkenstern, 2014)
10	<ul style="list-style-type: none"> • La producción de energía eléctrica en proyectos de coproducción es muy prometedora. • El porcentaje de tiempo no operativo se debió al proceso de curva de aprendizaje de los operadores. • Las fluctuaciones en la energía producida se debe a los cambios de la temperatura del campo. 	(Reinhardt et al., 2011). (L. A. Johnson & Walker, 2010)
11	<ul style="list-style-type: none"> • El uso de agua como fluido de trabajo sigue lineamientos muy similares al de otros fluidos usados comúnmente como el R-134a type. • A profundidades de mínimo 4200m es posible generar una potencia neta de 109 kW. • Incrementar la tasa de flujo requiere incrementar igualmente la profundidad para alcanzar la temperatura mínima, lo cual incrementa igualmente la salida de potencia neta 	(Wight & Bennett, 2015)
12	<ul style="list-style-type: none"> • La hoja de resultados desarrollada puede ser utilizada tanto en la etapa técnica como en la económica. • El enfoque utilizado en el estudio puede ser utilizado para reducir la incertidumbre en un proyecto de estas características. • Las pruebas piloto podrían ser aplicadas con una inversión baja y en caso de realizarse en otro lugar los parámetros de entrada deben ser modificados 	(Westphal & Weijermars, 2018).
13	<ul style="list-style-type: none"> • Las simulaciones del estudio demuestran el potencial que hay para aprovechar el recurso geotérmico de baja temperatura. • El potencial determinado puede ser aplicado a calefacción y refrigeración de edificaciones usando el sistema TGSA, debido a los bajos costos de aprovechar el calor almacenado en fluidos durante la producción de hidrocarburos. 	(H. Wang & Liu, 2016)

14	<ul style="list-style-type: none"> • La energía producida por el pozo supliría la demanda pico y básica de esta, ya que esta a diferencia de otras fuentes de energía renovable es constante. • Ciertos parámetros tales como presión de inyección, velocidad de inyección, características geométricas de la tubería y por supuesto, la temperatura, influyen significativamente en la potencia obtenida. 	(Davis & Michaelides, 2009)
15	<ul style="list-style-type: none"> • Dependiendo de la profundidad, los pozos en California ofrecen un punto de partida para ser profundizados o simplemente a través de la apertura de estos para ser aprovechados en proyectos de obtención de energía geotérmica, reduciendo significativamente los costos 	(Caulk & Tomac, 2017).
16	<ul style="list-style-type: none"> • Asumiendo una vida útil de 30 años, los autores presentan 6 campos donde un proyecto de coproducción sería técnicamente viable y económicamente rentable. • Los seis campos que tienen caudal y temperatura de fondo suficiente son Beverly Hills, Long Beach, Inglewood, Santa Fe Springs, Seal Beach y algunas zonas de Wilmington. • Aunque un campo tenga una temperatura de fondo alta, el caudal de producción es igualmente importante 	(Bennett et al., 2011)
17	<ul style="list-style-type: none"> • Un proyecto de coproducción es capaz de reducir los costos operativos de un proyecto petrolero y extender su vida útil. • El comportamiento del material y la longitud del TEG, así como del caudal de inyección tienen un impacto económico 	(K. Wang & Wu, 2019)
18	<ul style="list-style-type: none"> • El proyecto demostró la viabilidad de producción de energía eléctrica utilizando una planta de ciclo binario. • Es importante determinar las formaciones de interés, la cantidad de energía disponible, el potencial energético, el manejo de la industria eléctrica de la zona y varios factores técnicos que influyen en la eficiencia del proyecto 	(Gosnold et al., 2017)

2.6. Impactos ambientales generales

- Los proyectos y pilotos realizados contribuyen a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. Por ejemplo, en China, donde el 64,3% de la electricidad se obtiene a partir del carbón, la planta de energía geotérmica instalada en campo Huabei ahorra el consumo de 4100 toneladas de combustible y la emisión de 26000 toneladas de CO₂ por año (S. Wang et al., 2016). Por su parte, el proyecto implementado en el campo petrolero Shengli redujo el uso de 20.000 toneladas de hidrocarburos y evitó la emisión de 98.000 toneladas de CO₂ (K. Wang, 2019).
- La mayor cantidad de energía consumida en un proyecto de producción de energía geotérmica a partir de pozos abandonados, donde se requiera inyección de fluidos, se da en la bomba,

donde el consumo es elevado. No obstante, la energía consumida es por lejos mucho menor que la producida, siendo posible reducir hasta 185 toneladas de carbón, y con reducciones de emisión de CO₂ de hasta 678 toneladas por año por un sistema ORC (Nian & Cheng, 2018a).

- Con corte a 2014, la empresa petrolera Sinopec en China implementa proyectos de calefacción alimentados por energía geotérmica, los cuales representaban el 40% de los proyectos de este tipo. Estos reemplazaron un total de $1,2 \times 10^6$ toneladas estándar de carbón, lo que implicó una reducción total de 3×10^6 toneladas de CO₂ emitidas a la atmósfera (S. Wang et al., 2016). Esto implica que en los campos petroleros donde ya se realizan proyectos de inyección de agua para producir hidrocarburos, la utilización del recurso geotérmico tendría un impacto ambiental positivos, teniendo en cuenta la reducción de las emisiones y de producción de energía a partir de fuentes no renovables ni amigables con el medio ambiente (S. Wang et al., 2016).
- No solo los proyectos de producción de energía eléctrica basados en el recurso geotérmico reducirían las emisiones generadas por parte de la industria petrolera. Por ejemplo, en campo Huabei el aprovechamiento del calor almacenado en el agua de producción aplicado al transporte de hidrocarburos tuvo impactos positivos. En este proyecto se redujo la dependencia de 10 hornos a base de petróleo, lo que implicó una reducción de emisiones equivalente a 6000 toneladas de dióxido de carbono, y evitar el uso de 2000 toneladas de combustible (Shouliang et al., 2012).
- En los proyectos sinérgicos entre la industria petrolera y geotérmica, donde la producción de energía supere la demanda energética del mismo proyecto este saldo positivo traería ciertas ventajas. El poder vender la energía sobrante a otras industrias que utilizan fuentes no renovables, no solo traería una ventaja económica, también contribuiría a la reducción de impactos ambientales que generan estas otras industrias. Adicionalmente, los Créditos de Energía Renovables (RECs) que se obtienen por la producción de energía verde actuarían como un commodity más para la industria petrolera (Li et al., 2007).
- Con base en los resultados de uno de los proyectos de producción de energía eléctrica en Daqing donde en los últimos 50 años más del 90% de la energía se obtuvo a partir de combustibles fósiles (Y. J. Zhang et al., 2015), la reducción lograda de emisiones de gases de efecto invernadero por unidad de energía producida osciló entre los 338g/kWh y los 1168 g/kWh. Por otra parte, extrapolar los valores a un periodo de 20 años y teniendo en cuenta

la potencia producida por el proyecto, se reducirían las emisiones entre 0,118 Mt y 0,614 Mt (Y. J. Zhang et al., 2014).

- En los proyectos donde se utiliza vapor durante el proceso algunos gases de efecto invernadero podrían ser liberados a la atmósfera. No obstante, estas no son altas y son significativamente menores las que generan proyectos basados netamente en combustibles fósiles (Y. J. Zhang et al., 2014).
- Finalmente, la sismicidad inducida es un impacto ambiental negativo a tener en cuenta y ser evaluado en proyectos que impliquen fracturamiento (Lu, 2018) (Breede et al., 2013) (Y. J. Zhang et al., 2014).

3. CARACTERIZACIÓN DE POZOS PETROLERO APROVECHABLES PARA LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA GEOTÉRMICA.

En la mayoría de campos petroleros maduros del mundo, la producción de hidrocarburos se encuentra inevitablemente asociada a una producción significativa de agua, que, por sus propiedades, no se puede disponer sin antes ser debidamente tratada para cumplir con las regulaciones ambientales del proyecto (Xin et al., 2012). Como consecuencia de diferentes operaciones en los campos petroleros, tales como inyección de agua para aumentar la producción de hidrocarburos, o por la presencia de un acuífero activo, el corte de agua (relación entre volumen de agua producida y volumen total de fluidos producidos) aumentará inevitablemente, alcanzando valores superiores al 90% (Singh et al., 2017) (Li & Sun, 2014) (Li et al., 2007) (Bennett et al., 2011) (Hu et al., 2017). Independientemente del uso que se le dé a este volumen de agua, este tiene un costo asociado, que en algún punto hará económicamente inviable la producción de hidrocarburos, incluso cuando hay un volumen remanente alto de petróleo y gas en el reservorio. La temperatura de estos fluidos de producción a nivel mundial oscila entre los 65°C y 150°C (X. Liu et al., 2018) (Singh et al., 2017), lo cual de la mano con los grandes volúmenes de producción de ciertas zonas hace viable la explotación de energía geotérmica a través de los pozos ya perforados de gas y petróleo (Singh et al., 2017). Estas operaciones sinérgicas lograrían extender la vida útil de las operaciones petroleras (reduciendo costos y emisiones), y adicionalmente se lograría una reducción importante en la inversión requerida para llevar a cabo proyectos de energía geotérmica.

Con el fin de determinar qué pozos son viables para la producción de energía geotérmica, ya sea para el aprovechamiento directo del calor o la producción de electricidad, se plantean tres escenarios donde este tipo de proyectos se podrían realizar (Sanyal & Butler, 2010).

- **Pozos de hidrocarburos activos con alto corte de agua:** Son aquellos en los cuales aun sigue siendo viable la producción de hidrocarburos, mediante la implementación de proyectos de coproducción, producir energía geotérmica e hidrocarburos es viable (Sanyal & Butler, 2010).
- **Pozos de hidrocarburos abandonados debido a altos cortes de agua:** Hace referencia a pozos petroleros que ya no se encuentran en producción en los cuales se ha realizado una

operación de abandono, en lo cuales se podrían reactivar la producción de hidrocarburos y simultáneamente aprovechar la energía geotérmica (coproducción), debido a la reducción de los costos operativos y el aumento de las ganancias asociados que involucra esta operación sinérgica. No obstante, el aprovechamiento de estos antiguos pozos petroleros se puede dar a través de una reconversión a pozos netamente geotérmicos (Sanyal & Butler, 2010).

- **Pozos geo presurizados con gas en solución (abandonados o activos):** En este tipo de pozos existen características similares a los primeros dos escenarios, pero con la diferencia de que estos últimos tienen una presión anormalmente alta (Sanyal & Butler, 2010).

Independientemente del escenario, el caudal de producción y la temperatura de los fluidos serán determinantes para la viabilidad de producción de energía geotérmica (Sanyal & Butler, 2010). No obstante, con el fin de maximizar la eficiencia de los proyectos, y reducir el riesgo asociados a estos, varios autores señalan la importancia de otras propiedades tales como:

- Temperatura del reservorio,
- Temperatura en cabeza,
- Temperatura ambiente,
- Gradiente geotérmico, profundidad, caudal,
- Corte de agua,
- Propiedades de las rocas (tipo de roca, porosidad, permeabilidad, saturación, conductividad térmica)
- Propiedades de los fluidos
- Método de recobro del campo.

Con base en la experiencia de diferentes autores, a continuación, se explicará la influencia de cada propiedad en proyectos de producción de energía geotérmica a partir de pozos petroleros ya existentes (X. Liu et al., 2018) (Sanyal & Butler, 2010).

3.1. Temperatura

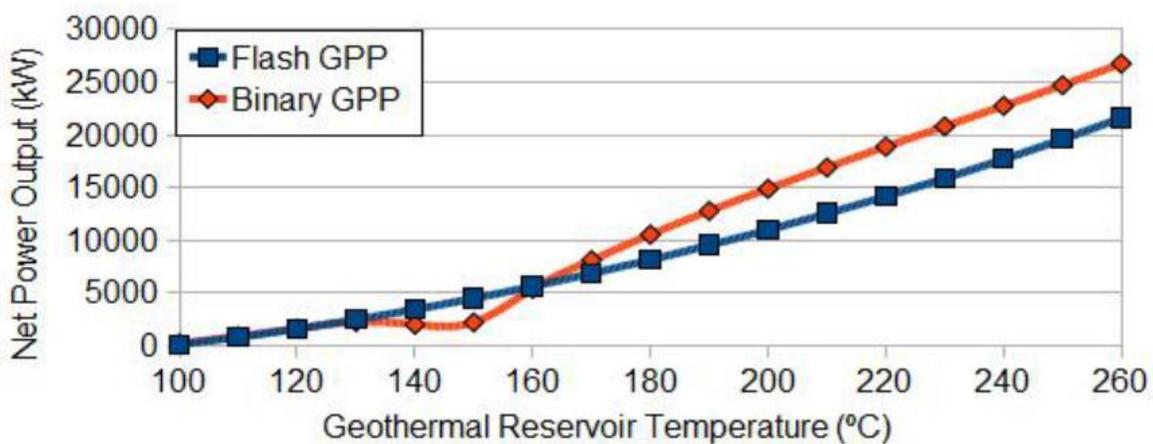
La temperatura en ciertos puntos del sistema y la profundidad del pozo, relacionadas por el gradiente geotérmico, son componentes críticos durante la evaluación de transferencia de calor en el circuito de aprovechamiento de la energía geotérmica (Wight & Bennett, 2015).

3.1.1. Temperatura reservorio

La temperatura del reservorio es la máxima temperatura que el fluido alcanza dentro del circuito de aprovechamiento de la energía geotérmica. Como se mencionó en el capítulo 1, el valor de esta temperatura dependerá de las condiciones geológicas y la profundidad del reservorio, así como del gradiente geotérmico de la zona, ya que cuando este último aumenta, se requiere una menor profundidad para alcanzar temperaturas elevadas (Cheng et al., 2013). Esta propiedad es fundamental para determinar la cantidad de calor y la velocidad con la que el calor puede ser extraído (Nian & Cheng, 2018b). En la siguiente imagen, usando modelos matemáticos, se determinó el impacto de la temperatura del reservorio sobre la potencia que se podría extraer de un reservorio, utilizando plantas de ciclo binario o de un solo flasheo (Yildirim & Akkurt, 2011).

Figura 26

Potencia generada en función de Temperatura (Reservorio)



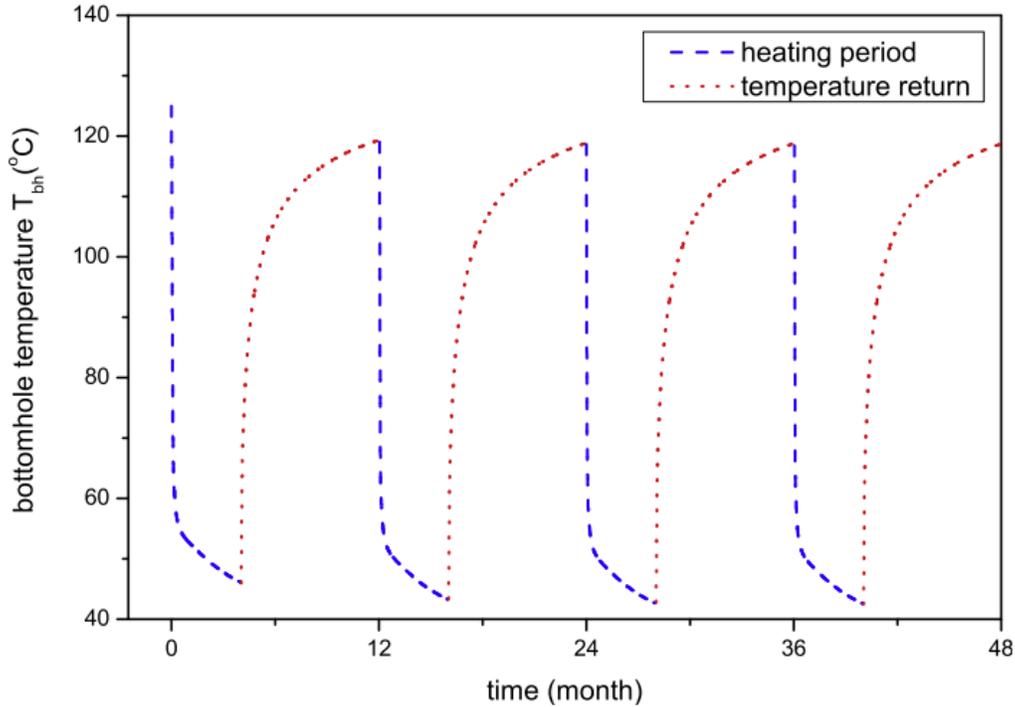
Nota: Tomado de: Yildirim, N., & Akkurt, G. G. (2011). The Effects of Fluid Temperature on Geothermal Power Plant Design. November 2016

Como se puede observar en la imagen anterior, la magnitud de la potencia generada a partir del recurso geotérmico en un pozo, es directamente proporcional a la temperatura del reservorio. Los cálculos de la gráfica anterior se hicieron utilizando modelos matemáticos, y asumiendo dos escenarios con tipos de plantas de producción de energía geotérmica diferentes (GPP o Geothermal Production Plant); la primera, una planta de flasheo (curva azul), y la segunda, una de ciclo binario (curva roja) (Yildirim & Akkurt, 2011). Con base en lo anterior, el valor de temperatura del reservorio, se debe tener en cuenta a la hora de determinar el potencial de un pozo petrolero para proyectos de coproducción de hidrocarburos y energía geotérmica, donde pozos con temperaturas elevadas en fondo son los más atractivos (Davis & Michaelides, 2009). No obstante, esto debe hacerse de la mano con otras propiedades que son mencionadas en este capítulo.

Es importante resaltar que, bajo ciertas condiciones de conductividad térmica alta y altos caudales, es posible extraer grandes cantidades de energía del reservorio. Sin embargo, bajo ciertas circunstancias, donde no se realiza un estudio adecuado, estos procesos conllevan a una disminución en la temperatura del reservorio, lo cual es más pronunciado en las zonas cercanas al pozo. Es obligado tener etapas donde el pozo debe cerrarse para que el reservorio vuelva a su valor inicial de temperatura. En la siguiente imagen se observa el comportamiento de un pozo durante etapas de producción y el cese de actividades (Nian & Cheng, 2018a).

Figura 27

Comportamiento de la temperatura del fondo del pozo durante la operación.

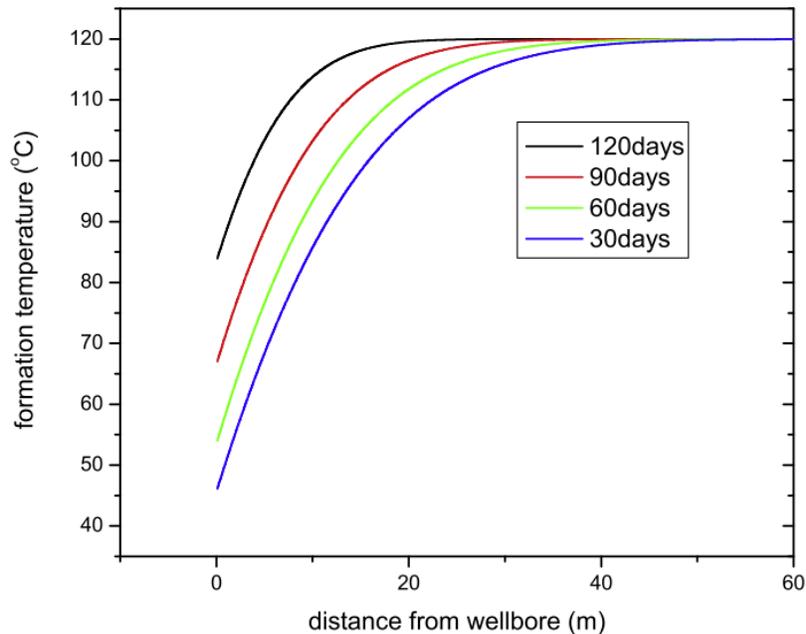


Nota: Tomado de: Nian, Y. Le, & Cheng, W. L. (2018). Evaluation of geothermal heating from abandoned oil wells. *Energy*, 142, 592–607. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.10.062>

En la imagen anterior se observa una caída muy rápida de la temperatura en el fondo del pozo durante las operaciones de producción, llegando a valores de 50°C. Lo anterior obligó a tener periodos de retorno de temperatura (detener totalmente la producción) para que el reservorio recupera su temperatura inicial, la cual era 125°C. Es importante resaltar que en este modelo el reservorio no alcanza nuevamente la temperatura inicial, pero mantiene un valor promedio de 120°C durante los siguientes años, cuando se le permite al pozo recuperar su temperatura inicial (Nian & Cheng, 2018a). Asimismo, los efectos sobre la temperatura del reservorio se vuelven menos notables a medida que aumenta la distancia hacia pozo productor

Figura 28

Cambio en la temperatura del reservorio con respecto a la distancia al pozo



Nota: Tomado de: Nian, Y. Le, & Cheng, W. L. (2018). Evaluation of geothermal heating from abandoned oil wells. *Energy*, 142, 592–607. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.10.062>

Como se puede observar en la imagen anterior, cerca de los 50 metros de distancia del pozo productor a la profundidad evaluada (3000m), el efecto de la disminución de la temperatura desaparece. Finalmente, el mismo estudio afirma que la capacidad del reservorio para recuperar su temperatura está influenciada por el caudal de inyección utilizado para mejorar la producción (Nian & Cheng, 2018a). Adicionalmente, en aquellos pozos que tienen un acuífero activo, la disminución en la temperatura no es significativa, donde un estudio en Irán determinó una disminución de 3°C en 20 años, en un proyecto de aprovechamiento de pozos petroleros abandonados para la producción de electricidad usando energía geotérmica (Ebrahimi & Torshizi, 2012).

