

ESTUDIO PARA LA IMPLEMENTACIÓN ENERGÍA SOLAR TÉRMICA PARA LA
GENERACIÓN DE VAPOR EN UN CAMPO COLOMBIANO

LUISA FERNANDA MURILLO CORTES
JOSE ALEJANDRO GOMEZ GUTIERREZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
PROGRAMA ACADÉMICO
BUCARAMANGA

2023

ESTUDIO PARA LA IMPLEMENTACIÓN ENERGÍA SOLAR TÉRMICA PARA LA
GENERACIÓN DE VAPOR EN UN CAMPO COLOMBIANO

LUISA FERNANDA MURILLO CORTES
JOSE ALEJANDRO GOMEZ GUTIERREZ

Trabajo de grado para optar al título de Ingenieros de petróleos

Director

ERIK GIOVANY MONTEZ PAEZ
MSc, Ingeniería de Hidrocarburos

Codirector

DIEGO EDUARDO GARCÍA REYES
MSc, Ingeniería y Gerencia de Energías Renovables

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2023

DEDICATORIA

A Dios por regalarme la vida, por mostrarme su presencia y ser mi guía siempre en cada paso que doy.

A la memoria de mi padre, que sabe lo mucho que soñé con su presencia en este momento de mi vida, por apoyarme en cada paso, en cada decisión, por ser el hombre más luchador, valiente y resiliente, por demostrarme lo que es capaz el amor incondicional de un padre y enseñarme, aun en su ausencia de lo que puedo lograr.

A mi madre, a mi motor, mi guerrera, por escucharme, aconsejarme, por su amor y dedicación y sacarme adelante pese a cualquier adversidad, por sus valores inculcados, eres mi ejemplo de valentía, y todo lo que soy te lo debo a ti, este logro es tuyo.

A mis hermanas Camila y Luna, por acompañarme en cada etapa de este camino, por hacer de mi vida más linda, regalándome sus sonrisas, consejos, su amor, por celebrar los buenos momentos y ayudarme a superar los malos.

A mi familia por todo el amor, consejos, por estar para mí cuando los he necesitado, por confiar y apoyarme en cada momento.

A la hermana que me regalo la vida Diana, por convertirse en mi familia y hacer esta etapa de mi vida más linda y emocionante, por todos los buenos y malos momentos, por las lloradas, risas, consejos, por las largas noches de estudio y por la confianza.

A mis compañeros y amigos por todos los momentos y recuerdos que me llevo conmigo, gracias por hacer de esta etapa de mi vida la mejor.

A mi compañero de tesis por toda su comprensión, paciencia y esfuerzo a lo largo de este proceso.

Finalmente, a todos lo que hicieron y hacen parte de mi vida, aportando y ayudando a formarme como persona y profesional, y a hacer que esta etapa quede como una de las mejores experiencias de mi vida.

Luisa Fernanda Murillo Cortes

A Dios creador por su oportunidad de vivir, recorrer un camino y darnos siempre opción de escoger y forjarnos a través de él.

A mi familia, quienes siempre fueron el más grande apoyo en este y en todos mis procesos; en especial a mi madre, Liliana, piedra angular de toda mi vida.

A la Universidad Industrial de Santander por brindarnos un inmejorable espacio de desarrollo profesional y humano; cuan orgulloso estoy y seré en decir que soy comunidad UIS.

A la selección de voleibol UIS. Juntos gozamos victorias, sufrimos derrotas. Son esa familia que uno escoge.

A mi compañera de tesis por toda su comprensión, paciencia y esfuerzo a lo largo de este proceso.

Y, por último, gracias esas personas que estuvieron a mi lado durante el pregrado: Amigos, compañeros de clase, profesores, tutores y todo aquel que atestigua la gran labor que este proceso merece.