A partir de las diferencias tan pronunciadas en el comportamiento térmico en diferentes campos petroleros alrededor del mundo, se puede inferir que cada proyecto es diferente y requiere una evaluación concreta y adecuada para determinar el comportamiento del sistema. Debido a que en

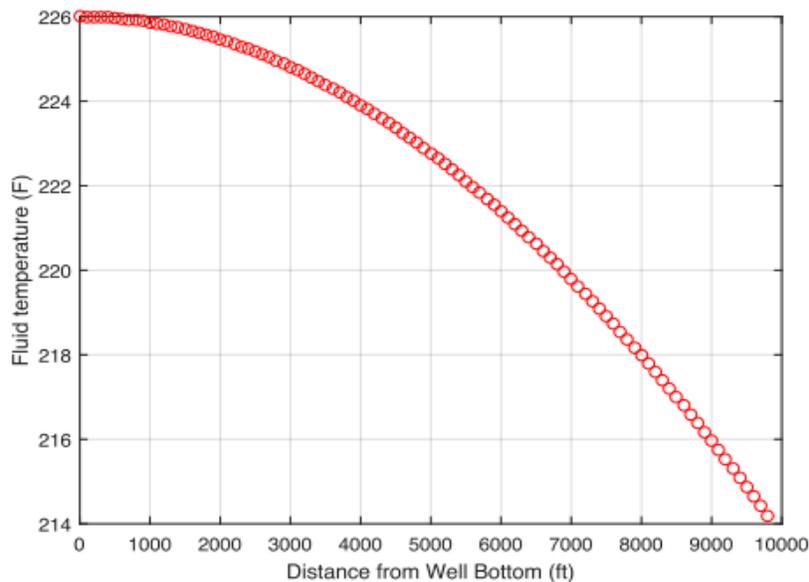
la mayoría de los pozos a nivel mundial el valor de esta propiedad está disponible debido a mediciones previamente realizadas, la temperatura del reservorio es un valor importante a tener en cuenta para la evaluación del potencial de los pozos petroleros para ser candidatos a la explotación de la energía geotérmica (Davis & Michaelides, 2009). No obstante, debido a que ciertos factores hacen que el fluido que llega a superficie pierda energía durante el recorrido, la temperatura en superficie debe ser evaluada igualmente.

3.1.2. *Temperatura en superficie*

A pesar de que ciertos pozos tienen una temperatura de fondo lo suficientemente alta para la producción de energía eléctrica o el aprovechamiento directo del calor, la temperatura en la superficie varía considerablemente debido a las pérdidas de calor en el recorrido del fluido desde el fondo hasta la superficie (Sanyal & Butler, 2010). En la siguiente imagen se puede observar el cambio de temperatura que sufre un fluido desde el fondo del pozo hasta superficie.

Figura 29

Pérdida de calor desde el fondo hasta la superficie de un pozo

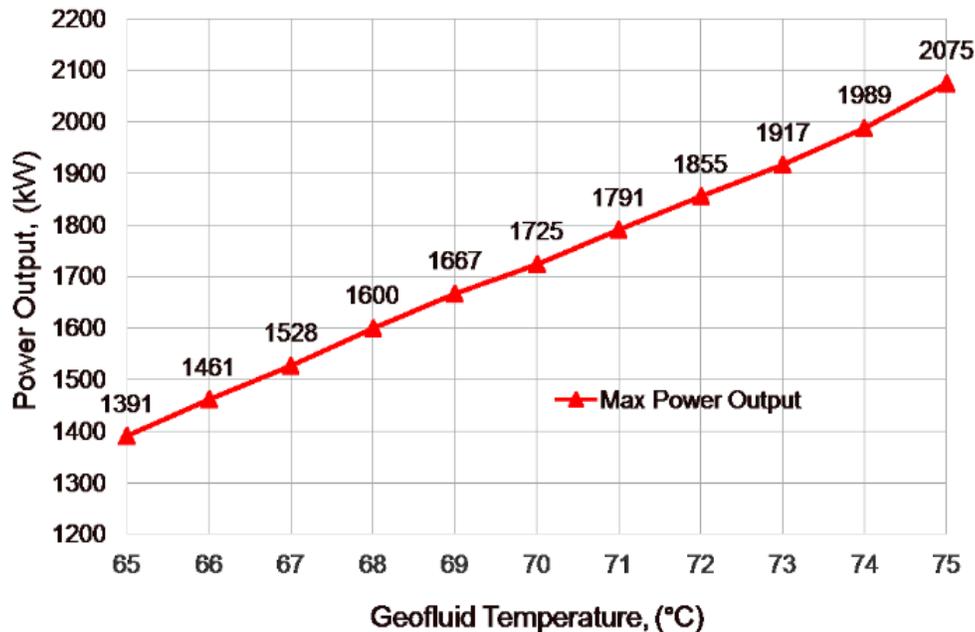


Nota: Tomado de: Wang, H., & Liu, X. (2016). Geothermal energy production from oil/gas wells and application for building cooling. Transactions - Geothermal Resources Council, 40(2012), 113–120.

La temperatura en superficie es una función de la temperatura de fondo (reservorio), el caudal y el tiempo. La temperatura en cabeza o superficie es aquella a partir de la cual se iniciará el proceso de aprovechamiento del calor, es decir la temperatura de entrada a la planta de generación eléctrica o el sistema de calefacción/refrigeración (bombas de calor). Debido a la tecnología utilizada actualmente para la producción de energía eléctrica en la industria geotérmica, la temperatura mínima en superficie para la producción de energía eléctrica debe estar por encima de los 57°C, la cual ha sido a nivel mundial la temperatura más baja a partir de la cual se ha logrado producir electricidad exitosamente en un proyecto de aprovechamiento de energía geotérmica, utilizando una planta eléctrica de ciclo binario ORC. (X. Liu et al., 2018). Con el fin de mitigar el impacto de las pérdidas de calor, implementar un material aislante en los primeros 100 m del pozo (Ebrahimi & Torshizi, 2012), o hasta una profundidad donde la temperatura de las rocas sea igual o mayor a la temperatura del fluido que sale del pozo, sirve para reducir o eliminar las pérdidas de calor por diferencia de temperatura en donde este efecto es más pronunciado (Templeton et al., 2014). En la siguiente imagen, podemos observar la potencia obtenida en un proyecto de coproducción, en función de la temperatura en superficie del fluido, en un rango de temperatura de 65°C a 75°C (baja entalpía), utilizando una planta ORC (Singh et al., 2017).

Figura 30

Potencia generada en función de la temperatura del geofluido en superficie.

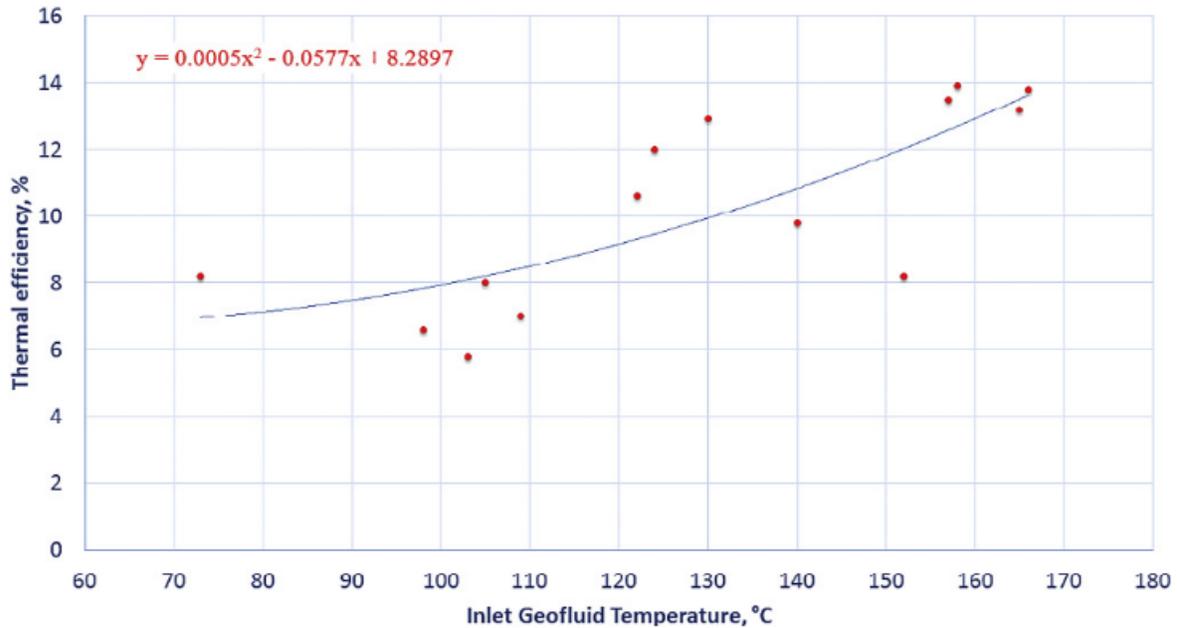


Nota: Tomado de: Singh, H., Falcone, G., Volle, A., & Guillon, L. (2017). Harnessing Geothermal Energy from Mature Onshore Oil Fields-The Wytch Farm Case Study. PROCEEDINGS Geothermal Reservoir Engineering, 1–17. <https://pangea.stanford.edu/ERE/db/GeoConf/papers/SGW/2017/Singh.pdf>

Otra de las razones por la cual la temperatura de entrada a planta de producción de energía es vital, es por que tiene influencia directa sobre la eficiencia térmica de esta. Por esta razón, la temperatura en superficie es uno de los parámetros que se tendrán en cuenta para el diseño del sistema de aprovechamiento energético. En la siguiente imagen se puede observar el comportamiento de la eficiencia térmica en función de la temperatura del geo fluido (fluido que transporta el calor desde el fondo del pozo hasta la superficie), de un caso de estudio en el campo petrolero Villafortuna-Treccate, en Italia (X. Liu et al., 2018):

Figura 31

Eficiencia térmica a partir de la temperatura geo fluido (cabeza/entrada a la planta)



Tomado de: Liu, X., Falcone, G., & Alimonti, C. (2018). A systematic study of harnessing low-temperature geothermal energy from oil and gas reservoirs. *Energy*, 142, 346–355. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.10.058>

Como se puede observar en la imagen anterior, a mayor temperatura del fluido en superficie (entrada a la planta), mayor es la eficiencia térmica manejada en el proceso de generación de energía eléctrica (X. Liu et al., 2018).

3.1.3. Temperatura ambiente

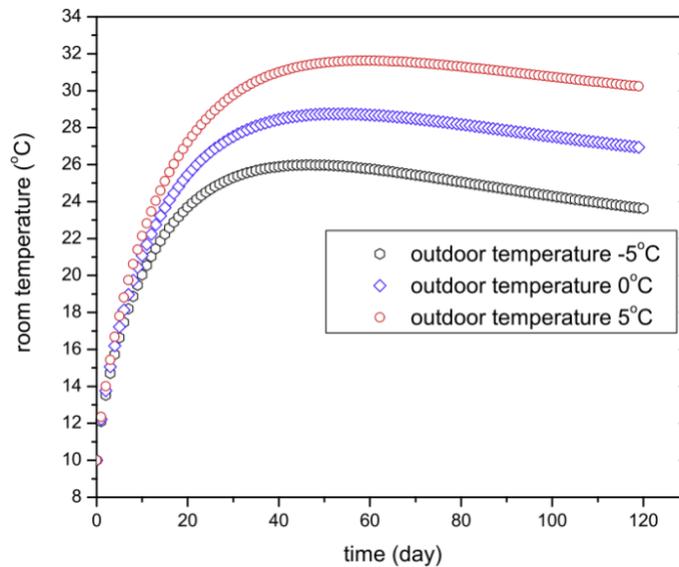
Dependiendo de la distancia de la salida del pozo a la entrada de la planta donde se realizará el proceso de aprovechamiento energético, así como del tiempo en que el fluido viaja de un punto a otro, la temperatura ambiente toma una gran importancia, ya que cuando esta es muy baja puede generar pérdidas de calor significativas en superficie.

En proyectos de aprovechamiento directo del calor, específicamente en calefacción, un modelo energético de aprovechamiento de calor producido a partir de pozos petroleros abandonados (Nian

& Cheng, 2018a), mostró el efecto de la temperatura ambiente sobre la temperatura generada en el edificio a calentar. En la siguiente imagen se puede observar el comportamiento previamente mencionado.

Figura 32

Efecto de la temperatura ambiente sobre la temperatura de calefacción



Nota: Tomado de: Nian, Y. Le, & Cheng, W. L. (2018). Evaluation of geothermal heating from abandoned oil wells. *Energy*, 142, 592–607. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.10.06>.

Tomando en cuenta los cambios de temperatura en la temperatura ambiente de la zona local evaluada (outdoor temperature), se puede observar que, a menor temperatura ambiente, menor es la temperatura máxima alcanzada dentro del edificio a calentar (room temperature), evaluado a 3 temperaturas ambiente diferentes (Nian & Cheng, 2018a).

3.2. Gradiente Geotérmico

Como se mencionó en el capítulo 1, debido al proceso de enfriamiento del planeta, y los procesos radioactivos en el interior de este, la temperatura del subsuelo aumenta en función de la profundidad. Debido a diferentes condiciones geológicas este cambio en la temperatura puede ser

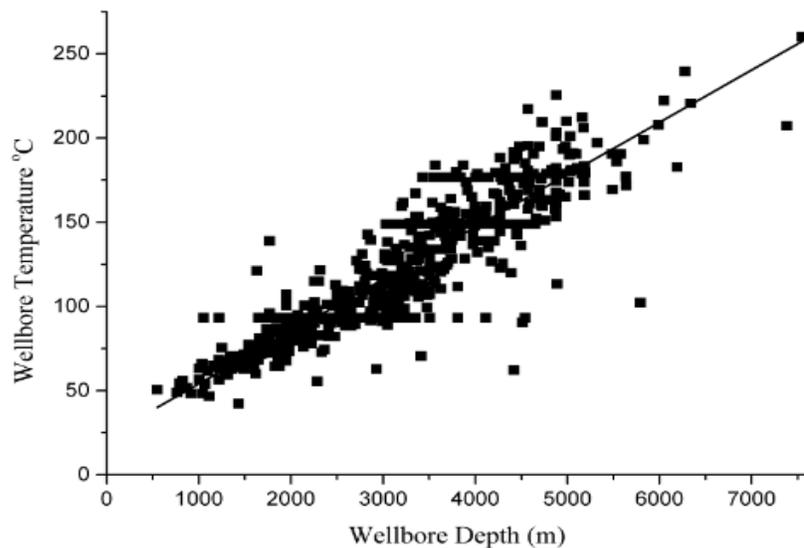
más pronunciado en ciertas zonas del planeta que en otras, por lo cual el término gradiente geotérmico se utiliza para medir la magnitud del aumento de la temperatura con respecto a la profundidad. Esta propiedad, la cual puede estar expresada en unidades tales como °C/100m o °F/100m, se puede definir por medio de la siguiente fórmula:

$$\text{Gradiente geotermico} = \frac{T_{\text{profundidad 1}} - T_{\text{profundidad 2}}}{\text{Profundidad}_1 - \text{Profundidad}_2}$$

Partiendo de lo anterior, en la siguiente gráfica se puede observar el comportamiento de la temperatura con respecto a la profundidad, utilizando datos reales de 2500 pozos ubicados en Texas (Wight & Bennett, 2015).

Figura 33

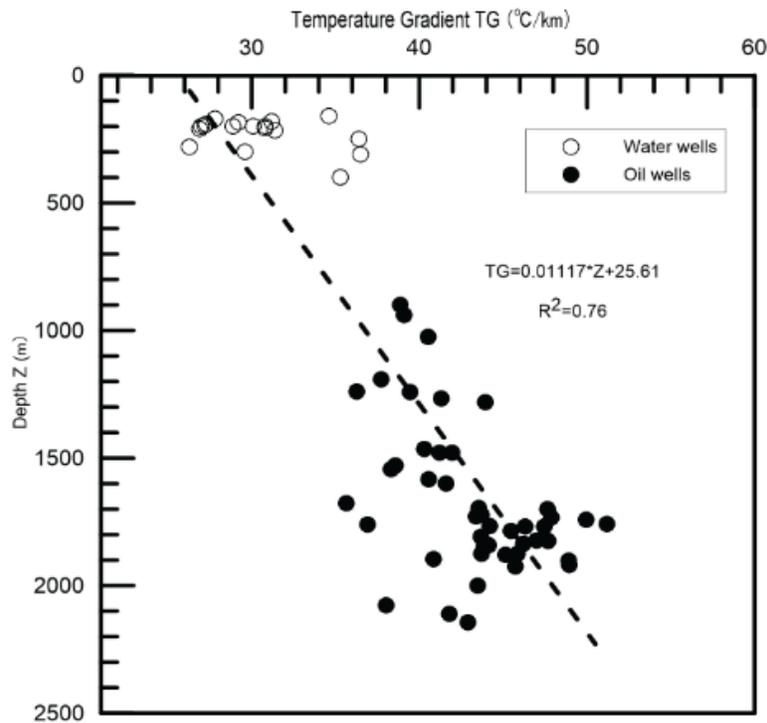
Temperatura en el fondo de 2500 pozos de Texas



Nota: Tomado de: Wight, N. M., & Bennett, N. S. (2015). Geothermal energy from abandoned oil and gas wells using water in combination with a closed wellbore. *Applied Thermal Engineering*, 89, 908–915. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2015.06.030>

Como se puede observar en la gráfica anterior, todos los pozos muestran la misma tendencia, aumento de la temperatura en función de la profundidad. No obstante, a medida que se profundiza en el subsuelo, se pueden atravesar diferentes tipos de roca, las cuales fueron o están sometidas a diferentes condiciones geológicas, y de igual manera, poseen diferentes propiedades, por lo cual el gradiente geotérmico también puede variar en función de la profundidad.

Figura 34
Cambio del gradiente geotérmico por la profundidad

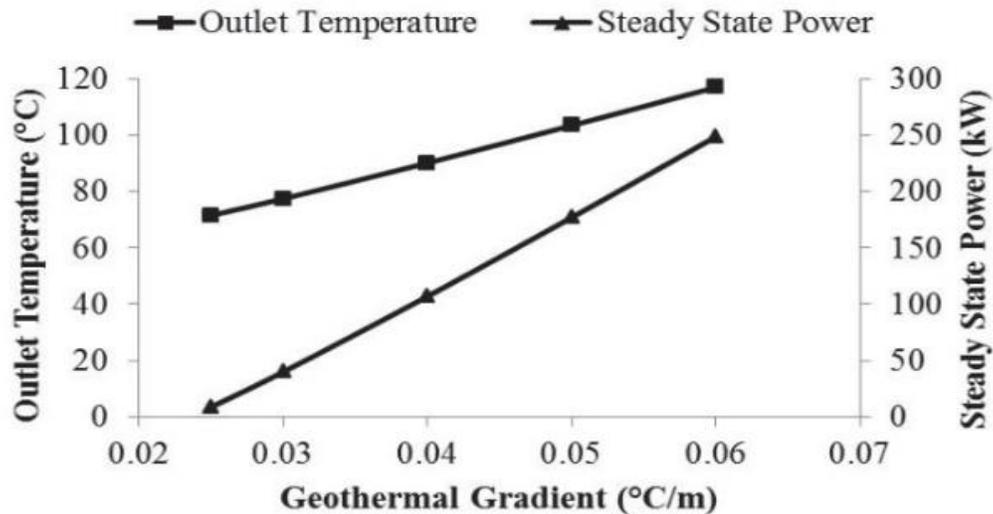


Nota: Tomado de: Jiang, G., Wang, Y., Shi, Y., Zhang, C., Tang, X., & Hu, S. (2016). Estimate of hot dry rock geothermal resource in Daqing Oilfield, Northeast China. *Energies*, 9(10), 1–14. <https://doi.org/10.3390/en9100731>

Como se puede observar en la imagen anterior, el gradiente geotérmico varía en función de la profundidad, pero al igual que la temperatura, la tendencia muestra que aumenta en función de la profundidad. De acuerdo a un estudio realizado en 2014, se determinó que el gradiente geotérmico tiene efectos sobre la temperatura de salida de los fluidos del pozo y sobre el valor de potencia estable del proyecto modelado, como se observa en la siguiente gráfica (Ghoreishi-Madiseh et al., 2014).

Figura 35

Efecto del gradiente geotérmico sobre la temperatura de salida del pozo y el valor estable de potencia



Nota: Tomado de: Ghoreishi-Madiseh, S. A., Templeton, J., Hassani, F., Al-Khawaja, M. J., & Aflaki, E. (2014). Geothermal energy extraction from decommissioned petroleum wells. ISRM International Symposium - 8th Asian Rock Mechanics Symposium, ARMS 2014, October, 2644–2653.

Con base en la imagen anterior, se puede observar que el gradiente geotérmico es directamente proporcional a la temperatura de salida del pozo. Esto se debe a que, a mayor gradiente geotérmico, se alcanzan valores de temperatura elevadas a menor profundidad, y con menor profundidad, el recorrido del fluido hasta superficie es igualmente menor, por lo tanto, las pérdidas de calor son menos significativas.

Teniendo en cuenta que en los proyectos de coproducción de energía geotérmica e hidrocarburos se busca aprovechar los pozos ya perforados para reducir los costos asociados a un proyecto netamente geotérmico, la profundidad de los pozos es una característica que no se modificara, por lo tanto, el gradiente geotérmico de la zona, permite determinar la temperatura en el fondo del pozo, y asimismo determinar el potencial geotérmico de una zona determinada.

3.3. Profundidad del pozo

Como se mencionó previamente, la profundidad se relaciona con la temperatura del reservorio a través del gradiente geotérmico, donde pozos más profundos implican mayores temperaturas en el fondo de estos (Cheng et al., 2013). De igual forma, en pozos donde la profundidad sea similar, un gradiente geotérmico más alto implica temperaturas más altas en el fondo de estos pozos.

No obstante, es importante resaltar que, aunque a mayor profundidad se alcanzan temperaturas más altas, también una profundidad excesiva conlleva a pérdidas de calor más pronunciadas durante el recorrido del geo fluido a superficie. Por ejemplo, en simulaciones realizadas a partir de datos de un campo petrolero en Italia, la alta profundidad 6100m (20000 ft), induce pérdidas de temperatura de hasta 40°C (entre el fondo y la cabeza del pozo). Con el fin de mitigar estas pérdidas, y partiendo de que la profundidad y la temperatura en el fondo del pozo no se modifican, el caudal utilizado toma un papel muy importante en el manejo de las pérdidas de calor hasta superficie (X. Liu et al., 2018). En la siguiente tabla se puede observar la relación entre la profundidad del pozo, y los valores ideales de caudal, teniendo en cuenta la potencia utilizada por las bombas, y la potencia generada, en aquellos proyectos donde hay inyección de fluidos, requeridos para maximizar a la eficiencia y la energía obtenida en un proyecto, manteniendo el gradiente geotérmico constante (Wight & Bennett, 2015).

Tabla 7

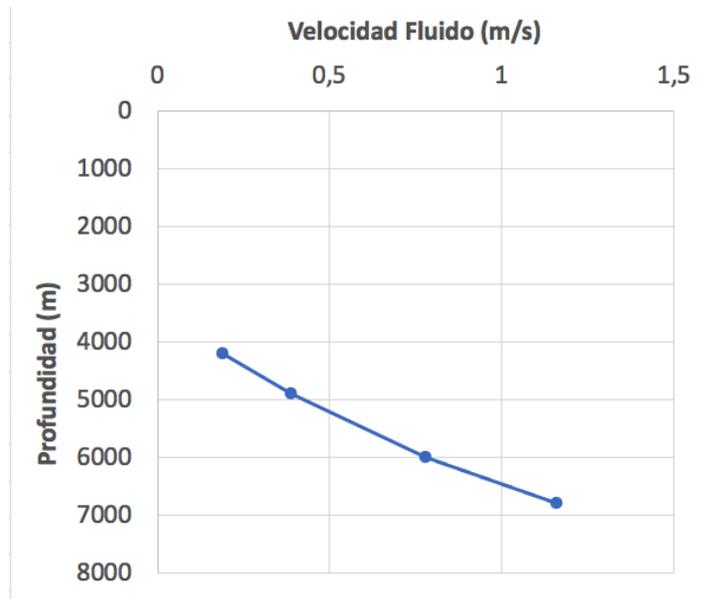
Requerimientos a diferentes profundidades

Flujo Másico (kg/s)	Velocidad		Potencia generada (kW)	Potencia Bomba (kW)	Potencia Neta (kW)
	Fluido (m/s)	Profundidad (m)			
2,5	0,19	4200	108,68	0,09	108,59
5	0,39	4900	217,36	0,71	216,65
10	0,78	6000	434,72	6,16	428,56
15	1,16	6800	652,09	22,35	629,74

Nota: Tomado de: Wight, N. M., & Bennett, N. S. (2015). Geothermal energy from abandoned oil and gas wells using water in combination with a closed wellbore. *Applied Thermal Engineering*, 89, 908–915. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2015.06.030>

Figura 36

Profundidad del pozo contra caudal óptimo



Como se puede observar en la imagen anterior, aunque a mayor profundidad se requieren mayores caudales, la potencia neta generada aumenta igualmente en función de la profundidad (Wight & Bennett, 2015). Finalmente, un estudio en China donde se analizó la influencia de la profundidad del pozo sobre el calor producido y la potencia eléctrica generada a partir del recurso geotérmico en un pozo petrolero, demostró que ambos valores aumentan en función de la profundidad del pozo (Cheng et al., 2016).

3.4. Caudal

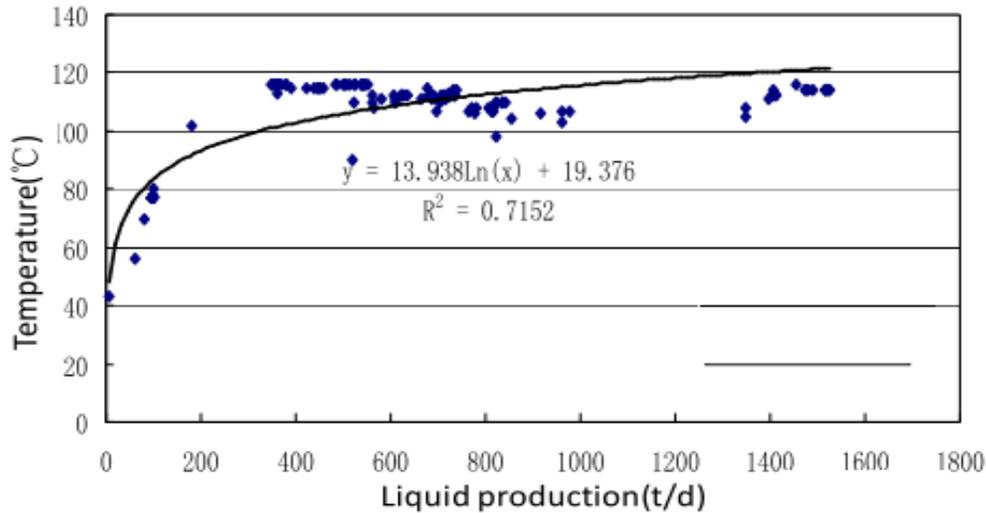
El caudal, se define en la dinámica de fluidos como la cantidad de fluido que circula a través de un conducto en un tiempo determinado. Esta propiedad está presente en la industria petrolera a través de diferentes operaciones, como por ejemplo en la cantidad de fluidos (agua, gas y petróleo) que produce un pozo, lo cual generalmente se expresa en barriles por día (bpd) (Arnold & Stewart, 2008).

Como se mencionó previamente en el capítulo, una de las propiedades más importantes en un proyecto de producción de energía geotérmica es la temperatura en superficie, la cual está estrictamente relacionada con los caudales manejados en la operación. Debido a que la temperatura manejada en los proyectos de aprovechamiento de energía geotérmica está dentro del rango de los recursos geotérmicos de baja y mediana entalpía, tener caudales altos de fluido, para aumentar el caudal energético, es lo más adecuado para tener una salida de potencia alta, basada en el recurso geotérmico (X. Liu et al., 2018) (Templeton et al., 2014).

Un estudio realizado en campo Huabei, China, donde el caudal de 3 pozos fue incrementado utilizando bombas electro sumergibles sugiere que aumentar el caudal total de líquido producido aumenta el valor de la temperatura en la cabeza del pozo. (Xin et al., 2012). Como se observa en la siguiente figura, los resultados sugieren una relación proporcional entre el caudal y la temperatura en cabeza, pero donde a medida que aumenta el caudal el cambio en la temperatura de cabeza se vuelve menos pronunciado.

Figura 37

Efecto del caudal total de líquido producido sobre la temperatura en cabeza de pozo

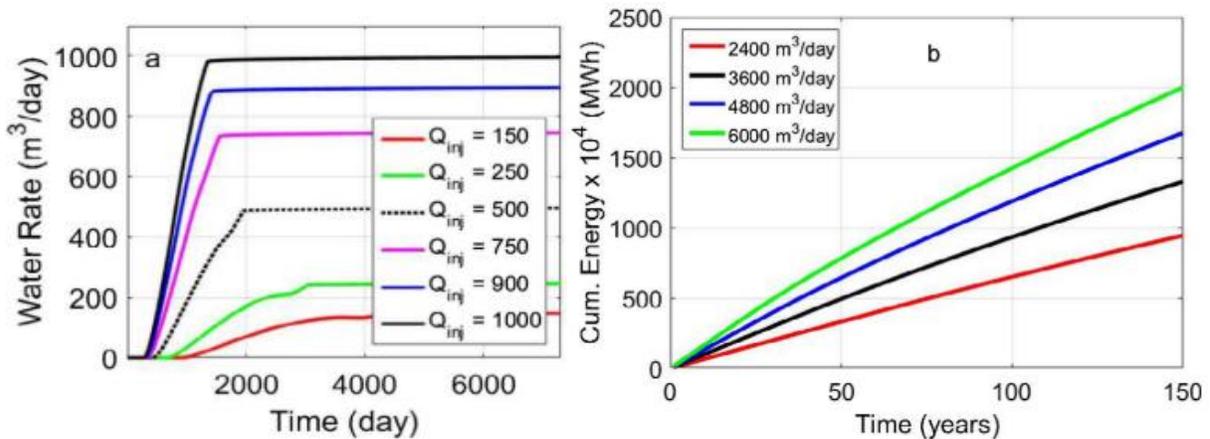


Nota: Tomado de: Xin, S., Liang, H., Hu, B., & Li, K. (2012). A 400 kW geothermal power generator using co-produced fluids from Huabei oilfield. Transactions - Geothermal Resources Council, 36 1, 219–223.

Como se puede observar en la imagen anterior, aumentar el caudal tendrá un impacto positivo sobre la temperatura del fluido en cabeza (Bu et al., 2012). De igual forma, este efecto de aumentar el caudal se traduciría en mayor energía producida en un proyecto de coproducción. En la siguiente imagen (izquierda) se puede observar la energía producida acumulada a partir del recurso geotérmico en el campo petrolero Moerkapelle, en Países Bajos, función del caudal de inyección. Tal como se puede observar en la imagen del lado derecho, aumentar el caudal de inyección aumenta el caudal de producción de los pozos productores del campo (Ziabakhsh-Ganji et al., 2018).

Figura 38

Relación entre caudal de inyección, caudal de producción y energía producida acumulada

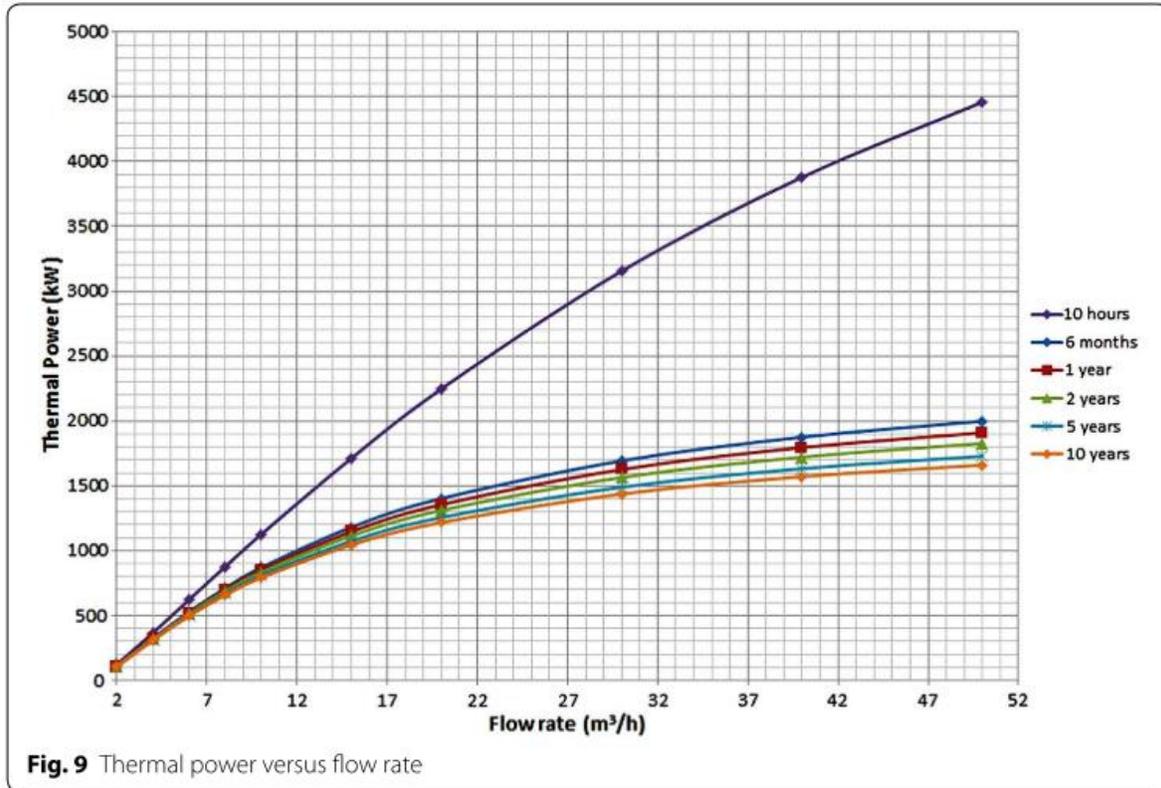


Tomado de: Ziabakhsh-Ganji, Z., Nick, H. M., Donselaar, M. E., & Bruhn, D. F. (2018). Synergy potential for oil and geothermal energy exploitation. *Applied Energy*, 212(October 2017), 1433–1447. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.12.113>

Con base en lo anterior, cualquier operación que dé como resultado un incremento en el caudal de producción (inyección de agua en la imagen a), se traducirá en un aumento de la energía geotérmica extraída del reservorio, como se observa en la imagen b (Ziabakhsh-Ganji et al., 2018). Como resultado de más energía en el sistema, aumentar el caudal tendrá impactos positivos en la cantidad de potencia generada a partir del recurso geotérmico, independientemente de los valores de temperatura en cabeza. La siguiente imagen muestra el comportamiento de la potencia de un proyecto de producción de energía geotérmica en pozos petroleros, en diferentes momentos, donde a pesar de que se observa una disminución con el paso del tiempo, en cualquier punto la potencia de salida es más alta en función del caudal (Alimonti et al., 2016).

Figura 39

Relación entre el caudal de producción y la potencia generada



Nota: Tomado de: Alimonti, C., Berardi, D., Bocchetti, D., & Soldo, E. (2016). Coupling of energy conversion systems and wellbore heat exchanger in a depleted oil well. *Geothermal Energy*, 4(1). <https://doi.org/10.1186/s40517-016-0053-9>

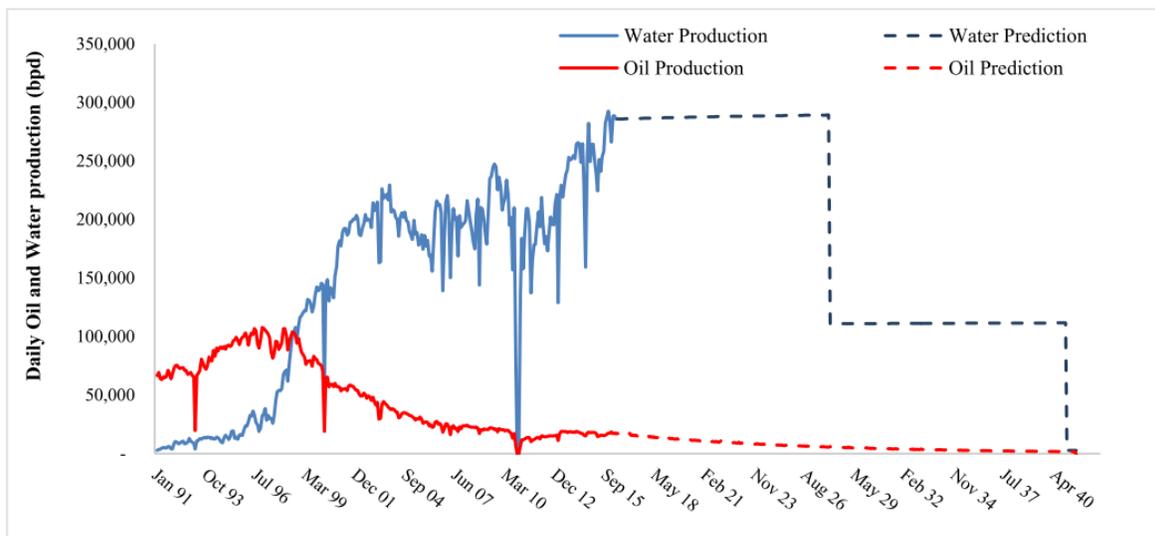
Además, el aumentar el caudal total se traduciría en un aumento del total de hidrocarburos producidos en pozos donde se realiza coproducción, pero esto puede tener efectos sobre la energía del yacimiento (presión), por lo cual se debe establecer que tan resiliente es la presión del pozo, con el fin de determinar los caudales adecuados para la operación. Finalmente, una disminución en la energía o presión del pozo, puede ser mitigada a través de operaciones de inyección de agua (Xin et al., 2012).

3.5. Corte de agua

El corte de agua se puede definir como la relación entre el volumen de agua producida con la sumatoria del volumen de todos los fluidos producidos (Schlumberger, 2020a). Debido a operaciones de inyección de agua, o el aporte de agua por parte de un acuífero activo, esta propiedad aumenta significativamente durante la vida útil de un pozo petrolero (Singh et al., 2017). Por lo general, el caudal de producción de hidrocarburos disminuye durante la vida útil de los campos, mientras que la producción de agua tiende a aumentar significativamente. En la siguiente imagen, podemos observar el comportamiento del caudal de petróleo y agua, y sus respectivas proyecciones durante 50 años de operación en el campo Wytch Farm, del Reino Unido (Singh et al., 2017).

Figura 40

Valores históricos y proyecciones de producción de Petróleo y Agua



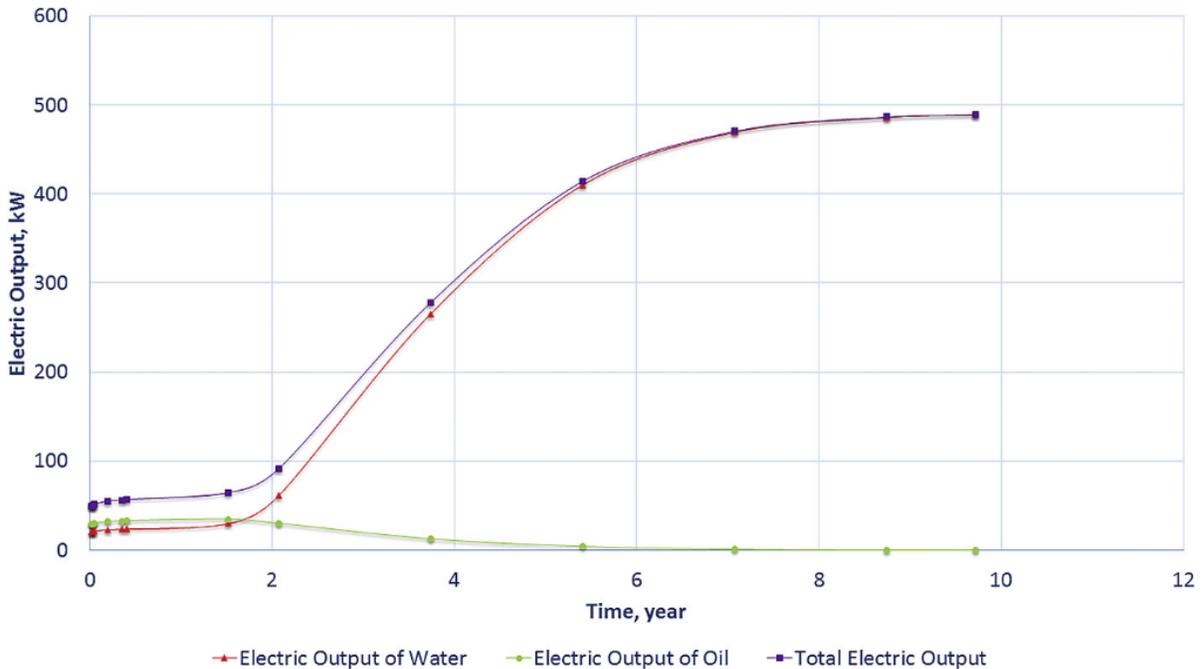
Tomado de: Singh, H., Falcone, G., Volle, A., & Guillon, L. (2017). Harnessing Geothermal Energy from Mature Onshore Oil Fields-The Wytch Farm Case Study. PROCEEDINGS Geothermal Reservoir Engineering, 1–17.

<https://pangea.stanford.edu/ERE/db/GeoConf/papers/SGW/2017/Singh.pdf>

Como se observa en la siguiente imagen, el agua juega un papel fundamental en la producción de energía eléctrica en un proyecto de coproducción.

Figura 41

Energía eléctrica producida a partir de Agua y Petróleo (Planta Geotérmica)



Nota: Tomado de: Liu, X., Falcone, G., & Alimonti, C. (2018). A systematic study of harnessing low-temperature geothermal energy from oil and gas reservoirs. *Energy*, 142, 346–355. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.10.058>

El comportamiento en la gráfica anterior se debe a que el agua tiene la capacidad de absorber mucho más calor por sus propiedades termodinámicas (calor específico), razón por la cual, a mayor cantidad de agua producida con respecto al petróleo, mayor será la energía eléctrica producida.

Teniendo en cuenta lo anterior, campos maduros donde se alcanzan cortes de agua significativamente altos, por encima del 90%, o la reactivación de pozos abandonados debido a su alto corte de agua serian los mas adecuado para la el aprovechamiento del recurso geotérmico (Singh et al., 2017) (Li & Sun, 2014) (Li et al., 2007) (Bennett et al., 2011) (Hu et al., 2017). Es importante resaltar que el corte de agua está estrictamente relacionado con la saturación de agua del reservorio a partir del cual se están produciendo fluidos.