José Alejandro Gómez Gutiérrez

AGRADECIMIENTOS

A nuestro director Msc, Erik Giovany Montes Páez por todo su apoyo y disposición, hacia nosotros. Por la confianza y acompañamiento durante todo este proceso, por incentivarnos a asumir nuevos retos y siempre dar lo mejor de nosotros, por cada palabra de apoyo no solo en nuestra vida académica sino también en lo personal, gracias por su paciencia inagotable, sin lugar a duda su acompañamiento fue clave para el desarrollo de este proyecto.

Al Msc. Diego Eduardo García Reyes, codirector de este proyecto, por su apoyo, tiempo y disposición, los cuales fueron aportes fundamentales para este proyecto.

Al grupo de investigación Galileo, por darnos la oportunidad y a todos los compañeros del grupo por hacer parte de este proceso a través de sus aportes y conocimientos.

A la universidad industrial de Santander, nuestra alma mater por permitirnos formarnos, abrirnos las puertas y crear ilusiones y muchos sueños por alcanzar.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	13
1. OBJETIVOS	15
1.1 OBJETIVO GENERAL.....	15
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	15
 2. ANTECEDENTES	16
2.1 INYECCIÓN DE VAPOR EN CAMPOS COLOMBIANOS	16
2.2 ENERGIA SOLAR TÉRMICA	17
2.2.1 Sistemas de Baja Concentración.....	19
2.2.2 Sistemas de Alta Concentración.....	20
2.3 PROYECTOS DE APLICACIÓN DE TECNOLOGÍAS ALREDEDOR DEL MUNDO	32
2.4 IMPLEMENTACIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR TÉRMICA EN LA INDUSTRIA PETROLERA.....	38
2.5 REQUERIMIENTOS PARA EL USO DE TECNOLOGÍAS SOLARES EN UN POZO PETROLERO	43
 3. IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA SOLAR TÉRMICA	49
3.1 CAMPO ESTUDIO	49
3.1.1 Radiación Solar en el Campo de Interés.	50
3.2 DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA SOLAR TÉRMICO.....	51
 4. ANÁLISIS FINANCIERO	57
4.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)	57
4.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERATIVOS (OPEX).....	59
4.3 PLAZO DE RECUPERACIÓN (PAYBACK).....	61

5. CONCLUSIONES.....	64
6. RECOMENDACIONES	66
BIBLIOGRAFÍA	67

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Ubicación de Campos Colombianos con Inyección de Vapor	17
Figura 2. Esquema Energía Solar Fotovoltaica	18
Figura 3. Esquema Sistema de Baja Concentración	20
Figura 4. Esquema de Colectores Cilindro Parabólicos	21
Figura 5. Tubo Receptor de Espejos Cilindro Parabólicos	22
Figura 6. Sistema de Seguimiento de Colectores Cilindro Parabólicos.....	23
Figura 7. Sistema de Almacenamiento Térmico	24
Figura 8. Receptor de Torre Central.....	25
Figura 9. Receptor Central Utilizando Agua como Fluido Caloportador	26
Figura 10. Receptor Central utilizando como Sales Fundidas como Fluido Caloportador.....	27
Figura 11. Esquema de Colectores de Fresnel	28
Figura 12. Esquema de Funcionamiento de Colectores de Fresnel.....	29
Figura 13. Discos Parabólicos con Motor Stirling	30
Figura 14. Planta Termo Solar Ivanpah.....	33
Figura 15. Planta Termo Solar Solana	34
Figura 16. Planta Termo Solar Andasol.....	35
Figura 17. Potencial de Energía Solar Térmica Mundial	38
Figura 18. Proyecto en Campo Mckittrick.....	39
Figura 19. Proyecto Colainga, California	40
Figura 20. Glass Point Solar en Omán	42
Figura 21. Proyecto Solar en Omán	42
Figura 22. Mapa Irradiación Solar de Colombia	45
Figura 24. Espacio Disponible del Campo Teca-Cocorná para Implementación.....	53
Figura 25. Datos de Entrada SAM en el Escenario 2	54
Figura 26. Datos de Salida SAM Escenario 2	54

Figura 27. Datos de Entrada SAM Escenario 3	55
Figura 28. Datos de Salida SAM Escenario 3	56

LISTA DE TABLAS

pág.