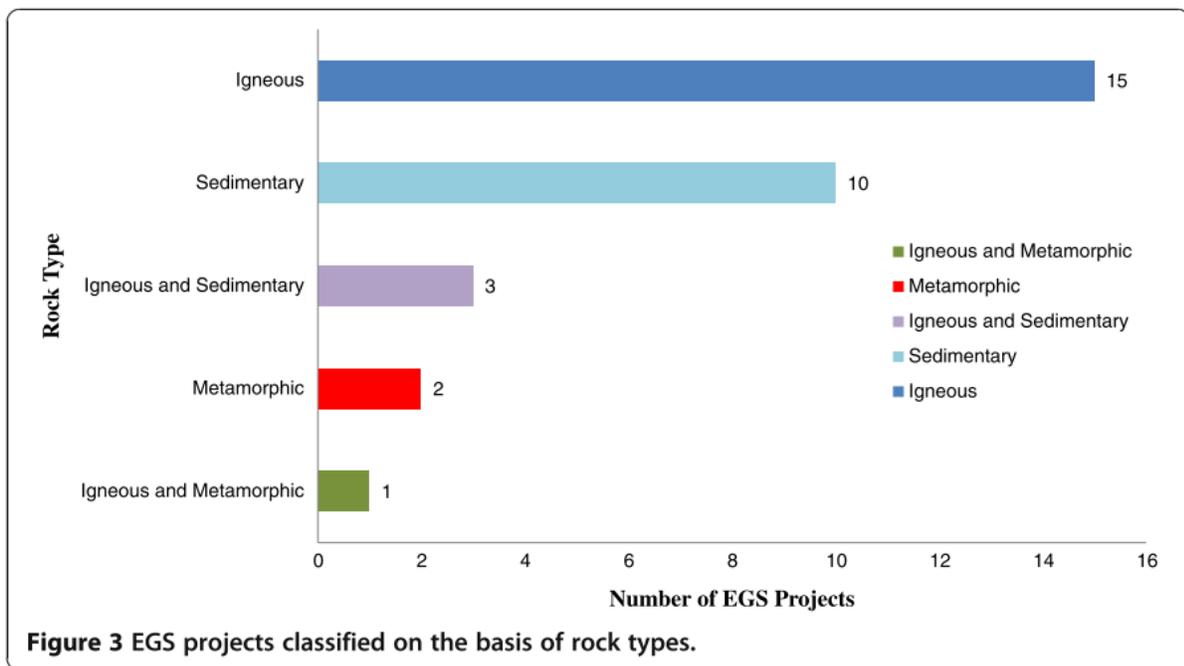
3.6. Propiedades de las Rocas

3.6.1. Tipo de roca

La siguiente gráfica presenta información obtenida de 31 proyectos de sistemas geotérmicos mejorados alrededor del mundo, donde se muestra específicamente a partir de qué tipo de roca se obtiene la energía de cada proyecto. Como se puede observar las rocas sedimentarias e ígneas son las más usadas en proyectos de estas características, donde más del 90% de los proyectos analizados se realizan sobre este tipo de rocas (Breede et al., 2013).

Figura 42

Tipo de roca en proyectos EGS



Nota: Tomado de: Breede, K., Dzebisashvili, K., Liu, X., & Falcone, G. (2013). A systematic review of enhanced (or engineered) geothermal systems: past, present and future. *Geothermal Energy*, 1(1). <https://doi.org/10.1186/2195-9706-1-4>

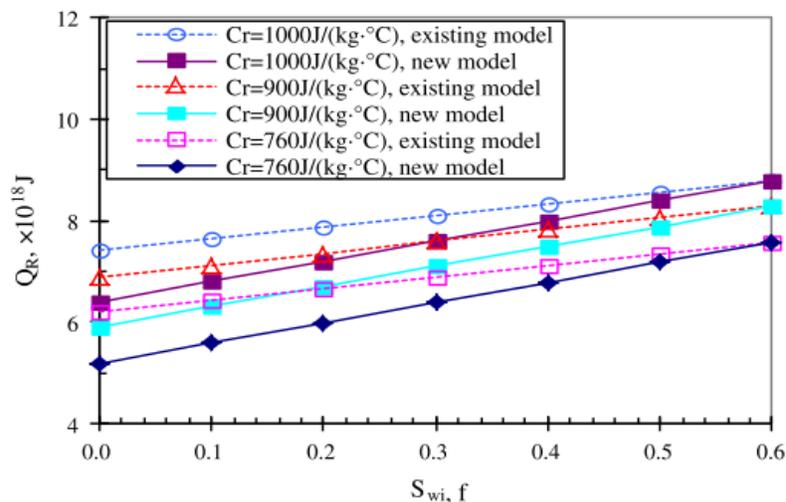
Las rocas ígneas por lo general están asociadas a zonas con temperaturas más elevadas, pero por sus propiedades (permeabilidad y porosidad), no existen reservorios naturales a partir de los cuales

se pueda aprovechar la energía geotérmica. Mediante la generación de fracturas artificiales y la inyección de fluidos para extraer el calor acumulado en estas zonas es posible realizar proyectos de aprovechamiento de energía geotérmica (Cheng et al., 2016). En el caso de la industria petrolera, las rocas más comunes que conforman los reservorios son las rocas sedimentarias. Debido a sus propiedades, tales como permeabilidad, porosidad, continuidad lateral y vertical, etc., la mayor parte de las reservas de petróleo y gas del mundo se encuentran en las rocas sedimentarias detríticas y químicas.

En función del tipo de roca presente en el reservorio donde se planea realizar un proyecto de producción de energía geotérmica, es importante tener en cuenta el valor de calor específico de esta, ya que este es utilizado para calcular el calor o energía total almacenado mediante el uso del método volumétrico, uno de los más utilizados para este fin. En la siguiente imagen se puede observar el efecto del tipo de roca, (en función del calor específico característico de cada una) sobre el valor calculado de calor almacenado, utilizando el método volumétrico y el método volumétrico modificado, este último donde se incluye el efecto de la saturación de fluidos.

Figura 43

Efecto del tipo de roca (calor específico) sobre el calor de almacenado en un reservorio



Nota: Tomado de: Li, K., & Sun, W. (2014). Modified Method for Estimating Geothermal Resources in Oil and Gas Reservoirs. *Mathematical Geosciences*, 47(1), 105–117. <https://doi.org/10.1007/s11004-013-9516-8>

En la imagen se puede observar que, en ambos métodos, el calor almacenado calculado es directamente proporcional al valor de calor específico que caracteriza la roca del reservorio. Los valores utilizados para hacer la gráfica fueron 1000 J/kg·°C, 900 J/kg·°C y 760 J/kg·°C, los cuales corresponden a valores de areniscas, calizas y carbonatadas respectivamente (Li & Sun, 2014), las cuales son las rocas que por lo general almacenan los hidrocarburos en los yacimientos petroleros convencionales.

3.6.2. Porosidad

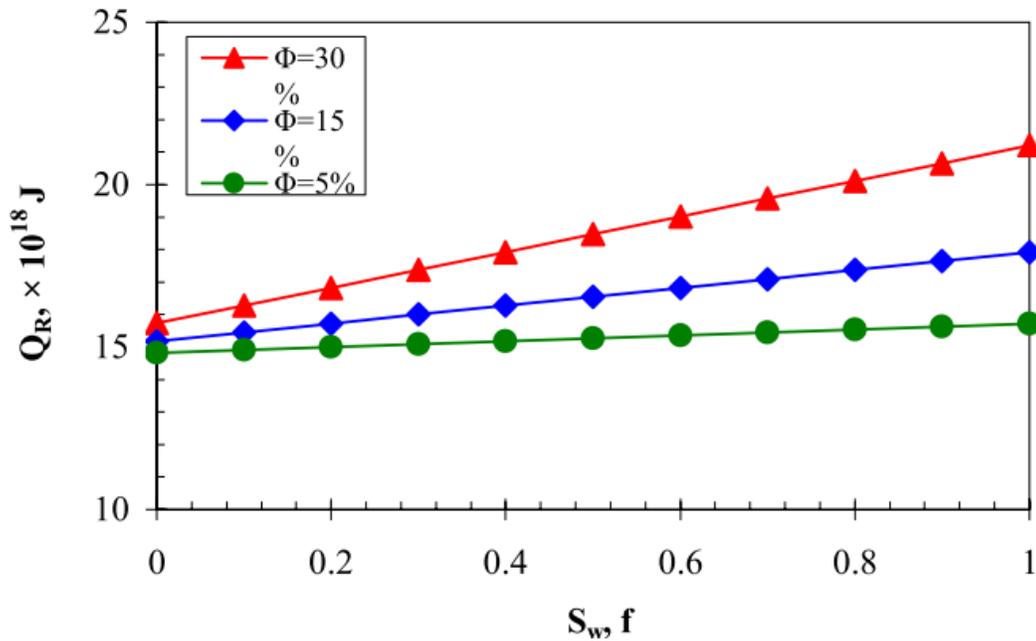
La porosidad se define en el contexto de la ingeniería de yacimientos como todo el espacio de una roca que no está ocupado por un mineral o una sustancia sólida (Paris de Ferrer, 2009), el cual se encuentra saturado por fluidos (agua, petróleo y/o gas). Esta propiedad es una medida de la capacidad de almacenamiento de la roca, y se puede definir con la siguiente ecuación:

$$Porosidad(\phi) = \frac{Volumen\ Poros}{Volumen\ total\ de\ la\ roca}$$

Este valor se puede utilizar para representar la cantidad de fluidos presentes en el reservorio. Adicionalmente, tiene efectos sobre el valor del calor almacenado en el yacimiento, lo cual se puede observar en la siguiente figura.

Figura 44

Efecto de la porosidad y saturación de agua (S_w) sobre el valor calculado del reservorio



Nota: Tomado de: Zhang, L., Peking, U., Liu, M., Li, K., & Peking, U. (2009). Estimation of geothermal reserves in oil and gas reservoirs. SPE Western Regional Meeting 2009 - Proceedings, 2005, 62–71. <https://doi.org/10.2118/120031-m>

Como se observa en la imagen anterior, el valor de calor calculado aumenta en función del valor de porosidad, esto se debe a que una mayor porosidad se traduce en un mayor espacio para almacenar de fluidos, y mucho más calor disponible para extraer a través de estos (Limpasurat et al., 2011). Finalmente, es importante resaltar que a medida que la saturación de agua aumenta, el impacto de la porosidad sobre el resultado final se vuelve más pronunciado, ya que son dos propiedades intrínsecamente relacionadas (Li & Sun, 2014).

3.6.3. Permeabilidad

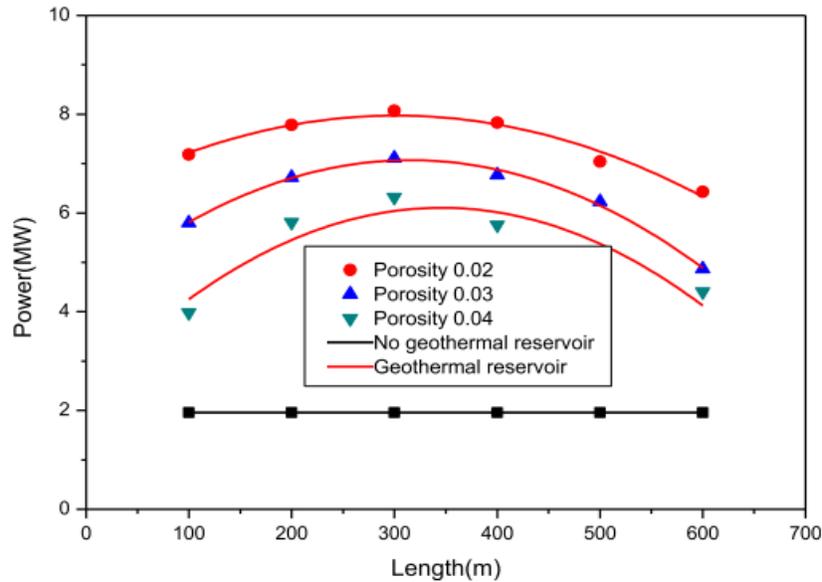
La permeabilidad es la propiedad que mide la capacidad de un medio poroso para permitir el flujo de fluidos de una roca, la cual es gobernada mediante la Ley de Darcy (Paris de Ferrer, 2009). En

un proyecto de coproducción tiene gran influencia sobre la capacidad de transferencia de calor del reservorio a los pozos de producción, propiedad que varía drásticamente en función de los antecedentes geológicos del reservorio. (X. Liu et al., 2018). Esta propiedad debe ser lo suficientemente baja como para mantener la presión del reservorio, pero también, debe ser lo suficientemente alta para permitir caudales apropiados para la producción de hidrocarburos y agua aprovechable para proyectos de coproducción (Caulk & Tomac, 2017). Es importante resaltar que esta propiedad no tiene mayor importancia en proyectos donde el pozo está aislado del reservorio, como lo son aquellos donde se utilizan intercambiadores de calor dentro del pozo de ciclo cerrado, por lo general en pozos petroleros abandonados donde estos son reconvertidos a pozos netamente geotérmicos.

Una solución plantada para aquellos pozos petroleros que tienen propiedades idóneas para para la producción de energía geotérmica, pero que su baja permeabilidad y/o porosidad no permite el desarrollo de esta actividad, sería la puesta en marcha de operaciones de fracturamiento que mejorarían significativamente la permeabilidad del reservorio, ya que estas fracturas permiten aumentar o mantener los caudales de óptimos de producción, tanto de hidrocarburos, como para la producción de energía geotérmica (Y. J. Zhang et al., 2014). Adicionalmente, las fracturas ayudan a disminuir la presión de inyección, ya que el ancho de las fracturas es inversamente proporcional a la presión necesaria para alcanzar determinado caudal de inyección. En la siguiente imagen se observa el comportamiento de la longitud de una fractura sobre el calor producido, a partir de una simulación basada en datos reales en un pozo petrolero en China, utilizando el software STIMPLAN que permitió establecer un modelo de fracturamiento 3D (Y. J. Zhang et al., 2015).

Figura 45

Efecto de la longitud de fractura sobre el calor producido



Nota: Tomado de: Cheng, W. L., Liu, J., Nian, Y. Le, & Wang, C. L. (2016). Enhancing geothermal power generation from abandoned oil wells with thermal reservoirs. *Energy*, 109, 537–545. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.05.009>

Como se puede observar en la imagen anterior, la producción de calor en un pozo fracturado aumenta en función de la longitud de la fractura hasta cierto punto, a partir del cual esta empieza a decrecer. Debido a esto, antes de realizar cualquier operación de fracturamiento en un pozo donde se busca mejorar la permeabilidad de la roca para aumentar los caudales de producción, se debe analizar el impacto en los procesos de transferencia de calor en el subsuelo (Cheng et al., 2016).

Tanto los yacimientos fracturados artificialmente, como el mismo hecho de aprovechar los pozos de hidrocarburos ya perforados se considera un tipo de los sistemas geotérmicos mejorado o EGS (MIT, 2006).

3.6.4. Saturación de agua

La saturación de un fluido, en este caso de agua, se define como el volumen del espacio poroso de una roca ocupado por un fluido, y generalmente se expresa como una fracción (Paris de Ferrer,

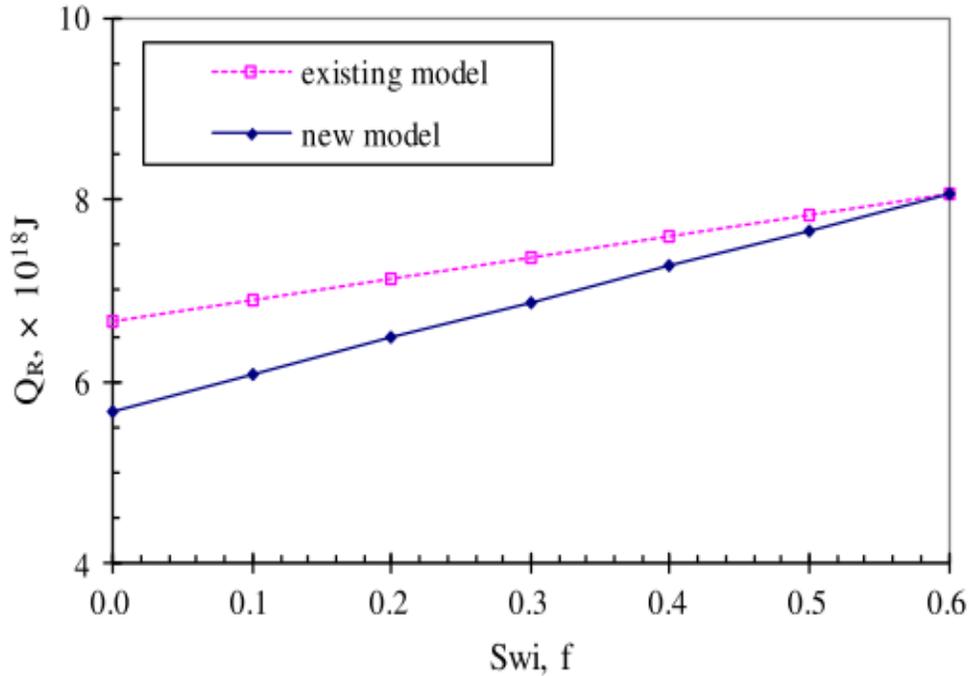
2009). Sirve para determinar la cantidad y la distribución de los fluidos en un reservorio, y se puede expresar a través de la siguiente ecuación:

$$\text{Saturación de fluido} = \frac{\text{Volumen total de fluido}}{\text{Volumen Poroso}}$$

Con el fin de determinar el potencial energético de un reservorio se utilizan métodos tales como el volumétrico, el cual solo puede ser aplicado en fases avanzadas del proceso de exploración, cuando ya existen pozos perforados y se ha adquirido suficiente información. Teniendo en cuenta estos requisitos, este método es totalmente aplicable para determinar el potencial energético en un campo petrolero activo, ya que se ha adquirido suficiente información y se han perforado suficientes pozos (Li & Sun, 2014). Dentro de la ecuación planteada para la determinación de potencial energético a través de este método se debe tener en cuenta el valor de saturación de cada fluido almacenado en los poros de las rocas del yacimiento, ya que el calor específico es una propiedad que varía en función de la sustancia. La cantidad de cada fluido tendrá un impacto significativo en el cálculo del calor almacenado, ya podría generar una sobrestimación o una subestimación. A partir de datos reales del campo petrolero Huabei en China, y utilizando un modelo nuevo que toma en cuenta los valores de saturación, la siguiente grafica muestra el impacto de la saturación sobre los valores calculador de energía (Li & Sun, 2014).

Figura 46

Efecto de la saturación de agua sobre el calor calculado en un reservorio



Nota: Tomado de: Li, K., & Sun, W. (2014). Modified Method for Estimating Geothermal Resources in Oil and Gas Reservoirs. *Mathematical Geosciences*, 47(1), 105–117. <https://doi.org/10.1007/s11004-013-9516-8>

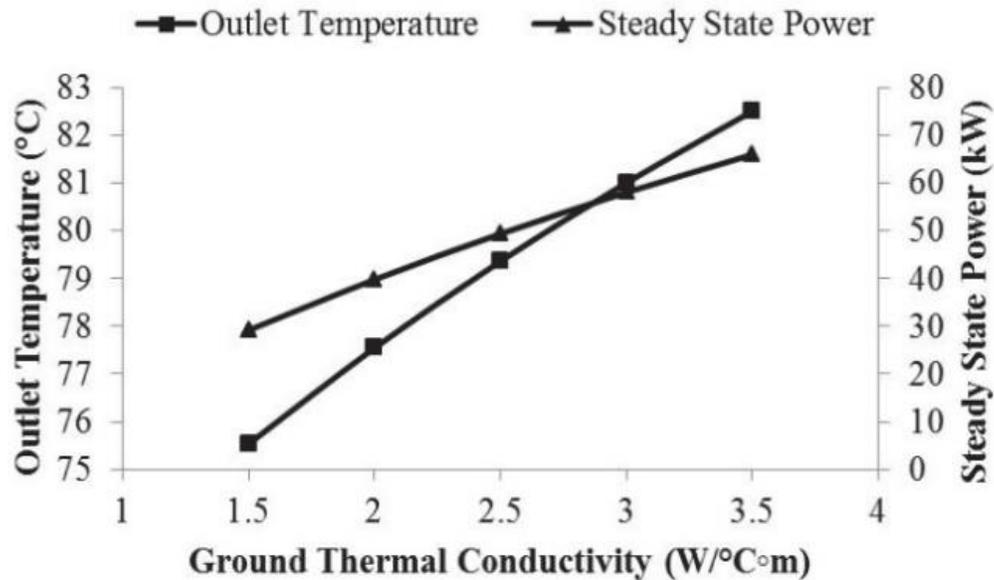
En el caso de la figura anterior, se calcula el calor almacenado ignorando los efectos de la saturación de hidrocarburos (existing model), y uno en el que se toman en cuenta (new model), donde se evidencia que el calor almacenado en un reservorio aumenta en función de la saturación de agua y decrece en función de la saturación de hidrocarburos. Adicionalmente se puede observar que el método planteado por (Li & Sun, 2014) determina valores mucho más bajos que el planteado por (Lingyu Zhang et al., 2009), lo cual se debe a que el calor específico del petróleo es mucho menor que el del agua, y al aumentar la saturación de hidrocarburo, el valor resultante del calor almacenado será menor. Con el fin de evitar subestimaciones o sobreestimaciones, es importante tener en cuenta el valor de saturación de cada fluido para el cálculo del calor almacenado, y no ignorar lo hidrocarburos a pesar de su bajo calor específico con respecto al agua (Lingyu Zhang et al., 2009).

3.6.5. Conductividad Térmica

Con base en un estudio realizado en Texas, dos de las propiedades térmicas que más influyen en el proceso de transferencia de calor son la capacidad calorífica y la conductividad térmica de las rocas (Limpasurat et al., 2011). En física, la conductividad térmica de un material se define como la capacidad de permitir el flujo de calor a través de sus moléculas, y es el inverso a la resistividad térmica (Raffino, 2020). En el caso de las rocas, hace alusión a la capacidad que tienen estas de permitir el flujo de calor cuando son sometidas a un diferencial de temperatura. Diferentes estudios indican que los valores de conductividad térmica de la roca tienen efecto directo sobre la temperatura de salida de los fluidos del pozo, donde a mayor conductividad térmica de la formación, mayor es la temperatura del fluido al salir del pozo, ya que el aumento de esta propiedad tiene un impacto positivo sobre los mecanismos de transferencia de calor del sistema (Ghoreishi-Madiseh et al., 2014) (Templeton et al., 2014). Adicionalmente, el tiempo que requiere un sistema para estabilizarse es menor al tener una conductividad térmica más alta en la formación, que también dependerá del gradiente geotérmico de la zona, como se presentó en el numeral 3.2 (Cheng et al., 2013). En la siguiente imagen se puede ver el comportamiento de la temperatura de salida del pozo en función de diferentes valores de conductividad térmica de las rocas (Ghoreishi-Madiseh et al., 2014).

Figura 47

Relación entre la temperatura de salida (pozo) y la conductividad térmica del subsuelo



Nota: Tomado de: Ghoreishi-Madiseh, S. A., Templeton, J., Hassani, F., Al-Khawaja, M. J., & Aflaki, E. (2014). Geothermal energy extraction from decommissioned petroleum wells. ISRM International Symposium - 8th Asian Rock Mechanics Symposium, ARMS 2014, October, 2644–2653.

En la siguiente tabla se puede observar los valores de conductividad térmica de algunos tipos de rocas reales y materiales en un pozo petrolero de Iran (Gharibi et al., 2018).

Tabla 8

Propiedades térmicas de las rocas

Litología	Conductividad Térmica (W/K/m)	Densidad (kg/m ³)	Calor Especifico (J/kg/k)
Arenisca	2,64	2300	873,62
Marga	2,11	2500	1036,64
Anhidrita	0,5	2960	856
Sal	4,76	1154	886,16
Caliza	2,56	2400	932,14

Acero Inoxidable	16,27	8090	502,48
Agua	0,6	998,2	4182

Nota: Tomado de: Gharibi, S., Mortezaadeh, E., Hashemi Aghcheh Bodi, S. J., & Vatani, A. (2018). Feasibility study of geothermal heat extraction from abandoned oil wells using a U-tube heat exchanger. *Energy*, 153, 554–567. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.04.003>

Con base en la información de la tabla anterior, a diferentes profundidades se pueden encontrar diferentes tipos de rocas, las cuales poseen diferentes propiedades térmicas. Las rocas más importantes serán aquellas que conforman el reservorio, ya que en este es donde se realizan los procesos de transferencia de calor y los que se tienen en cuenta para los cálculos y simulaciones. Adicionalmente, es importante resaltar que específicamente en proyectos donde hubo inyección de vapor como método de recobro de hidrocarburos, una baja conductividad de calor en la roca generaba a una mayor energía neta producida, debido a que, al requerir más tiempo para aumentar la temperatura del reservorio, el calor acumulado era mucho mayor también (Limpasurat et al., 2011).

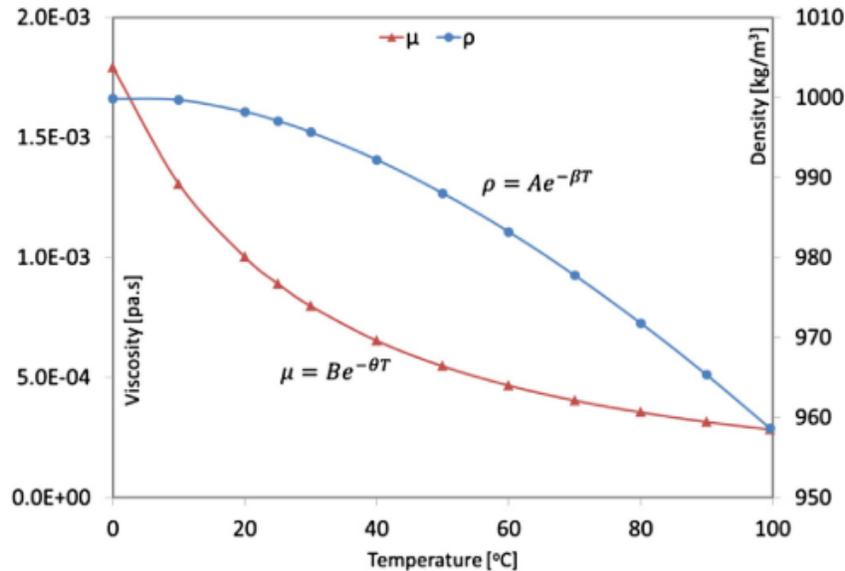
3.7. Propiedades Fluidos

El proceso de flujo de calor en un reservorio es gobernado por la interacción de los fluidos, la roca y las condiciones termodinámicas a las que estos se encuentran sometidos. Al realizar simulaciones en este tipo de proyectos, donde el calor es extraído por medio de flujo de fluidos desde el fondo de los pozos hasta la superficie, es importante determinar el efecto de las propiedades de estos fluidos en los mecanismos de transferencia de calor. Algunas propiedades de los fluidos, tales como la densidad y la viscosidad varían en función de las condiciones termodinámicas a las que estos se encuentran. A pesar de que algunos estudios demuestran que estos efectos son despreciables por debajo de temperaturas de 10°C, los reservorios se encuentran por lo general muy por encima de este valor. Adicionalmente, otros autores plantean que a temperaturas por encima de los 15°C los cambios en la densidad se vuelven más significativos a medida que la temperatura aumenta en el flujo de calor en reservorios geotérmicos profundos de baja entalpía. Adicionalmente, el efecto de la viscosidad se vuelve notable a temperaturas por encima de los

30°C (Saeid et al., 2014). En la siguiente imagen se puede observar la variación de la densidad y la viscosidad del agua en función de la temperatura, donde A, B, β y θ son constantes.

Figura 48

Efecto de la temperatura sobre la densidad y viscosidad del agua

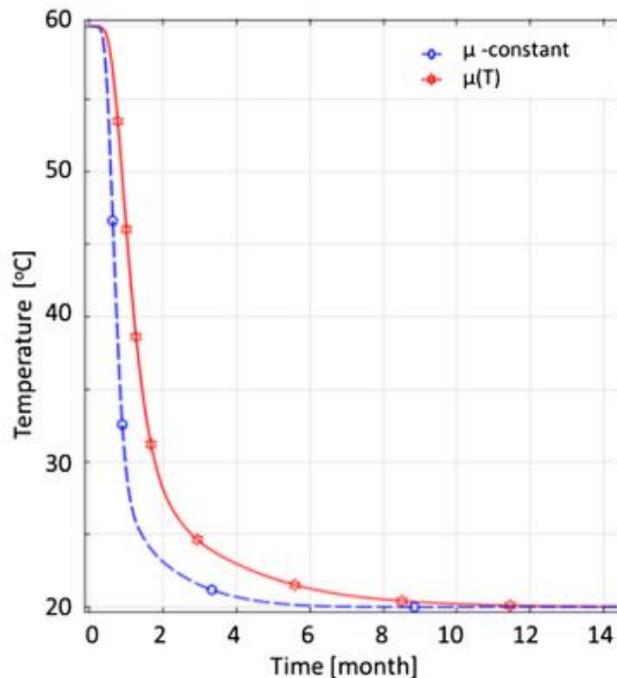


Nota: Tomado de: Saeid, S., Al-Khoury, R., Nick, H. M., & Barends, F. (2014). Experimental-numerical study of heat flow in deep low-enthalpy geothermal conditions. *Renewable Energy*, 62, 716–730. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.08.037>

En proyectos donde se realiza reinyección de fluidos, los efectos de la densidad y la viscosidad adquieren un efecto importante sobre la vida del sistema del reservorio, lo cual se define como el tiempo en que la temperatura de este no es afectada por la temperatura de los fluidos inyectados. Algunas simulaciones demuestran que en un escenario donde se inyecta un fluido de temperatura significativamente menor, eventualmente habrá una disminución en la temperatura del reservorio. A continuación, se puede observar los efectos de esto bajo dos modelos, uno en el que se considera constante la viscosidad (línea roja), y otro en el que esta varía en función de la temperatura.

Figura 49

Efecto de la viscosidad (constante y variando en función de la temperatura) sobre la temperatura del sistema



Nota: Tomado de: Saeid, S., Al-Khoury, R., Nick, H. M., & Barends, F. (2014). Experimental-numerical study of heat flow in deep low-enthalpy geothermal conditions. *Renewable Energy*, 62, 716–730. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.08.037>

Como se puede observar en la figura anterior, en el escenario donde la viscosidad varía en función de la temperatura (como se comporta realmente), el efecto de la disminución de la temperatura es mucho más rápido. Adicionalmente, el estudio a partir del que sale esta gráfica evaluó escenarios donde el fluido inyectado estaba a una mayor temperatura y otro en el que estaba a menor temperatura que los fluidos del reservorio, concluyó que ignorar el efecto de la variación de la viscosidad y la densidad en función de la temperatura, conlleva sobreestimaciones y subestimaciones de la vida del sistema geotérmico. (Saeid et al., 2014).

Adicionalmente, otros estudios muestran que las propiedades térmicas de los fluidos tienen gran relevancia en la temperatura obtenida en superficie. En primer lugar, bajo ciertas condiciones, un cambio de conductividad térmica de $0,3\text{W/m}\cdot^{\circ}\text{C}$ a $0,5\text{W/m}\cdot^{\circ}\text{C}$, implicó en un estudio un cambio

de temperatura en cabeza de 63,02°C a 87,38°C (Røksland et al., 2017). Tomando en cuenta que la diferencia en temperatura es superior a los 20°C, la conductividad térmica es un valor que se debe tener en cuenta a la hora de evaluar el proyecto. Partiendo de lo anterior, caracterizar correctamente los fluidos involucrados en la operación tendrá un gran impacto en los resultados de las simulaciones realizadas para predecir correctamente el comportamiento termodinámico del proyecto (H. Wang & Liu, 2016).

3.8. Métodos de recobro

La inyección de fluidos para aumentar la producción de hidrocarburos es uno de los métodos más utilizados alrededor del mundo para aumentar el factor de recobro (porcentaje del hidrocarburo del yacimiento que se puede extraer), ya que estos permiten mantener o aumentar la presión del yacimiento (energía) a medida que se extrae el hidrocarburo (Lara et al., 2018). La inyección de agua es ampliamente utilizada ya que es considerada uno de los métodos de recobro más eficientes para aumentar el factor de recobro en pozos donde la energía natural del yacimiento no permite extraer más hidrocarburos (Suarez et al., 2010), o para aumentar la velocidad de extracción de los mismos (Elkins & Skov, 1963).

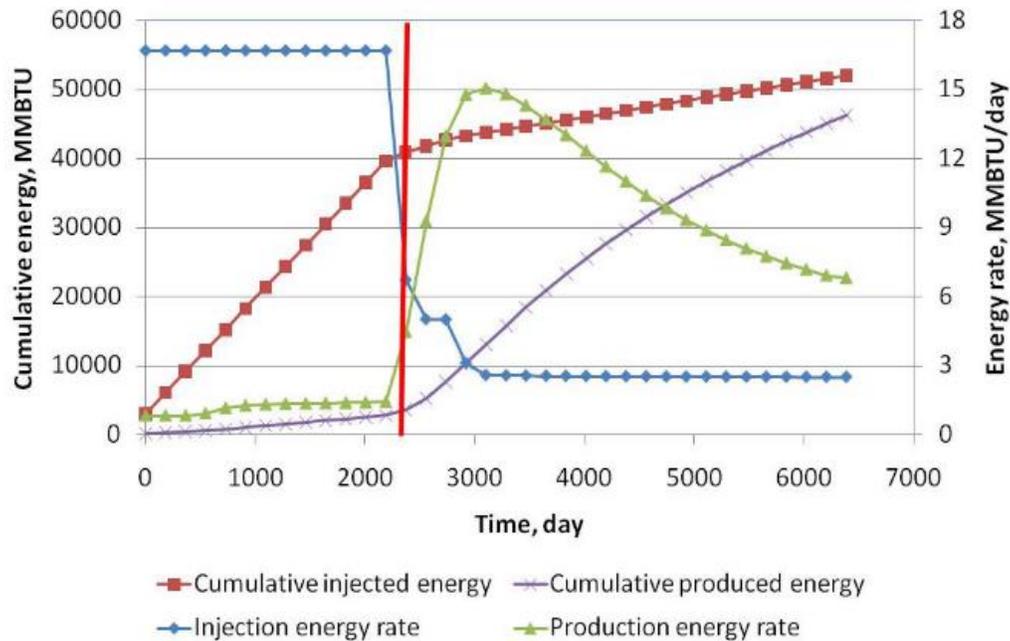
Un estudio realizado en el reservorio LB del campo petrolero Huabei, en China, muestra el impacto del caudal de inyección de agua y su temperatura sobre la temperatura del yacimiento. Con una temperatura de inyección de 35°C, y una temperatura original en fondo de 120°C, se observó que la temperatura decrece a una velocidad 0,6 °C/año, utilizando un caudal por encima de los 3000 bapd. De igual forma, se observó que, utilizando el doble de caudal, la velocidad con que la temperatura decrecía era menor a 1°C/año. Adicionalmente, con el fin de determinar el impacto de la temperatura de fluido inyectado, se realizaron simulaciones con fluidos de inyección a 20°C, 35°C y 50°C, donde determinaron que una mayor temperatura de inyección permite utilizar caudales de inyección más elevados sin comprometer la operatividad de la planta de energía eléctrica alimentada por energía geotérmica durante el tiempo establecido del proyecto (Gong et al., 2011). Es importante resaltar que incrementar la temperatura artificialmente del agua de inyección para evitar alteraciones de la temperatura del reservorio e incrementar los caudales,

podría disminuir significativamente la energía neta producida del proyecto (Limpasurat et al., 2011).

No obstante, debido a que el 70% del petróleo extraído a nivel mundial posee viscosidades altas, métodos de recuperación de hidrocarburos que involucran aumentar la temperatura de estos, con el fin de reducir su viscosidad y facilitar su extracción, han llamado la atención en los últimos años (Limpasurat et al., 2011). Estos métodos de extracción se conocen como recuperación térmica, y existen dos métodos para proporcionar calor a la formación; en primer lugar, mediante la inyección del calor por medios externos como fluidos a alta temperatura (agua caliente o vapor) o electricidad; y, en segundo lugar, métodos donde se genera combustión dentro del reservorio mediante la inyección de agentes oxidantes (Márquez L, 2016). Teniendo en cuenta de que estos métodos conllevan al aumento del calor almacenado en el reservorio y las temperaturas que se manejan, pozos donde se llevan a cabo estos procesos o se llevaron a cabo en algún momento, se vuelven llamativos para proyectos de coproducción de aprovechamiento de la energía geotérmica producida en los fluidos de estos proyectos. Un estudio realizado en Texas analiza la viabilidad del aprovechamiento del calor remanente en pozos donde se realizó inyección de vapor, que por el corte de agua o de vapor alcanzaron un punto de inviabilidad económica, pero que por que calor acumulado durante el proceso de inyección son candidatos a este tipo de proyectos. El calor acumulado es función del vapor inyectado, así como de todos los demás parámetros que deben evaluarse para un proyecto, como los previamente mencionados en este capítulo. La siguiente imagen muestra el comportamiento de la energía durante la fase de inyección de vapor y la de producción de energía geotérmica. La fase de inyección de vapor (izquierda) y de producción de energía geotérmica (derecha) se encuentra divididas por una línea roja vertical (Limpasurat et al., 2011).

Figura 50

Comportamiento energético de producción de recurso geotérmico en un pozo donde se inyectó vapor



Nota: Tomado de: Limpasurat, A., Falcone, G., Teodoriu, C., Barrufet, M. A., & Bello, O. O. (2011). Artificial geothermal energy potential of steam-flooded heavy oil reservoirs. *International Journal of Oil, Gas and Coal Technology*, 4(1), 31–46. <https://doi.org/10.1504/IJOGCT.2011.037743>

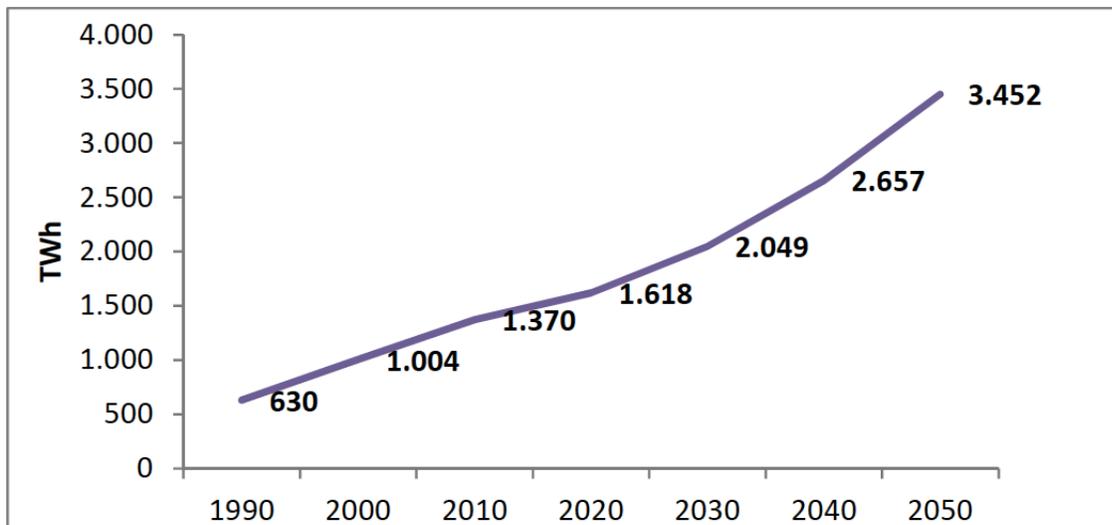
Como se puede observar, el total de energía inyectada a través de la inyección de vapor acumulada (curva roja), se encuentra muy cercana a la energía total producida en el último día de la proyección, donde el valor de energía neta producida sería de $3,02 \times 10^4$ MMBTU (31 TJ). Teniendo en cuenta todos los demás parámetros con el fin de maximizar la recuperación energética en este tipo de proyectos, el estudio afirma que la energía acumulada es proporcional a la temperatura, el caudal y la duración de la fase de inyección de vapor (Limpasurat et al., 2011). En conclusión, el impacto de inyectar fluido al reservorio será positivo o negativo para un proyecto sinérgico de coproducción, en función de si la temperatura del fluido inyectado está por encima o por debajo de la temperatura del reservorio. En caso de tener un impacto negativo, esto se puede mitigar mediante la determinación de un caudal adecuado para mantener la operatividad y rentabilidad durante la vida del proyecto.

4. GEOTERMIA EN COLOMBIA

El aumento de la demanda energética a nivel mundial, y la necesidad de suplir esta a partir de fuentes renovables y con menor impacto ambiental, es una problemática que afrontan todos los países del planeta. En la siguiente imagen, se puede observar el comportamiento de la demanda energética en Latinoamérica en un periodo de 60 años, la cual en los primeros 25 años crece un 217% desde 1990, y se proyecta un crecimiento del 547% para el 2050 (Giraldo et al., 2018).

Figura 51

Demanda energética de Latinoamérica entre 1990 y 2050



Nota: Tomado de: Vergara, W., Alatorre, C., & Alves, L. (2013). Rethinking Our Energy Future. June, 1–31.

Esto genera un contexto propicio para el desarrollo de productos, procesos y servicios que reduzcan la presión sobre el medio ambiente local y global (Ortiz Motta et al., 2012), y adicionalmente una oportunidad de negocio sostenible, teniendo en cuenta el grado de aceptación y el aumento de la capacidad instalada de energías renovables y menos contaminantes a nivel mundial (Giraldo et al., 2018).