Tabla 1. Resumen de tecnologías solares térmicas de alta concentración	31
Tabla 2. Aplicación de Energía Solar Térmica de Alta Concentración en el Mundo.....	35
Tabla 3. Proyectos Solares <i>EOR</i> en la Industria Petrolera.....	43
Tabla 4. Criterios para la Aplicación de Proyectos Solar <i>EOR</i> en Campos.....	44
Tabla 5. Departamentos de Colombia con Radiación Solar más alta.	46
Tabla 6. Campos donde Podría Aplicar Tecnología Solar Térmica.....	46
Tabla 7. Comparación Campo Teca-Cocorná vs Campo Amal West.....	48
Tabla 8. Características del Campo Seleccionado	49
Tabla 9. Características de Generadores de Vapor en el Campo Teca-Cocorná	50
Tabla 10. Resumen de Horas Disponibles de Sol en el Campo.....	51
Tabla 11. Resultados de Costos de Instalación del Sistema de Energía Solar Térmica para el Escenario 2.	58
Tabla 12. Resultados de Costos de Instalación del Sistema de Energía Solar Térmica para el Escenario 3.	58
Tabla 13. Precio del Gas	59
Tabla 14. Costos Operativos del Escenario 1.	60
Tabla 15. Costos Operativos del Escenario 2.	60
Tabla 16. El 50% de los Costos Operacionales del Escenario 1.....	60
Tabla 17. Costos Operacionales Totales del Escenario 2.....	60
Tabla 18. Costos Operacionales del Escenario 3.....	61
Tabla 19. Payback Escenario 2.....	61
Tabla 20. Payback Escenario 3.....	62
Tabla 21. Reducción de CO ₂ en los Escenarios Propuestos.....	63

RESUMEN

TÍTULO: ESTUDIO PARA LA IMPLEMENTACIÓN ENERGÍA SOLAR TÉRMICA PARA LA GENERACIÓN DE VAPOR EN UN CAMPO COLOMBIANO*

AUTOR: LUISA FERNANDA MURILLO CORTES, JOSÉ ALEJANDRO GÓMEZ GUTIÉRREZ**

PALABRAS CLAVE: Energía solar, energía solar térmica, colectores cilindros parabólicos, *EOR*, inyección de vapor, emisiones CO₂.

DESCRIPCIÓN: Actualmente, se ha visto la necesidad a nivel mundial de implementar tecnologías alternativas en la industria de los hidrocarburos, a fin de mitigar el impacto ambiental. Las fuentes de energías renovables se han posicionado como una de las mejores respuestas ante esta problemática.

En esta investigación se evalúa la viabilidad económica de la aplicación de tecnología solar térmica con el fin de generar vapor para ser aplicado en procesos de inyección. En primer lugar, se realiza una revisión bibliográfica de la inyección de vapor en Colombia, con el fin de conocer los posibles campos y sus métodos actuales de inyección de térmica, posteriormente se presenta una descripción de la energía solar térmica, a nivel tecnológico, y relacionando los proyectos desplegados a nivel mundial incluyendo aquellos asociados a la industria petrolera, evidenciando el éxito de la incursión de esta energía renovable en la generación de vapor para procesos de inyección, a su vez, se presentan los criterios necesarios para poder implementar la tecnología solar en un campo Colombiano, evaluando las zonas con mayor potencial solar térmico, y ubicando los campos que cumplieran con los parámetros requeridos dentro de estas zonas. Una vez seleccionado el campo de aplicación se realiza un dimensionamiento y análisis financiero, con el fin de evaluar la viabilidad bajo tres escenarios.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Erik Giovany Montes Páez. MSc. Ingeniería de Hidrocarburos. Codirector: Diego Eduardo García Reyes. MSc. Ingeniería y Gerencia de Energía Renovable

ABSTRACT

TITLE: STUDY FOR THE IMPLEMENTATION OF SOLAR THERMAL ENERGY FOR STEAM GENERATION IN A COLOMBIAN FIELD*

AUTHOR: LUISA FERNANDA MURILLO CORTES, JOSÉ ALEJANDRO GÓMEZ GUTIÉRREZ**

KEY WORDS: SOLAR ENERGY, SOLAR THERMAL ENERGY, PARABOLIC TROUGH COLLECTORS, EOR, STEAM INJECTION, CO₂ EMISSIONS.