A partir de la XXI Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, celebrada en 2015, se lograron los “Acuerdos de París”, en los cuales varios países, incluyendo

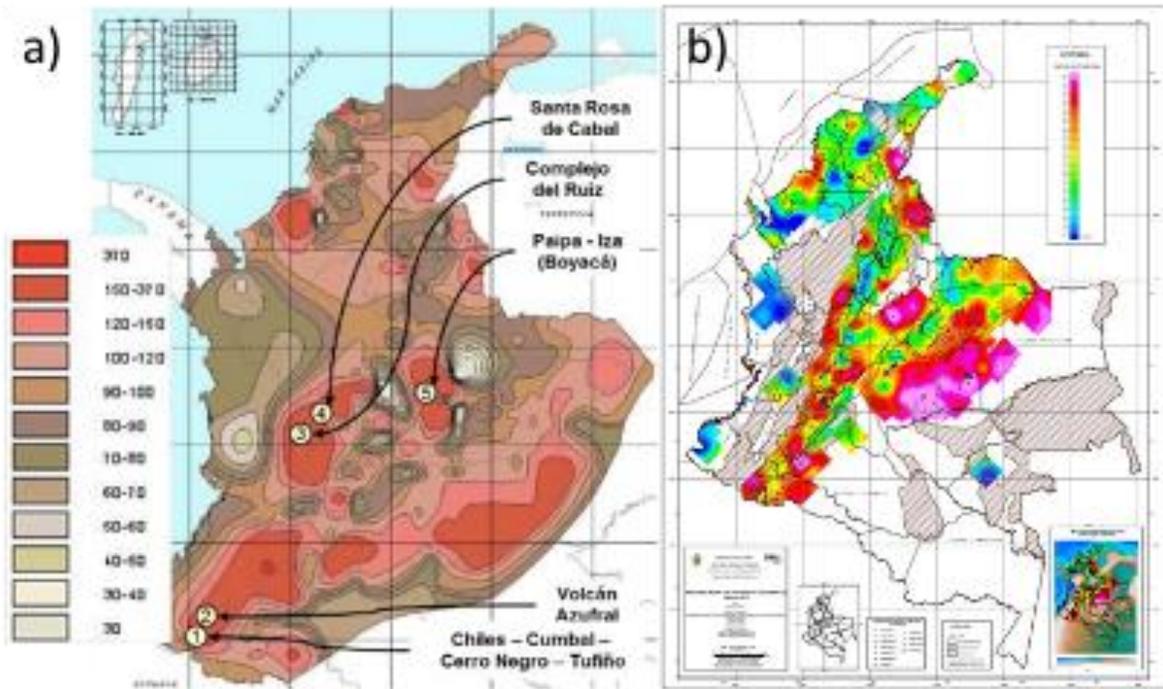
Colombia (UNFCCC, 2017), se comprometieron a acelerar e intensificar esfuerzos para combatir y mitigar los efectos del cambio climático (UNFCCC, 2020). Dentro de los compromisos y estrategias adoptadas en estos acuerdos, resaltan en materia energética el desarrollo de fuentes renovables, tanto convencionales como no convencionales y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero para lograr un equilibrio en la atmósfera (García, 2017). Estas estrategias están estrictamente relacionadas con la energía geotérmica, ya que como se mencionó previamente, es una fuente de energía renovable a escala humana, y los proyectos asociados a esta industria conllevan a la reducción de emisiones de gases nocivos para el medio ambiente al reemplazar fuentes energéticas que generan mayor cantidad de estas.

En Colombia, la intención de aprovechar la energía geotérmica se remonta a la década de los años 70, durante la cual se realizaron los primeros estudios con el fin de determinar el potencial energético del país y las posibles ubicaciones con mayor potencial para el aprovechamiento de este recurso (Hurtado et al., 2020). En el año 2003, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), presentó un documento recopilando los estudios realizados en el país hasta la fecha, en el cual se presentaban diferentes tipos de aplicaciones para la industria geotérmica, así como 4 zonas de interés para el país sobre este recurso. Las zonas presentadas en el artículo son el Azufral, Cerro Negro y Tufiño, Paipa y el Nevado del Ruiz (Ortiz Motta et al., 2012). No obstante, pese a todos los estudios realizados en las últimas décadas, actualmente no existe en Colombia un proyecto activo de generación de energía eléctrica a partir del recurso geotérmico, solo un proyecto de uso directo de calor a través de bombas de calor en Tocancipá, Cundinamarca (Hurtado et al., 2020) (Marzolf, 2014)(Hurtado et al., 2020). Algunas de las razones por las cuales el desarrollo de esta tecnología se ha retrasado en el país, es debido los elevados costos y riesgos asociados a las fases preliminares de un proyecto geotérmico, que incluyen la exploración y modelamiento de reservorios (Hurtado et al., 2020). Adicionalmente, la limitada infraestructura en las zonas con mayor potencial y la falta de promoción por las entidades responsables influyen en gran parte en el estado actual de esta fuente energética en el país (Marzolf, 2014). Sin embargo, todos los estudios adelantados por diferentes entidades son un gran avance para la industria geotérmica en el país, entre los cuales resalta el siguiente mapa geotérmico presentado por la UPME en 2003 (imagen a), con la distribución nacional de temperaturas a 3 kilómetros de profundidad, y la

ubicación de las zonas con mayor potencial, y los pozos perforados para esa fecha (Ortiz Motta et al., 2012) (Porras, 2010).

Figura 52

(a) Mapa geotérmico de Colombia (Temperaturas a 3km de profundidad) (b) Mapa de gradientes geotérmicos de Colombia.



Nota: Tomado de: Alfaro, C., Alvarado, I., Quintero, W., Vargas, C., Briceño, L. A. (2009). Mapa Preliminar De Gradientes Geotérmicos De Colombia Ministerio De Minas Y Energía Instituto Colombiano De Geología Y Minería Ingeominas Instituto Colombiano De Geología Y Minería Ingeominas Agencia Nacional De Hidrocarburos Proyecto Mapa Geotérmico De C y ISAGEN. (2014). Geotermia en Colombia. Servicio Geológico Colombiano, 15. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Events/2014/Jun/2/16_-Castro.pdf?la=en&hash=EE9D3F614692D2203DE762437A40EF27A7A116D9

Como se puede observar en la imagen anterior, los proyectos y estudios mencionados previamente se encuentran en las zonas de mayor temperatura del país. Adicionalmente, en 2018, Ingeominas (hoy Servicio Geológico Colombiano) y la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH),

presentaron un mapa (imagen b), el cual presenta de manera preliminar los gradientes geotérmicos en las cuencas sedimentarias del país a partir de la información de temperatura de fondo de cerca de 4600 pozos, en su mayoría del sector petrolero. Esto último se realizó con el fin de promover la investigación del comportamiento del flujo de calor en el subsuelo colombiano, (Alfaro et al., 2009).

Por su parte, desde 2008 la empresa ISAGEN ha realizado una serie de acciones con el fin de promover el desarrollo de la energía geotérmica en Colombia. Entre estos resalta un estudio de potencial geotérmico entre 2008 y 2009, con el fin de determinar que zonas con alto potencial requieren priorización en el país. Adicionalmente, realizaron estudios de la mano con la Universidad Nacional de Colombia, el Servicio Geológico Colombiano y Colciencias en el área del Macizo Volcánico del Ruiz, una de las zonas con mucho potencial geotérmico mencionada previamente (Marzolf, 2014).

4.1. Zonas de interés en Colombia

Como se menciona previamente las zonas de Paipa, Tufiño-Chiles-Cerro Negro, y los volcanes Nevado del Ruiz y Azufral son cuatro zonas con potencial geotérmico en Colombia (Ortiz Motta et al., 2012), de las cuales se hablará a continuación y su ubicación puede observarse en la siguiente imagen.

Figura 53

Ubicación zonas de interés geotérmico en Colombia



Nota: Tomado de: Bona, P., & Coviello, M. (2016). Valoración y gobernanza de los proyectos geotérmicos en América del Sur. Comisión Económica Para América Latina y El Caribe (CEPAL), 1–3. <https://repositorio.cepal.org/handle/11362/40079>

4.1.1. Paipa

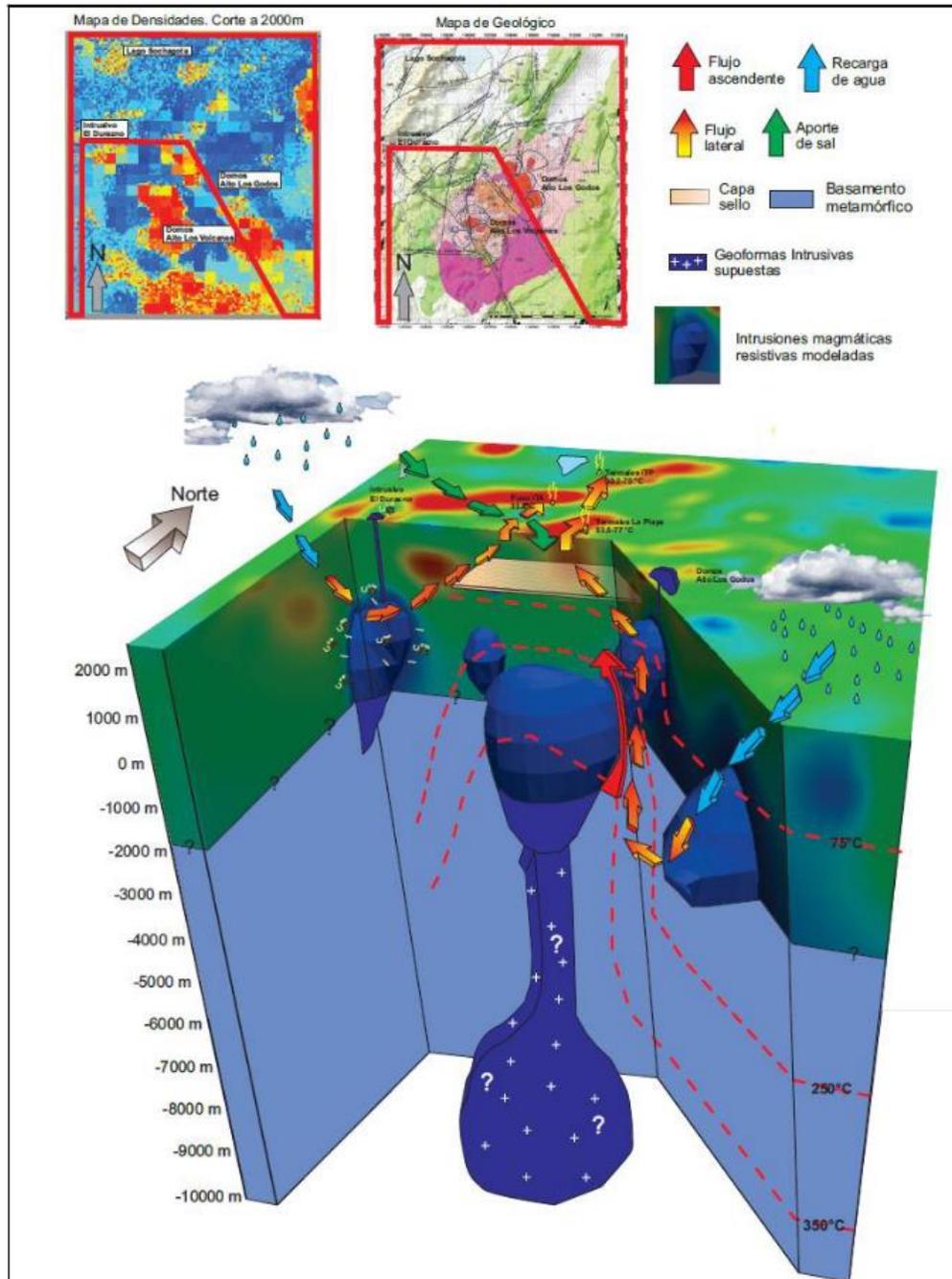
El sistema hidrotermal geotérmico de Paipa, ubicado al sur del municipio de mismo nombre, pertenece al departamento de Boyacá, Colombia (Rueda-Gutiérrez, 2020). Inicialmente fue denominado Paipa-Iza, hasta que en 2010 se determinó que son sistemas separados, siendo Paipa el que posee mayor potencial (Hurtado et al., 2020)(Arias & Acevedo, 2017) (Coviello et al., 2000). Con una extensión de 130 km², está limitado al norte por el río Chicamocha (Alfaro et al.,

2017) y existen desde 1829 descripciones de las aguas termales de la zona (Matiz León et al., 2017).

Esta zona fue clasificada en 1982 como un área de prioridad media alta de interés en materia geotérmica, y el siguiente año un estudio de prefactibilidad realizado por el Japan Consulting Institute sugirió la existencia de un reservorio geotérmico (Alfaro et al., 2017)(González-Idárraga, 2020). No obstante, la investigación en la zona fue retomada hasta el año 2002, cuando el Servicio Nacional de Colombia incluyó este sistema geotérmico en los programas de investigación. Varios estudios de investigación fueron realizados por Ingeominas en la década de los 2000, entre los cuales destacan estudios de cartografía geológica y de vulcanitas, caracterización de los fluidos y estudios geoelectricos (Alfaro et al., 2017) (Marzolf, 2014)(Arias & Acevedo, 2017).

Este sistema geotérmico ubicado en la Cordillera Oriental, se caracteriza por tener un ambiente de depósito sedimentario, con presencia de rocas ígneas, así como de un relieve volcánico de aproximadamente 2,5 millones de años (Porras, 2010) (González-Idárraga, 2020). Estudios geotérmicos sugieren que la fuente de calor del sistema se debe al calor remanente de intrusiones magmáticas o calor radiogénico, donde es posible que existan dos acuíferos térmicos, los cuales estarían conformados por rocas sedimentarias y ubicados a 1500 y 3000 metros de profundidad (Arias & Acevedo, 2017)(Porras, 2010)(Coviello et al., 2000)(Alfaro et al., 2017). Los fluidos de los manantiales termales de la zona registran temperaturas de entre 70 y 76°C, y estudios realizados a partir de geotermómetros de sílice han estimado temperatura de reservorio de entre 120 y 230°C (González-Idárraga, 2020)(Alfaro et al., 2017). No obstante, la temperatura real del fluido del reservorio aún es incierta, ya que el fluido en superficie es una mezcla del fluido del reservorio y una fuente de agua salada de baja temperatura (Alfaro et al., 2017). En la siguiente imagen se puede observar el modelo del sistema geotérmico determinado por el Servicio Geológico Colombiano.

Figura 54
Modelo conceptual del área geotérmica de Paipa.



Nota: Tomado de: Alfaro, C., Matiz León, J. C., Rueda, J. B., Rodríguez Rodríguez, G. F., Gonzalez, C. E., Beltrán Luque, M. A., Rodríguez Ospina, G. Z., & Malo Lázaro, J. E. (2017). Actualización del modelo conceptual del área geotérmica de Paipa.

Basándose en el modelo presentado en la figura anterior, y como paso a seguir en la determinación del potencial geotérmico de la zona, el Servicio Geológico Colombiano presentó un plan de perforación, con el fin de confirmar la anomalía en el gradiente geotérmico, reducir la incertidumbre y ajustar el modelo geológico de la zona. En el plan seleccionaron 7 zonas como blancos para realizar 3 perforaciones (plan principal y alterno), en las cuales se pretende realizar recuperación de núcleos y operaciones de registro de pozo (Hurtado et al., 2020).

4.1.2. *Tufiño-Chiles-Cerro Negro*

Este proyecto está ubicado en la cordillera Occidental, específicamente en la frontera entre Colombia y Ecuador, en el departamento de Nariño y la provincia de Carchi respectivamente (Arias & Acevedo, 2017). El interés sobre esta zona se debe a estudios de reconocimiento geotérmico realizados en 1978 por el instituto ecuatoriano de electrificación (Hurtado et al., 2020), donde posteriormente en 1987 se definieron dos posibles ubicaciones de reservorios geotérmicos. En primer lugar, a 2000m de profundidad y con una temperatura de 200°C, y el otro reservorio, de 500 a 1000m de profundidad y una temperatura de 150°C (Coviello et al., 2000). El nombre se debe al volcán Chiles y el volcán Cerro Negro, y la parroquia de Tufiño, los cuales están ubicados en los alrededores de la zona de interés (Coviello et al., 2000)(Arias & Acevedo, 2017).

Como parte de los acuerdos binacionales realizados entre Colombia y Ecuador, se realizaron algunos estudios en el año 2010 que hicieron parte de la etapa de prefactibilidad del proyecto Tufiño-Chiles-Cerro Negro (TCCN), en la que se busco cuantificar los recursos de la zona y la ubicación de los pozos exploratorios (Hurtado et al., 2020). Los estudios realizados restringieron la zona de interés a 14 km² y determinaron que los límites de interés económico están entre 10 y 30 MW (Coviello et al., 2000). Esta zona se caracteriza por una evolución volcanológica compleja, con persistencia de actividad volcánica en el tiempo y presencia de manifestaciones termales y cráteres de explosiones. La presencia de aguas cloradas alcalinas sugiere la presencia del yacimiento de fluidos calientes. Con el fin de evaluar el gradiente geotérmico de la zona han propuesto la perforación de pozos exploratorios (Porrás, 2010).

Actualmente el proyecto tiene oposición social de las comunidades locales en el territorio colombiano, debido a la poca divulgación sobre los beneficios y riesgos del proyecto (Hurtado et al., 2020).

4.1.3. *Nevado del Ruiz*

Ubicado a 140 km de la capital de Colombia, el Volcán Nevado del Ruiz tiene una altura de 5321 metros sobre el nivel del mar y una historia eruptiva de 1,8 millones de años (SGC, 2020b). Este volcán es el más septentrional de la cordillera Central y junto a los volcanes Santa Isabel y del Tolima hacen parte del área protegida conocida como el Parque Nacional Natural Los Nevados (IDEAM, 2020). La zona del Volcán Nevado del Ruiz es la más estudiada y conocida en materia geotérmica en Colombia, y está dividida en tres sectores, los cuales son el Nororiental, Suroccidental y Occidental (Hurtado et al., 2020).

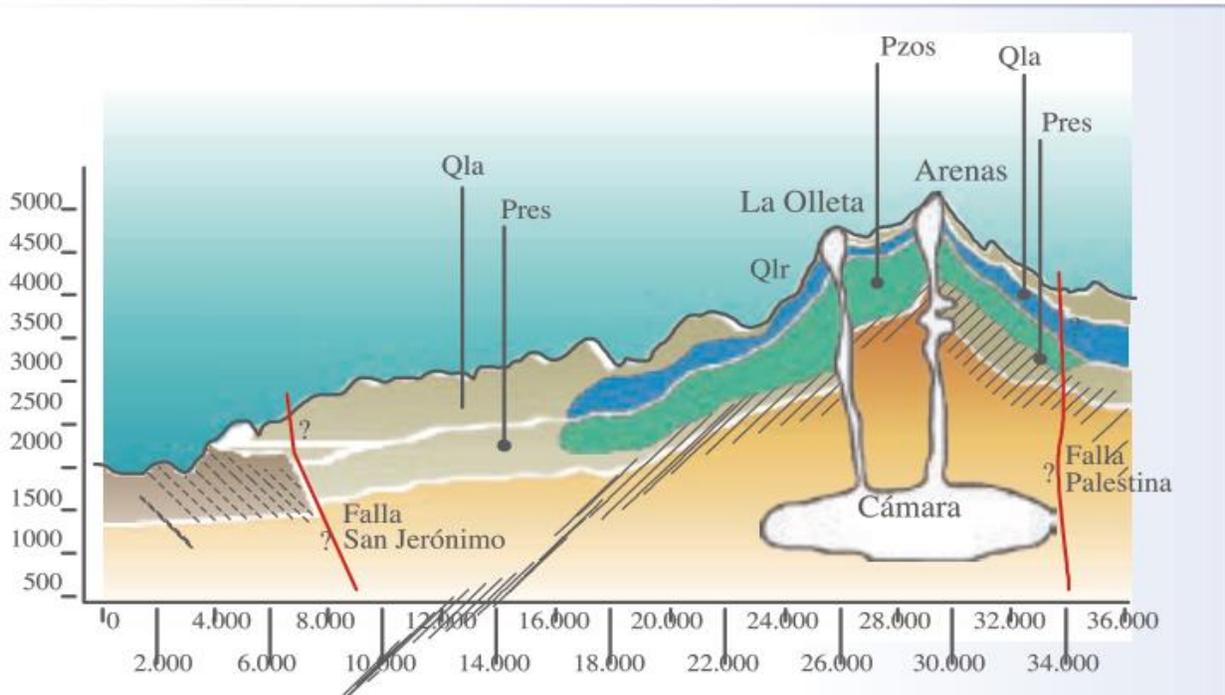
En 1968 la empresa colombiana CHEC contrato al ente Nacional de Electricidad de Italia (ENEL) para realizar un estudio del potencial geotérmico, donde se evaluó un área total de 1500 km² y se determinaron zonas de interés para la explotación de este recurso (Bona & Coviello, 2016). El estudio de perfectibilidad de la zona por parte de la empresa colombiana concluyó 15 años después, donde las zonas de las Nereidas, Laguna del Otún y Volcán Machín fueron seleccionadas como prioritarias para continuar con el proceso de exploración (Hurtado et al., 2020). En 1997 se realizó la primera perforación exploratoria en la zona, con el pozo Nereidas 1 que alcanzó una profundidad de 1469 metros de profundidad y una temperatura en fondo de 200°C, esto realizado por la empresa Geoenergía Andina S.A., (Arias & Acevedo, 2017) (Bona & Coviello, 2016).

A través de INGEOMINAS, el gobierno nacional realiza por primera vez estudios geotérmicos, los cuales consistieron en un estudio geológico del pozo Nereidas 1 (Hurtado et al., 2020). Entre los años 2010 y 2012, la empresa ISAGEN, junto a la Universidad Nacional de Colombia, Ingeominas y Colciencias, realizaron estudios fotográficos, geológicos, geoquímicos, geofísicos e hidrogeológicos con el fin de realizar un modelo hidrotermal del Macizo Volcánico del Ruiz (Marzolf, 2014). Adicionalmente, ISAGEN promovió la perforación de tres pozos de gradiente geotérmico en la zona de este proyecto, los cuales alcanzaron profundidades de 300 m y definió

un modelo hidrotermal preliminar presentado en la siguiente figura (Marzolf, 2014)(Urueña-Suárez et al., 2012) (Hurtado et al., 2020).

Figura 55

Modelo geotérmico preliminar de un área del Macizo Volcánico del Ruiz



Nota: Tomado de: Marzolf, N. (2014). Emprendimiento de la energía geotérmica en Colombia. Isagen S.a. Esp., 25–42. [https://publications.iadb.org/bitstream/handle/11319/6558/Energia Geotérmica Colombia 7-1-14finalweb.pdf?sequence=1](https://publications.iadb.org/bitstream/handle/11319/6558/Energia_Geotérmica_Colombia_7-1-14finalweb.pdf?sequence=1)

El trabajo realizado por la empresa ISAGEN culminó con un estudio de prefactibilidad realizado con colaboración del Banco Interamericano de Desarrollo y la empresa japonesa Nippon Koei. El proyecto continuó con la fase ambiental y la preparación para la perforación de cinco nuevos pozos. Adicionalmente, la empresa Toshiba e Isagen firmaron un acuerdo en 2015 para desarrollar una planta de 50MW de producción de electricidad a partir del recurso geotérmico (Arias & Acevedo, 2017)(Hurtado et al., 2020).

4.1.4. *Volcán Azufral*

Previamente conocido como Chaitan, el Volcán Azufral está ubicado en la zona suroriental del departamento de Nariño, en Colombia. Tiene una elevación de 4070 metros sobre el nivel del mar sin registros de glaciares, caracterizado por tener depósitos provenientes de flujos de lava y flujos piroclásticos, así como depósitos de caída de cenizas y pumitas (SGC, 2020a). En 1982, esta zona del país ubicada en la cordillera occidental fue clasificada de alta prioridad para reconocer su potencial geotérmico (Hurtado et al., 2020).

En el área de este volcán se realizaron estudios entre los años 1998 y 1999, y entre 2008 y 2009 por INGEOMINAS, con el fin de determinar la presencia de sistemas geotérmicos en la zona, y en 2006 por la Universidad Nacional de Colombia (Arias & Acevedo, 2017). Este volcán se caracteriza por tener actividad fumarólica y presencia de manifestaciones termales (Porras, 2010) (Coviello et al., 2000). Adicionalmente, la presencia de cráteres de explosiones freáticas en el interior de la caldera y de fragmentos rocosos hidrotermalizados, así como la existencia de sustrato conformado por vulcanitas terciarias en la zona, sugieren la existencia de un reservorio geotérmico de alta temperatura en la zona (Coviello et al., 2000).

En julio de 1999 se expidió la Ley 508 (Plan Nacional de Desarrollo de 1999-2002), donde se relacionaron algunos proyectos de inversión correspondientes a energía geotérmica, entre ellos los realizados en el Volcán Azufral (Arias & Acevedo, 2017). No obstante, debido a la presencia de cinco reservas indígenas en inmediaciones de este volcán, la presencia de una zona de conservación forestal y reserva natural, existe una oposición a cualquier tipo de avance sobre cualquier proyecto en la zona (Hurtado et al., 2020). En la siguiente tabla se puede observar algunos de las características más importantes de cada zona:

Tabla 9*Áreas geotérmicas con perspectivas de desarrollo eléctrico de Colombia.*

Provincia Geológica	Región Administrativa	Area Geotérmica	Nivel de Estudio	Temperatura Estimada/Medida (°C)	Potencial Reportado (Mwe)
Cordillera occidental	Nariño/Carchi	Tufiño	Exploración Superficie	230	138
	Nariño	Volcán Azufral	Exploración Superficie / Perforación	220-240	n.d
Cordillera central	Caldas	Nevado del Ruiz	Exploración Superficie	250-260	100
Cordillera oriental	Boyacá	Paipa	Exploración Superficie	175-230	n.d

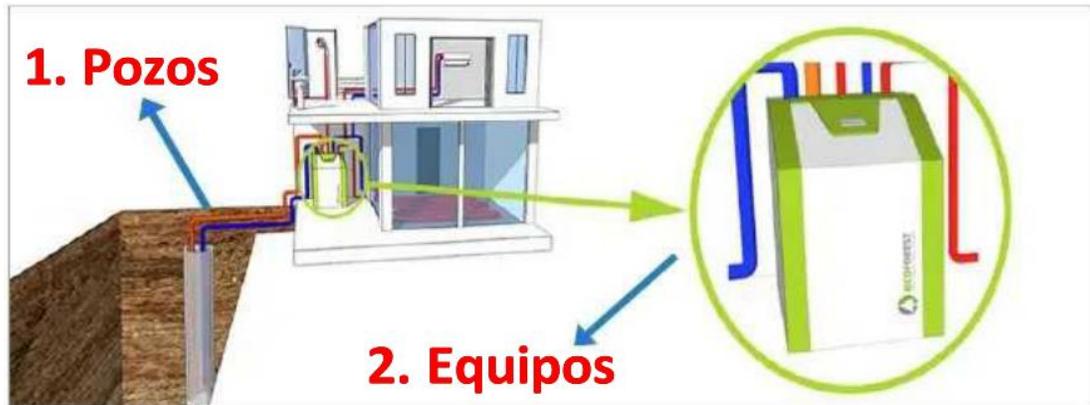
Nota Tomado de: Bona, P., & Coviello, M. (2016). Valoración y gobernanza de los proyectos geotérmicos en América del Sur. Comisión Económica Para América Latina y El Caribe (CEPAL), 1–3. <https://repositorio.cepal.org/handle/11362/40079>

4.2. Parque Industrial la Gran Sabana, Tocancipá

En el parque industrial Gran Sabana, ubicado en el municipio de Tocancipá, se encuentra actualmente un proyecto de aprovechamiento de energía geotérmica a través de bombas de calor. Este proyecto consiste en un sistema de refrigeración, el cual utiliza una bomba de calor de 12 kW para un cuarto frío de 90m³ que mantiene una temperatura de -10°C (Ortiz Fernández, 2017)(Hurtado et al., 2020). En la siguiente imagen se puede observar un diagrama del sistema.

Figura 56

Diagrama sistema de aprovechamiento geotérmico en parque industrial Gran Sabana



Tomado de: Ortiz Fernández, A. (2017). Caso Exitoso en Colombia del aprovechamiento de la geotermia de baja entalpía para climatización.

El sistema utilizado consiste en una bomba de calor que permite realizar un intercambio de calor entre la superficie y el subsuelo, lo cual se realiza a través de dos pozos de 70 m de profundidad y uno de 80m. En el interior de estos pozos instalaron sondas de captación de circuito cerrado que se llenan de agua y termocuplas (Hurtado et al., 2020). Debido a que este proyecto utiliza energías renovables, la Ley 1715 de 2014 otorga ciertos incentivos, tales como:

- Exención del IVA (Impuestos sobre el valor añadido) sobre los equipos, elementos, maquinarias y servicios
- Maquinaria e insumos libres de aranceles
- Depreciación acelerada
- Deducción en declaración de renta

En la siguiente sección se hablará con mayor detalle sobre la normativa aplicable actual a proyectos de aprovechamiento de la energía geotérmica en Colombia

4.3. Marco Legal

Sustentado en el el Código Nacional de Recursos Naturales Renovables y de Protección al medio ambiente (Ley 2811 de 1974), en Colombia el recurso geotérmico es propiedad del estado y la competencia de administrarlo recae sobre este mismo (Marzolf, 2014). Adicionalmente, es importante resaltar que actualmente en el año 2020 no existe una legislación específica para la industria geotérmica, de hecho, no hay una ley para los procesos de otorgamiento y administración de concesiones para la exploración de este recurso en el país (Bona & Coviello, 2016) (Hurtado et al., 2020).

No obstante, contratadas por el Banco Interamericano de Desarrollo, las empresas Environmental Resources Management y Carcelén, Desmadryl, Guzmán & Tapia han brindado asesoría socio-ambiental y regulatoria con el fin de establecer un marco regulatorio para la industria geotérmica en Colombia (Carcelen Pacheco & Environmental Resources Management, 2020). Algunos de los objetivos de esta asesoría mencionada previamente son la recopilación de la legislación y normativa existente en el país y presentar tanto brechas como recomendaciones para el establecimiento de un marco regulatorio en Colombia. Como resultado de estos esfuerzos se presentó un informe en el cual se mencionan el contexto y regulación actual para proyectos geotérmicos en el país, la comparación de marcos regulatorios de otros países, brechas y recomendaciones (Carcelén Pacheco & Environmental Resources Management, 2020).

Es importante resaltar que en Colombia si existe un marco legal para las energías renovables no convencionales que incluye la energía geotérmica y su explotación, lo cual está enmarcado en instrumentos jurídicos ya establecidos (Bona & Coviello, 2016). A continuación, se mencionan algunas de las leyes y decretos pertinentes para el desarrollo de proyectos geotérmicos en Colombia(Arias & Acevedo, 2017)(Ortiz Motta et al., 2012)(Marzolf, 2014) (Hurtado et al., 2020):

- **Decreto 2811 de 1974:** Es el Código Nacional de Recursos Naturales Renovables y de Protección al Medio Ambiente de Colombia. En este decreto el estado reserva el dominio de los recursos geotérmicos y los define (Hurtado et al., 2020)(Marzolf, 2014).

- **Ley 99 de 1993:** En esta se crea el Ministerio del Medio ambiente y se organiza el Sistema Nacional Ambiental (SINA). También reordena el sector público encargado de la conservación del medio ambiente, así como de los recursos naturales renovables. Define y da pautas del licenciamiento ambiental en el país (Marzolf, 2014).
- **La Ley 143 de 1994:** Conocida como la “ley eléctrica”, en esta se le asigna a la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) la función de elaborar el plan energético nacional. Adicionalmente se designaron las actividades correspondientes a la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica. (Ortiz Motta et al., 2012).
- **Ley 508 (julio de 1999):** En la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 1999 – 2002, donde se menciona los proyectos geotérmicos Azufral y Las Nereidas (Arias & Acevedo, 2017).
- **La Ley 697 de 2001:** Ley donde se fomenta el uso eficiente y racional de la energía, y se promueve la utilización de energías alternativas y a su vez pone como responsabilidad del Ministerio de Minas y Energía promover y adoptar programas relacionados con estos tipos de energía (Ortiz Motta et al., 2012)(Marzolf, 2014)(Hurtado et al., 2020)(Arias & Acevedo, 2017).
- **Ley 788 de 2002:** Ley donde se incentiva la compra e implementación de equipos y tecnologías que permitan mitigar el cambio climático, donde se contempla la exención de 15 años de renta a la venta de energía proveniente de fuentes renovables. Adicionalmente se exenta de pago de IVA a maquinaria y equipos destinados a proyectos de estas características. (Ortiz Motta et al., 2012) (Arias & Acevedo, 2017).
- **Ley 1111 de 2006:** Presenta beneficios tributarios aplicables para los proyectos de generación donde se desarrollen energías renovables, disminuyan gases de efecto invernadero, exista desarrollo científico y tecnológico o haya control y mejoramiento del medio ambiente (Marzolf, 2014).

- **Ley 1450 de 2011:** En esta ley se expide el Plan de desarrollo nacional para el periodo comprendido entre el 2010 y 2014, en el cual se ordena el diseño e implementación de una política nacional que fomente el desarrollo, investigación e innovación en fuentes de energía alternativas, entre ellas la geotérmica (Marzolf, 2014).
- **Ley 1715 de 2014:** También llamada nueva ley de energías renovables, esta norma regula la integración de las energías renovables no convencionales en el sistema energético nacional. En esta se promueve mediante incentivos fiscales el desarrollo, investigación y uso de este tipo energías no convencionales, y en mayor medida, aquellas que tengan impactos ambientales menores. Adicionalmente, asigna a la Comisión de Regulación de Energía y Gas la responsabilidad de hacer estudios para definir una reglamentación técnica de la industria geotérmica. Asimismo, responsabiliza al Ministerio de Minas y Energía de definir las condiciones de participación del recurso geotérmico en el mercado energético nacional y determinar los requerimientos ambientales de proyecto basados en la energía geotérmica (Hurtado et al., 2020) (Marzolf, 2014) (Bona & Coviello, 2016).
- **Decreto 3683 de 2003:** En esta se crea la Comisión Intersectorial de Uso Racional de Energía (CIURE), con el objetivo de articular las entidades estatales involucradas en la ejecución de políticas del sector energético, e impulsar programas y proyectos para el uso racional de la energía (Ortiz Motta et al., 2012)(Marzolf, 2014) (Arias & Acevedo, 2017).
- **Decreto 2820 de 2010:** Realiza la reglamentación del Título VIII de la ley 99 de 1993 que indica que la Autoridad Ambiental tiene el rol de otorgar los permisos de estudio y licencias ambientales para la explotación y uso del recurso geotérmico y el agua (Marzolf, 2014).
- **Resolución 520 de 2007:** Establece que los proyectos de generación y cogeneración de energía eléctrica a operar en el Sistema Interconectado Nacional deben ser registrados (Arias & Acevedo, 2017).

- **Resolución 045 de 2016:** En la cual se establecen procedimientos y requisitos para certificar y avalar aquellos proyectos que utilicen energías no convencionales, con el fin de obtener beneficios tributarios (Arias & Acevedo, 2017).
- **Resolución 1283 de 2016:** Fija procedimientos y requisitos para la expedición de la certificación de beneficio ambiental para proyectos que gestionan eficientemente la energía y usan fuentes de energía no convencionales, con el fin de obtener beneficios tributarios (Arias & Acevedo, 2017).
- **Proyecto Decreto Energía Geotérmica:** Como parte de los esfuerzos del gobierno colombiano para propiciar el desarrollo de la industria geotérmica en el país, a finales del año 2020 se publicó en la página del Ministerio de Minas y Energía el proyecto de decreto en el cual establecerán las disposiciones del gobierno para llevar a cabo actividades que tengan como fin producir energía eléctrica a partir del recurso geotérmico (Ministerio de Minas y Energía, 2020a). El documento mencionado previamente, teniendo en cuenta varias de las normas mencionadas previamente, pretende establecer los lineamientos y requisitos para fomentar la explotación del recurso geotérmico, partiendo desde los estudios del subsuelo, hasta la generación de energía eléctrica utilizando la geotermia. Adicionalmente, el decreto presenta definiciones pertinentes de la industria geotérmica, disposiciones y lineamientos pertinentes para la etapa de exploración y explotación (Ministerio de Minas y Energía, 2020b).

CONCLUSIONES

Debido a sus características propias y la tecnología desarrollada hasta la fecha, es posible producir y utilizar la energía geotérmica de diferentes formas (directas o indirectas), donde la producción de energía eléctrica es la más llamativa a nivel mundial, debido a la demanda cada vez más grande de este recurso. No obstante, con el fin de mejorar la eficiencia de las operaciones y hacer más llamativos los proyectos de aprovechamiento de esta fuente de energía renovable, la tecnología utilizada debe ser estudiada y desarrollada a mayor profundidad.

Teniendo en cuenta la gran cantidad de información geológica adquirida y la tecnología desarrollada por parte de la industria petrolera nivel mundial, su uso para impulsar la puesta en marcha de proyectos de producción de energía geotérmica sinérgicos con la industria de los hidrocarburos, reduciría sustancialmente la incertidumbre y riesgos asociados a la fase exploratoria que posee un proyecto de aprovechamiento del recurso geotérmico.

Adicionalmente a la incertidumbre asociada a la fase exploratoria de los proyectos geotérmicos, los altos costos de perforación han evitado la explotación de este recurso a gran escala. Sin embargo, la utilización de pozos petroleros para la producción de energía geotérmica, tanto de manera simultánea con la producción de hidrocarburos, o el aprovechamiento de los pozos petroleros abandonados por parte de la industria geotérmica, son estrategias que reducen la inversión requerida para la puesta en marcha de proyectos geotermiales.

Con base en la información adquirida en estudios de caso de proyectos de aprovechamiento de la infraestructura petrolera para la producción de energía geotérmica en China y Estados Unidos, y el éxito de estos, es viable producir energía geotérmica a partir de pozos que fueron perforados con el fin de producir hidrocarburos inicialmente.

Con el fin de determinar la viabilidad del aprovechamiento de pozos petroleros para la producción de energía geotérmica, la combinación de grandes volúmenes de agua y altas temperaturas forman el escenario más atractivo para la implementación de esta estrategia. Debido a lo anterior, la

información sobre producción de fluidos, y el comportamiento térmico en el reservorio y hasta la superficie del pozo, son fundamentales para determinar con certeza el potencial geotérmico.

A pesar de que en Colombia se iniciaron estudios hace más de cinco décadas para la evaluación del potencial de la energía geotérmica, el avance en el desarrollo de este recurso ha sido lento, hasta el punto en que no existe actualmente ningún proyecto de producción eléctrica a partir de fuentes geotermales en el país. La creación de un marco regulatorio que facilite la ejecución de proyectos geotérmicos y el desarrollo de un contexto llamativo para la inversión local y extranjera, es fundamental para el desarrollo de proyectos geotérmicos que exploten el gran potencial de esta fuente energética en Colombia.

BIBLIOGRAFIA

- ABC. (2019). *El mapa de los países productores de petróleo en el mundo*.
https://www.abc.es/economia/abci-paises-mas-perjudicados-ataque-produccion-petroleo-arabia-saudi-201909250206_noticia.html?ref=https:%2F%2Fwww.google.com%2F
- Agemar, T., Weber, J., & Schulz, R. (2014). Deep geothermal energy production in Germany. *Energies*, 7(7), 4397–4416. <https://doi.org/10.3390/en7074397>
- Alfaro, C., Alvarado, I., Quintero, W., Vargas, C., & Briceño, L. A. (2009). *Mapa Preliminar De Gradientes Geotérmicos De Colombia Ministerio De Minas Y Energía Instituto Colombiano De Geología Y Minería Ingeominas Instituto Colombiano De Geología Y Minería Ingeominas Agencia Nacional De Hidrocarburos Proyecto Mapa Geotérmico De C.*
- Alfaro, C., Matiz León, J. C., Rueda, J. B., Rodríguez Rodríguez, G. F., Gonzalez, C. E., Beltrán Luque, M. A., Rodríguez Ospina, G. Z., & Malo Lázaro, J. E. (2017). *Actualización del modelo conceptual del área geotérmica de Paipa*.
- Alimonti, C., Berardi, D., Bocchetti, D., & Soldo, E. (2016). Coupling of energy conversion systems and wellbore heat exchanger in a depleted oil well. *Geothermal Energy*, 4(1). <https://doi.org/10.1186/s40517-016-0053-9>
- Arias, G., & Acevedo, A. M. (2017). *Estado Actual de la Producción de Energía Geotérmica en Colombia*. 14(1), 55–64.
- Arnold, K., & Stewart, M. (2008). *Surface Production Operations: Design of oil handling systems and facilities* (Third Edit). Gulf Professional Publishing.
- Augustine, C., & Falkenstern, D. (2014). An estimate of the near-term electricity-generation potential of coproduced water from active oil and gas wells. *SPE Journal*, 19(3), 530–541. <https://doi.org/10.2118/163142-PA>

- Axelsson, G. (2008). Production Capacity of Aquaculture System.pdf. In *Iceland Tiajin Worksop* (Issue May, pp. 1–15).
- Barbier, E. (2002). Geothermal energy technology and current status: An overview. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. [https://doi.org/10.1016/S1364-0321\(02\)00002-3](https://doi.org/10.1016/S1364-0321(02)00002-3)
- Bennett, K. P., Li, K., & Horne, R. N. (2011). Power generation potential from coproduced fluids in the Los Angeles basin. *Transactions - Geothermal Resources Council*, 35 1, 85–89.
- Bona, P., & Coviello, M. (2016). Valoración y gobernanza de los proyectos geotérmicos en América del Sur. *Comisión Económica Para América Latina y El Caribe (CEPAL)*, 1–3. <https://repositorio.cepal.org/handle/11362/40079>
- Breede, K., Dzebisashvili, K., Liu, X., & Falcone, G. (2013). A systematic review of enhanced (or engineered) geothermal systems: past, present and future. *Geothermal Energy*, 1(1). <https://doi.org/10.1186/2195-9706-1-4>
- Bu, X., Ma, W., & Li, H. (2012). Geothermal energy production utilizing abandoned oil and gas wells. *Renewable Energy*, 41, 80–85. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.10.009>
- Camp, E. R., Jordan, T. E., Hornbach, M. J., & Whealton, C. A. (2018). A probabilistic application of oil and gas data for exploration stage geothermal reservoir assessment in the Appalachian Basin. *Geothermics*, 71(August 2017), 187–199. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2017.09.001>
- Carcelen Pacheco, J., & Environmental Resources Management. (2020). *Marco legal, regulatorio e institucional: Desarrollo geotérmico en Colombia*.
- Caulk, R. A., & Tomac, I. (2017). Reuse of abandoned oil and gas wells for geothermal energy production. *Renewable Energy*, 112, 388–397. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.05.042>