DESCRIPTION: Currently, there is a worldwide need to implement alternative technologies in the hydrocarbon industry to mitigate the environmental impact. Renewable energy sources have positioned themselves as one of the best answers to this problem.

This research evaluates the economic viability of the application of solar thermal technology to generate steam to be applied in injection processes. First of all, a bibliographic review of steam injection in Colombia is made, in order to know the possible fields and their current methods of thermal injection, then a description of solar thermal energy is presented, at a technological level, and relating the projects deployed worldwide including those associated with the oil industry, This is followed by a description of solar thermal energy, at a technological level, and relating the projects deployed worldwide including those associated with the oil industry, evidencing the success of the incursion of this renewable energy in the generation of steam for injection processes, in turn, the criteria necessary to implement solar technology in a Colombian field are presented, evaluating the areas with greater solar thermal potential, and locating the fields that meet the required parameters within these areas. Once the application field is selected, a sizing and financial analysis is performed to evaluate the feasibility under three scenarios.

* Degree work

** Faculty of Physicochemical Engineering, Petroleum Engineering School. Director: Erik Giovany Montes Páez. MSc. Hydrocarbons Engineering. Co-director: Diego Eduardo García Reyes. MSc. Renewable energy Engineering and Management

INTRODUCCIÓN

Actualmente la generación de vapor en Colombia se realiza a partir de la quema de gas natural en generadores de paso único con el fin de producir vapor de agua, lo que conlleva a que un pozo en promedio necesite la quema de alrededor de 1,2 MFT³ por día de gas natural generando un aproximado de 24 Millones CO₂ al año. Por ello diferentes países a nivel mundial, han enfocado sus esfuerzos en la implementación de alternativas de generación de vapor cuyo impacto ambiental sea menor, una de las técnicas más utilizada durante los últimos años es la generación de vapor a partir de sistemas de energía solar térmica, en los cuales se utiliza un fluido calor portador como el agua, que pasa a través de espejos cilindro parabólicos que concentran la luz solar, incrementando la temperatura a valores superiores de 400°C que permiten obtener vapor de agua con calidad entre el 60% a 80% , y cuya presión depende de los sistemas de bombeo utilizados, de forma similar a los que se utilizan en los generadores de vapor convencionales, con el fin de reducir el uso de gas natural.

A lo largo de este trabajo se analizó la viabilidad de la implementación de este tipo de tecnologías para cubrir la demanda de vapor que se requiere en los procesos de inyección de vapor en un campo colombiano. Con el fin de cumplir los objetivos planteados y finalmente medir la viabilidad de implementación, se describieron las diferentes tecnologías solares térmicas y sus casos de éxito aplicados a la industria petrolera a nivel mundial, a fin de obtener los criterios de implementación de las tecnologías solares *EOR* para un campo en Colombia, a partir de ello se evalúan las zonas con mayor radiación solar en el país y se selecciona el campo estudio, una vez seleccionado el campo, se contemplan tres escenarios, el primero pretende analizar el método convencional como se realiza actualmente, el segundo plantea el uso de la energía solar térmica durante la horas que se dispone del recurso solar, lo que implica unas inversiones en la construcción y una reducción de emisiones Gases de Efecto Invernadero (GEI) y finalmente, el tercer escenario contempla la implementación de tecnología solar durante las 24 horas del día. Una vez establecidos los escenarios, se

realizó un dimensionamiento teórico y por último un análisis financiero, el cual determina la viabilidad de implementar estas tecnologías en el campo estudio.

Una vez analizada la información recopilada y evaluado el panorama de viabilidad para la implementación de esta tecnología, se presentan las conclusiones y recomendaciones pertinentes, teniendo en cuenta los diferentes criterios evaluados durante el desarrollo de este trabajo de investigación.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Analizar la viabilidad técnica y económica de la aplicación de energía solar térmica para la generación de vapor en un campo petrolero colombiano.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Recopilar y analizar información sobre la inyección de vapor en campos colombianos, a partir de fuentes de información bibliográficas.
- Ubicar campos y pozos en Colombia donde la inyección de vapor pueda complementarse con energía solar térmica.
- Comparar esas áreas con un estudio del potencial solar para seleccionar el campo de interés.
- Proponer un diseño conceptual de un sistema de energía solar térmica que permita aprovechar la radiación solar directa de una zona en Colombia para la generación de vapor para su potencial inyección como método de recobro mejorado.
- Analizar económicamente la viabilidad del proyecto, comparándolo con la producción de vapor a partir de métodos convencionales.

2. ANTECEDENTES

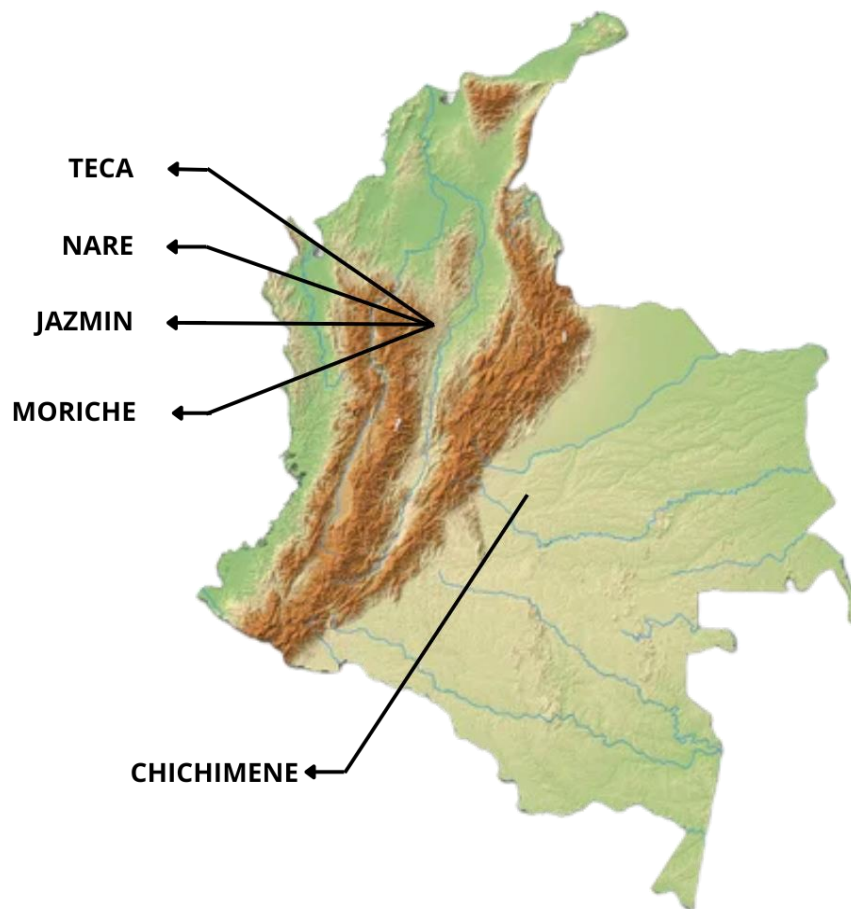
2.1 INYECCIÓN DE VAPOR EN CAMPOS COLOMBIANOS

La producción actual de petróleo en Colombia se basa principalmente en procesos térmicos de extracción conocidos como Procesos de Levantamiento Artificial en una primera instancia y en una etapa posterior Recobro Mejorado. En este capítulo se mencionan los campos en Colombia donde utilizan inyección de vapor como método de recobro, con el fin de dar a conocer las posibles zonas de interés donde se podrá implementar el desarrollo del proyecto.