- Cheng, W. L., Li, T. T., Nian, Y. Le, & Wang, C. L. (2013). Studies on geothermal power generation using abandoned oil wells. *Energy*, *59*, 248–254. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.07.008>
- Cheng, W. L., Li, T. T., Nian, Y. Le, & Xie, K. (2014). An analysis of insulation of abandoned oil wells reused for geothermal power generation. *Energy Procedia*, *61*, 607–610. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.11.1181>
- Cheng, W. L., Liu, J., Nian, Y. Le, & Wang, C. L. (2016). Enhancing geothermal power generation from abandoned oil wells with thermal reservoirs. *Energy*, *109*, 537–545. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.05.009>
- Chengting, L., Qi, M., & Liu, K. (2013). *Research on optimization of energy saving and consumption reduction of the oilfield ground gathering and transportation system*. 290–295.
- Coviello, M. F., Energía, E., & De, D. (2000). *Proyecto Geotérmico Binacional “ Tufiño-Chiles-Cerro Negro .”*
- Davis, A. P., & Michaelides, E. E. . (2009). Geothermal power production from abandoned oil wells. *Energy*, *34*(7), 866–872. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2009.03.017>
- Ding, Y. (2020). Research on evaluation and utilization of geothermal resources in Hailaer oilfield of Daqing oilfield. *5Th International Conference on Energy Science and Applied Technology (Esat 2019)*, 2238(May), 020019. <https://doi.org/10.1063/5.0011778>
- DiPippo, R. (2012). *Geothermal Power Plants : Principles, Applications, Case Studies and Environmental Impact: Vol. 3rd ed.* Butterworth-Heinemann.
- Donatini, F. (2019). Geothermal Power. *POWER ENGINEERING Advances and Challenges*, *1*, 179–215. <https://doi.org/10.1201/9781315202105-7>
- Drescher, U., & Brüggemann, D. (2007). Fluid selection for the Organic Rankine Cycle (ORC) in

biomass power and heat plants. *Applied Thermal Engineering*, 27(1), 223–228.
<https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2006.04.024>

Ebrahimi, M., & Torshizi, S. E. M. (2012). Optimization of power generation from a set of low-temperature abandoned gas wells, using organic Rankine cycle. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 4(6), 1–13. <https://doi.org/10.1063/1.4768812>

EIA. (2017). *Total energy production 2017*. <https://cutt.ly/lkF4NEj>

EIA. (2020). *Petroleum and other liquids production 2019*.
<https://www.eia.gov/international/rankings/world?pa=170&u=0&f=A&v=none&y=01%2F01%2F2019&ev=false>

Elkins, L. F., & Skov, A. M. (1963). Cyclic Water Flooding the Spraberry Utilizes “End Effects” to Increase Oil Production Rate. *Journal of Petroleum Technology*, 15(08), 877–884.
<https://doi.org/10.2118/545-pa>

Erdogan, A., & Colpan, O. (2018). Performance assessment of shell and tube heat exchanger based subcritical and supercritical organic Rankine cycles. *Thermal Science*, 22, 19.
<https://doi.org/10.2298/TSCI171101019E>

Garcia, C. (2017). *El plan de París. Así actuara Colombia frente al cambio climático*. 92(1), 52.
<https://doi.org/10.6036/8229>

Garín, M., Fenollosa, R., Alcubilla, R., Shi, L., Marsal, L. F., & Meseguer, F. (2014). All-silicon spherical-Mie-resonator photodiode with spectral response in the infrared region. *Nature Communications*, 5, 3440. <https://doi.org/10.1038/ncomms4440>

Garnish, J. D. (1978). Geothermal energy and the UK. *Physics Education*, 13(6), 372–379.
<https://doi.org/10.1088/0031-9120/13/6/007>

Gharibi, S., Mortezaadeh, E., Hashemi Aghcheh Bodi, S. J., & Vatani, A. (2018). Feasibility

- study of geothermal heat extraction from abandoned oil wells using a U-tube heat exchanger. *Energy*, 153, 554–567. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.04.003>
- Ghoreishi-Madiseh, S. A., Templeton, J., Hassani, F., Al-Khawaja, M. J., & Aflaki, E. (2014). Geothermal energy extraction from decommissioned petroleum wells. *ISRM International Symposium - 8th Asian Rock Mechanics Symposium, ARMS 2014, October*, 2644–2653.
- Giraldo, M., Vacca, R., & Urrego, A. (2018). Las energías alternativas ¿una oportunidad para Colombia? *Revista Punto de Vista*, 9(13), 14.
- Gong, B., Liang, H., Xin, S., & Li, K. (2011). Effect of Water Injection on Reservoir Temperature During Power Generation in Oil Fields. *Thirty-Sixth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University, 2007*.
- González-Idárraga, C. E. (2020). Caracterización resistiva 3D del área geotérmica de Paipa, Colombia. *Boletín de Geología*, 42(3), 81–97. <https://doi.org/10.18273/revbol.v42n3-2020003>
- Gosnold, W., Mann, M., & Salehfar, H. (2017). The UND-CLR binary geothermal power plant. *Transactions - Geothermal Resources Council*, 41, 1824–1834.
- Gupta, H. K., & Roy, S. (2007). *Geothermal Energy: An Alternative Resource for the 21st Century*. 1st Ed. Amsterdam, the Netherlands : Elsevier Science. <https://cutt.ly/nkF7exS>
- Hofinger, H., Unterberger, W., Markiewicz, R., & Adam, D. (2010). Geothermieanlagen bei großprojekten - planung und umsetzung. *Geomechanik Und Tunnelbau*, 3(5), 634–646. <https://doi.org/10.1002/geot.201000038>
- Hu, K., Zhu, J., Zhang, W., & Lu, X. (2017). A case study of an ORC geothermal power demonstration system under partial load conditions in Huabei Oilfield, China. *Energy Procedia*, 142, 1327–1332. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.12.515>

- Hurtado, A., Patarroyo, A., Ocaciones, M., Cruz, F., Salinas, J., Gutierrez, L., Mateus, J., Villarraga, W., Guerrero, O., Goyenche, H., Rincón, C., & Ovalle, J. (2020). *Geotermia en la región central*.
- IDEAM. (2020). *Volcán Nevado del Ruiz*. <http://www.ideam.gov.co/web/ecosistemas/volcan-nevado-ruiz>
- IEA. (2020). *Oil Market Report - July 2020*. <https://www.iea.org/reports/oil-market-report-july-2020>
- Jiang, G., Wang, Y., Shi, Y., Zhang, C., Tang, X., & Hu, S. (2016). Estimate of hot dry rock geothermal resource in Daqing Oilfield, Northeast China. *Energies*, 9(10), 1–14. <https://doi.org/10.3390/en9100731>
- Johnson, L. A., & Walker, E. D. (2010). *Ormat: Low-Temperature Geothermal Power Generation*. 083(3).
- Johnson, L., & Simon, D. L. (2009). Electrical Power from an Oil Production Waste Stream. *Thirty-Fourth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*. <https://pete.stanford.edu/ERE/pdf/IGAstandard/SGW/2009/johnson.pdf>
- Knoema. (2020). *China - Consumo Total de Petróleo*. <https://knoema.es/atlas/China/topics/Energía/Aceite/Consumo-de-Petróleo>
- Lara, M., Rojas, G., & Acosta, E. (2018). *Convencional Y Cíclico En Un Yacimiento De Crudo Pesado Campo San Cristóbal Venezuela*. 2018(2002), 1–18.
- Lee, K. C. (1996). Classification of Geothermal Resources-An Engineering Approach. *Twenty-First Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, 1, 85–92. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>

- Li, K., & Sun, W. (2014). Modified Method for Estimating Geothermal Resources in Oil and Gas Reservoirs. *Mathematical Geosciences*, 47(1), 105–117. <https://doi.org/10.1007/s11004-013-9516-8>
- Li, K., Zhang, L., Ma, Q., Liu, M., Ma, J., & Dong, F. (2007). Low temperature geothermal resources at Huabei oilfield, China. *Transactions - Geothermal Resources Council*, 31, 609–613.
- Limpasurat, A., Falcone, G., Teodoriu, C., Barrufet, M. A., & Bello, O. O. (2011). Artificial geothermal energy potential of steam-flooded heavy oil reservoirs. *International Journal of Oil, Gas and Coal Technology*, 4(1), 31–46. <https://doi.org/10.1504/IJOGCT.2011.037743>
- Liu, C., Chen, P., & Li, K. (2014). A 1 kW thermoelectric generator for low-temperature geothermal resources. *Transactions - Geothermal Resources Council*, 38(2001), 749–754.
- Liu, J., Wang, Z., Shi, K., Li, Y., Liu, L., & Wu, X. (2020). Analysis and modeling of thermoelectric power generation in oil wells: A potential power supply for downhole instruments using in-situ geothermal energy. *Renewable Energy*, 150, 561–569. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.12.120>
- Liu, X., Falcone, G., & Alimonti, C. (2018). A systematic study of harnessing low-temperature geothermal energy from oil and gas reservoirs. *Energy*, 142, 346–355. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.10.058>
- Lu, S. M. (2018). A global review of enhanced geothermal system (EGS). *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81(April), 2902–2921. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.097>
- Malloy, C. T. (2010). *Geothermal Energy: The Resource Under Our Feet*. Nova Science Publishers, Inc.
- Manzella, A. (2017). Geothermal energy. *EPJ Web of Conferences*, 148, 12.

<https://doi.org/10.1051/epjconf/201714800012>

Marquez L, D. S. (2016). *Recuperación mejorada mediante el uso de energía geotérmica*. Universidad Nacional Autónoma de México.

Marzolf, N. (2014). Emprendimiento de la energía geotérmica en Colombia. *Isagen S.a. Esp.*, 25–42. [https://publications.iadb.org/bitstream/handle/11319/6558/Energia Geotérmica Colombia 7-1-14finalweb.pdf?sequence=1](https://publications.iadb.org/bitstream/handle/11319/6558/Energia_Geotérmica_Colombia_7-1-14finalweb.pdf?sequence=1)

Matiz León, J. C., Alfaro Valero, C. M., & Rueda, J. B. (2017). Sistema Geotérmico Hidrotermal de Paipa. *BMC Public Health*, 5(1), 1–8. <https://cutt.ly/VkF7oFi>

Ministerio de Minas y Energía. (2020a). *Generación de energía eléctrica a través de geotermia*. <https://www.minenergia.gov.co/foros?idForo=24255841&idLbl=Listado+de+Foros+de+Diciembre+De+2020>

Ministerio de Minas y Energía. (2020b). *Proyecto decreto por medio del cual se establecen disposiciones para desarrollar actividades orientadas a la generación de energía eléctrica a través de geotermia*.

MIT. (2006). The Future of Geothermal Energy The Future of Geothermal Energy. In *Technology: Vol. Im* (Issue November). http://www.eere.energy.gov/geothermal/pdfs/structure_outcome.pdf

Nations, U., Programme, D., & Nations, U. (2000). *Energy, the Environment and Human Health*.

Nian, Y. Le, & Cheng, W. L. (2018a). Evaluation of geothermal heating from abandoned oil wells. *Energy*, 142, 592–607. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.10.062>

Nian, Y. Le, & Cheng, W. L. (2018b). Insights into geothermal utilization of abandoned oil and gas wells. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 87(February), 44–60.

<https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.02.004>

Olasolo, P., Juárez, M. C., Morales, M. P., Damico, S., & Liarte, I. A. (2016). Enhanced geothermal systems (EGS): A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 56, 133–144. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.031>

Ortiz Fernández, A. (2017). *Caso Exitoso en Colombia del aprovechamiento de la geotermia de baja entalpía para climatización.*

Ortiz Motta, D. C., Sabogal Aguilar, J., & Hurtado Aguirre, E. (2012). Una revisión a la reglamentación e incentivos de las energías renovables en Colombia. *Revista Facultad de Ciencias Económicas*, 20(2), 55–67. <https://doi.org/10.18359/rfce.2164>

Paris de Ferrer, M. (2009). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos Magdalena* (p. 588).

Patrick, A. (2019). Thermoelectric Generator: Power Generation Using Temperature Difference for Use in Home Applications. *SSRN Electronic Journal*. <https://doi.org/10.2139/ssrn.3455578>

Perrot, P. (1998). *A to Z of Thermodynamics*. Oxford University Press. <https://books.google.com.co/books?id=EBSbdNLmD-oC>

Porras, C. U. (2010). *Mecanismo de desarrollo limpio aplicado a la generación de energía eléctrica, con la utilización de energía geotérmica de baja entalpía en campos de producción petrolera de Apiay, Suria y campo castilla (departamento del Meta, Colombia)*. Universidad de la Sabana.

Raffino, M. E. (2020). *Conductividad Térmica*. Concepto De. <https://concepto.de/conductividad-termica/>

Rauf, S. B. (2013). *Thermodynamics Made Simple for Energy Engineers*. Lulu.com. <https://books.google.com.co/books?id=yj5UCAAAQBAJ>

- Reinhardt, T., Johnson, L. A., Popovich, N., & Poplar, N. (2011). Systems for Electrical Power From Coproduced and Low Temperature Geothermal Resources. *Thirty-Sixth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*.
- Røksland, M., Basmoen, T. A., & Sui, D. (2017). Geothermal Energy Extraction from Abandoned Wells. *Energy Procedia*, 105(1876), 244–249. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.309>
- Rueda-Gutiérrez, J. B. (2020). Nuevas evidencias del magmatismo asociado con el sistema geotérmico de Paipa, Boyacá, Colombia. *Boletín de Geología*, 42(3), 51–79. <https://doi.org/10.18273/revbol.v42n3-2020002>
- Saeid, S., Al-Khoury, R., Nick, H. M., & Barends, F. (2014). Experimental-numerical study of heat flow in deep low-enthalpy geothermal conditions. *Renewable Energy*, 62, 716–730. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.08.037>
- Sánchez, L., & Fiter, J. (2012). *Aplicación Del Ciclo Orgánico De Rankine Para El Aprovechamiento De Calor Residual En Una Refinería*. 106. http://oa.upm.es/15019/%0Ahttp://oa.upm.es/15019/1/PFC_Laia_Sanchez_Junco_Fiter.pdf
- Sanyal, S. K., & Butler, S. J. (2010). Geothermal Power Capacity from Petroleum Wells – Some Case Histories of Assessment. *World Geothermal Congress, April*, 25–29. https://pangea.stanford.edu/ERE/db/IGAstandard/record_detail.php?id=6797
- Schlumberger. (2020a). *Corte de Agua*. https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/w/water_cut.aspx
- Schlumberger. (2020b). *Drill Stem Test*. Oilfield Glossary. https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/d/drillstem_test.aspx
- SGC. (2020a). *Generalidades del Volcán Azufral*. Colombiano, Servicio Geológico.

<https://www2.sgc.gov.co/sgc/volcanes/VolcanAzufra/Paginas/default.aspx>

SGC. (2020b). *Generalidades del volcán Nevado del Ruiz*. <https://www2.sgc.gov.co/sgc/volcanes/VolcanNevadoRuiz/Paginas/generalidades-volcan-nevado-ruiz.aspx>

Shouliang, X., Hongbin, L., Bing, H., & Kewen, L. (2012). Electrical Power Generation from Low Temperature Co-Produced Geothermal Resources at Huabei Oilfield. *Thirty-Seventh Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*.

Sieterm. (2020). *Planta de ciclo binario*. <https://sierterm.es/content/planta-de-ciclo-binario/>

Singh, H., Falcone, G., Volle, A., & Guillon, L. (2017). Harnessing Geothermal Energy from Mature Onshore Oil Fields-The Wytch Farm Case Study. *PROCEEDINGS Geothermal Reservoir Engineering*, 1–17. <https://pangea.stanford.edu/ERE/db/GeoConf/papers/SGW/2017/Singh.pdf>

Suarez, C., Muños, S., & Zapata, J. (2010). Factibilidad Experimental De La Inyección De Agua En Las Arenas Mugrosa Del Campo Lisama. *El Reventón Energético*, 8(1), 1.

Templeton, J. D., Ghoreishi-Madiseh, S. A., Hassani, F., & Al-Khawaja, M. J. (2014). Abandoned petroleum wells as sustainable sources of geothermal energy. *Energy*, 70, 366–373. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.04.006>

U.S. Department of Energy. (2012). *What is an Enhanced Geothermal System (EGS)?* http://www1.eere.energy.gov/geothermal/pdfs/egs_basics.pdf

UNFCCC. (2017). Ceremonia de Firmas del Acuerdo de París. In *Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático* (Issue April). <http://newsroom.unfccc.int/media/632121/list-of-representatives-to-high-level-signature-ceremony.pdf>

- UNFCCC. (2020). *¿Qué es el Acuerdo de París?* <https://unfccc.int/es/process-and-meetings/the-paris-agreement/que-es-el-acuerdo-de-paris>
- Urueña-Suárez, C. L., Zuluaga, C. A., & Molano, J. C. (2012). Estudio de inclusiones fluidas en pozos de gradiente térmico, volcán nevado del ruiz. *Boletín de Geología*, 34(2), 103–115.
- Wang, H., & Liu, X. (2016). Geothermal energy production from oil/gas wells and application for building cooling. *Transactions - Geothermal Resources Council*, 40(2012), 113–120.
- Wang, K. (2019). *Downhole geothermal power generation in oil wells*.
- Wang, K., Liu, J., & Wu, X. (2018). Downhole geothermal power generation in oil and gas wells. *Geothermics*, 76(June), 141–148. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2018.07.005>
- Wang, K., & Wu, X. (2019). Extension of oil well economic life by simultaneous production of oil and electricity. *Society of Petroleum Engineers - SPE Oklahoma City Oil and Gas Symposium 2019, OKOG 2019*. <https://doi.org/10.2118/195211-ms>
- Wang, K., Yuan, B., Ji, G., & Wu, X. (2018). A comprehensive review of geothermal energy extraction and utilization in oilfields. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 168, 465–477. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.05.012>
- Wang, S., Yan, J., Li, F., Hu, J., & Li, K. (2016). Exploitation and utilization of oilfield geothermal resources in China. *Energies*, 9(10), 1–13. <https://doi.org/10.3390/en9100798>
- Westphal, D., & Weijermars, R. (2018). Economic appraisal and scoping of geothermal energy extraction projects using depleted hydrocarbon wells. *Energy Strategy Reviews*, 22(October), 348–364. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.10.008>
- Wight, N. M., & Bennett, N. S. (2015). Geothermal energy from abandoned oil and gas wells using water in combination with a closed wellbore. *Applied Thermal Engineering*, 89, 908–915.

<https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2015.06.030>

- Xin, S., Liang, H., Hu, B., & Li, K. (2012). A 400 kW geothermal power generator using co-produced fluids from Huabei oilfield. *Transactions - Geothermal Resources Council*, *36* 1, 219–223.
- Xu, B., Feng, L., Wei, W. X., Hu, Y., & Wang, J. (2014). A preliminary forecast of the production status of China's daqing oil field from the perspective of EROI. *Sustainability (Switzerland)*, *6*(11), 8262–8282. <https://doi.org/10.3390/su6118262>
- Yang, Y., Huo, Y., Xia, W., Wang, X., Zhao, P., & Dai, Y. (2017). Construction and preliminary test of a geothermal ORC system using geothermal resource from abandoned oil wells in the Huabei oilfield of China. *Energy*, *140*, 633–645. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.09.013>
- Yildirim, N., & Akkurt, G. G. (2011). *The Effects of Fluid Temperature on Geothermal Power Plant Design. November 2016.*
- Younger, P. L. (2015). Geothermal energy: Delivering on the global potential. *Energies*, *8*(10), 11737–11754. <https://doi.org/10.3390/en81011737>
- Zhang, Lei, Chen, S., & Zhang, C. (2019). Geothermal power generation in China: Status and prospects. *Energy Science and Engineering*, *7*(5), 1428–1450. <https://doi.org/10.1002/ese3.365>
- Zhang, Lingyu, Peking, U., Liu, M., Li, K., & Peking, U. (2009). Estimation of geothermal reserves in oil and gas reservoirs. *SPE Western Regional Meeting 2009 - Proceedings, 2005*, 62–71. <https://doi.org/10.2118/120031-ms>
- Zhang, Y. J., Guo, L. L., Li, Z. W., Yu, Z. W., Xu, T. F., & Lan, C. Y. (2015). Electricity generation and heating potential from enhanced geothermal systems in Songliao Basin, China: Different reservoir stimulation strategies for tight rock and naturally fractured formations. *Energy*, *93*,

1860–1885. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.10.059>

Zhang, Y. J., Li, Z. W., Guo, L. L., Gao, P., Jin, X. P., & Xu, T. F. (2014). Electricity generation from enhanced geothermal systems by oilfield produced water circulating through reservoir stimulated by staged fracturing technology for horizontal wells: A case study in Xujiaweizi area in Daqing Oilfield, China. *Energy*, 78, 788–805. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.10.073>

Zhang, Y., Wang, S., Luo, Q., Luo, X., & Jing, Z. (2014). Research on the Development and Utilization of Geothermal Energy. *Applied Mechanics & Materials*, 667–679, 467–471. <http://10.0.15.188/www.scientific.net/AMM.672-674.467>

Ziabakhsh-Ganji, Z., Nick, H. M., Donselaar, M. E., & Bruhn, D. F. (2018). Synergy potential for oil and geothermal energy exploitation. *Applied Energy*, 212(October 2017), 1433–1447. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.12.113>

TERMINOS TECNICOS

Coproducción: Producción y aprovechamiento simultáneo de hidrocarburos y energía geotérmica.

Pozo abandonado: Es aquel pozo que por razones técnicas o económicas no se explotara más, sobre los cuales se realizan operaciones de taponamiento con el fin de proteger el suelo y el subsuelo, y así evitar impactos ambientales. Este abandono puede ser temporal o definitivo.

Reservorio petrolero: Yacimiento o depósito, es una acumulación natural de hidrocarburos en rocas porosas o fracturadas en el subsuelo.

Reservorio geotérmico: Es una zona del subsuelo con calor acumulado y con condiciones adecuadas para ser económicamente aprovechado.

INDICE DE NOMBRES

API: American Petroleum Institute.

BAPD: Barriles de agua por día.

BPD: Barriles por día.

EGS: Enhanced geothermal systems o sistema geotérmico mejorado.

HDR: Hot Dry Rock o Roca seca caliente.

ORC: Organic Rankine Cycle o Ciclo orgánico de Rankine .

SGC: Servicio geológico colombiano.

Sw: Saturación de Agua.

TEG: Generador termoeléctrico o Thermoelectric generator.