En la Cuenca del Valle Medio del Magdalena se encuentran diversos campos que implementan recobro térmico, entre estos el campo Teca-Cocorná que presenta una gravedad API de 12,5 , el mecanismo de producción es drenaje gravitacional, tiene implementado inyección cíclica de vapor e inyección continua de vapor. El campo Jazmín, posee un crudo bastante viscoso con una gravedad API de 11,5, gas en solución con expansión térmica, segregación gravitacional y empuje por capa de gas, es un yacimiento somero que tiene implementado el método de recobro térmico inyección cíclica de vapor. El Campo Girasol presenta una gravedad API de 11,2 , el método de recobro es inyección cíclica de vapor; finalmente el Campo Moriche presenta una gravedad API de 13,4 actualmente su producción se favorece debido al método de recobro térmico inyección cíclica de vapor¹. La figura 1 presenta la ubicación de estos campos.

¹ MEDINA CASAS, M. P., GUTIÉRREZ RAMÍREZ, A. M., AMORIN FIGUEROA, M. P., ESCOBAR MACUALO, F. H., & GUERRERO MARTIN, C. A. Selección de campos para la implementación de solar EOR como proceso térmico de recobro mejorado en Colombia. *Fuentes, El reventón energético*, 17(2), 27–37. 2019. Disponible en: <https://doi.org/10.18273/revfue.v17n2-2019004>

Figura 1. Ubicación de Campos Colombianos con Inyección de Vapor



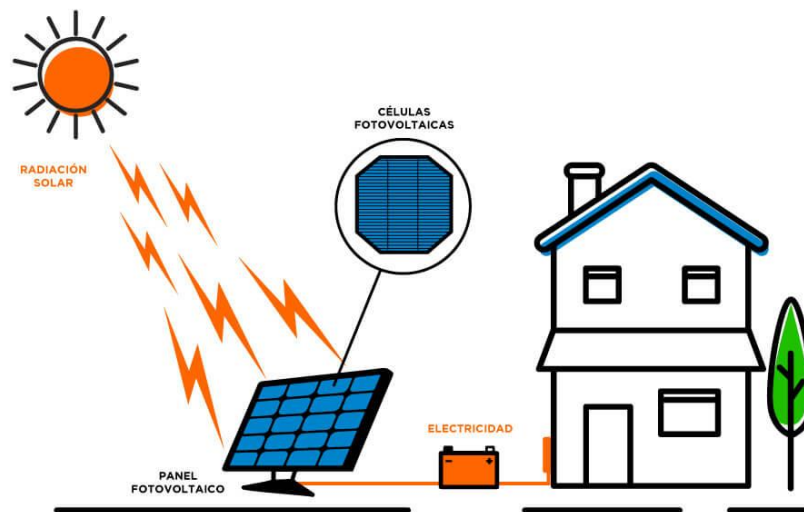
2.2 ENERGIA SOLAR TÉRMICA

La energía solar se cataloga como limpia y abundante, esta se ha convertido en una de las fuentes de energía renovables más importantes, ya que puede ser utilizada para la generación de electricidad o calor, y puede ser captado por medio de captadores como son los heliostatos, celdas fotovoltaicas y colectores solares.

De acuerdo con diferentes fuentes bibliográficas se determina que el flujo de energía total proveniente del sol es aproximadamente $64 \text{ millones } \text{W/m}^2$, del cual, la tierra solo recibe 1.367 W/m^2 , este valor también es conocido como la constante solar. La radiación solar recibida en la tierra es aprovechada de múltiples formas como:

- **Energía solar fotovoltaica.** Es aquella que transforma la radiación solar en electricidad mediante el efecto fotoeléctrico, a partir de las células fotovoltaicas como se evidencia en la figura 1.² Es una de las tecnologías de energías renovables de más rápido crecimiento y desempeña un papel cada vez más importante en la transformación energética mundial. La capacidad total instalada de energía solar fotovoltaica alcanzó los 710 GW en todo el mundo a finales de 2020.

Figura 2. Esquema Energía Solar Fotovoltaica



Fuente: ENERGÍA SOLAR. Dimensionado de sistemas fv aislados. Disponible en: <https://www.energiasolar.lat/category/energia-solar-fotovoltaica>

- **Energía solar térmica.** Aprovecha la radiación directa del sol, transformándola en vapor por medio de colectores o paneles, el proceso de transformación a vapor es posible, gracias a que los sistemas concentran la radiación solar en un punto o eje, los cuales cuentan con un fluido que, al ser calentados por los rayos solares, genera el vapor.

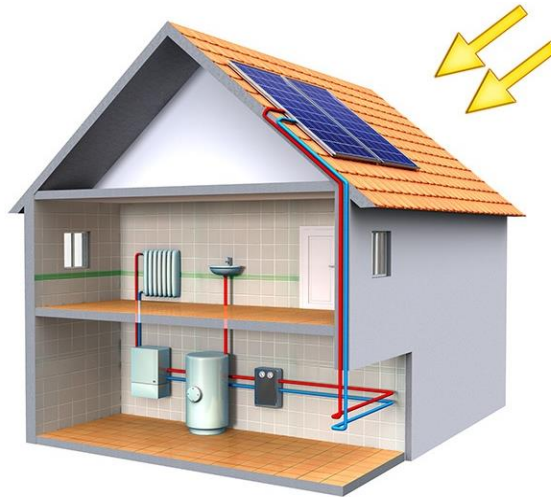
² IRENA, International Renewable Energy Agency, Solar Energy. 2020. Disponible en: <https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Solar-energy>

Este tipo de energía puede ser aplicado en instalaciones pequeñas y grandes como las centrales termoeléctricas. La energía solar térmica se divide en dos tipos de sistemas que serán explicados en el siguiente apartado.

2.2.1 Sistemas de Baja Concentración. Este sistema aprovecha la energía solar para transformarla en energía térmica por medio de un fluido caloportador, son los más utilizados comercialmente, se usan como sistemas de calefacción de casas o para procesos industriales. Estas instalaciones cuentan con subsistemas encargados de producir el agua caliente:

- **Sistema de captación:** Transforma la radiación solar en calor mediante un fluido que circula dentro del captador.
- **Sistema de acumulación:** Almacena la energía térmica producida.
- **Sistemas de intercambio:** Transfiere el calor a los fluidos que circulan la instalación.
- **Sistema de circulación:** Sus elementos principales son las tuberías, las cuales permiten el transporte de la energía producida.
- **Sistema de apoyo:** Encargado de suplir la demanda de calor cuando no se cuenta con la radiación solar necesaria.
- **Sistema de control:** Encargado de mantener el correcto funcionamiento de todos los sistemas.

Figura 3. Esquema Sistema de Baja Concentración



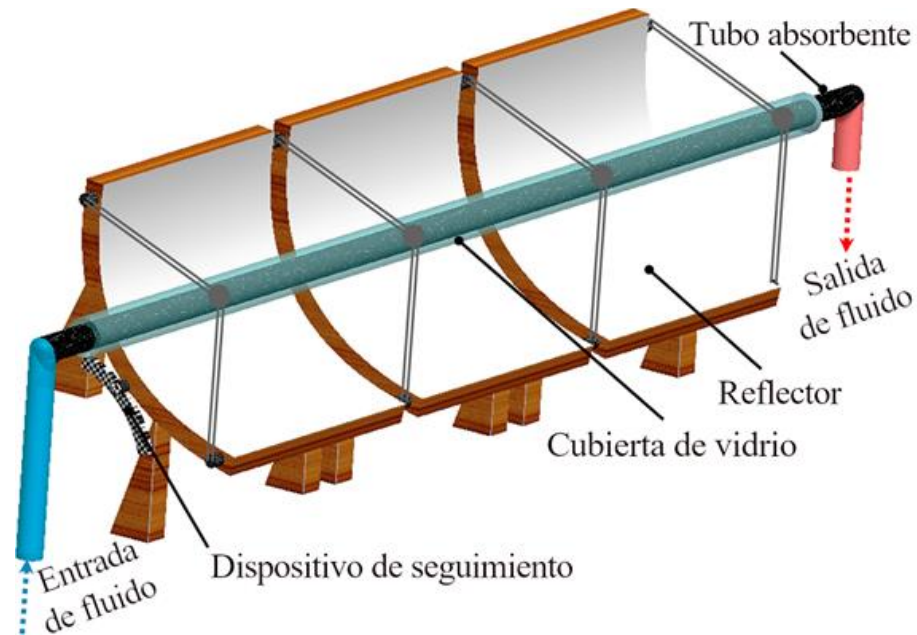
Fuente: FRICOR. Energía solar-térmica. Disponible en: <https://www.fricor.com/es/climatizacion-del-hogar/energia-solar-termica/>

2.2.2 Sistemas de Alta Concentración. Los sistemas de alta concentración es lo que conocemos como las plantas termoeléctricas solares, donde se aprovecha la energía solar mediante la concentración de la radiación solar produciendo vapor o aire caliente de alta temperatura para producir electricidad. Actualmente existen algunos tipos de tecnologías solares:

- **Colectores cilindros-parabólicos.** Esta tecnología capta la energía solar por medio de espejos cilindros parabólicos, los cuales reflejan la radiación solar directa y la concentran en un tubo receptor el cual está ubicado en la línea focal del espejo. Dentro de los tubos circula un fluido de transferencia de calor, el cual absorbe la radiación en forma de calor, ese fluido ingresa por un extremo del sistema a una temperatura y velocidad determinada y debe salir a una temperatura superior, ya que este se utiliza para hervir agua en un generador de turbina de vapor convencional donde se produce la electricidad.

Los principales componentes de esta tecnología son: una estructura, espejo cilindro parabólico, tubo receptor y un sistema de seguimiento solar.

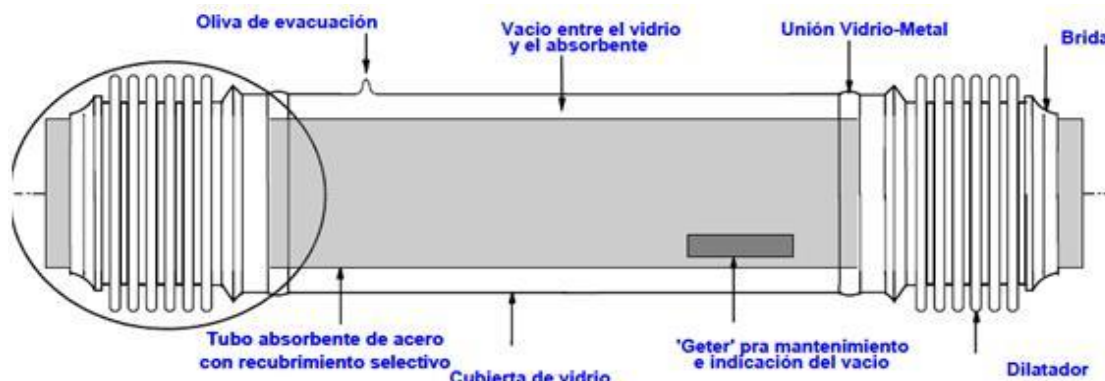
Figura 4. Esquema de Colectores Cilindro Parabólicos



Fuente: CARRIÓN-CHAMBA, W.; MURILLO-TORRES, W. "Una revisión de los últimos avances de los colectores solares térmicos aplicados en la industria," Ingenius, Revista de Ciencia y Tecnología, N.º 27, pp. 59-73, 2022. doi: <https://doi.org/10.17163/ings.n27.2022.06>.

El tubo receptor es uno de los componentes más importantes del sistema, ya que su función es absorber la radiación reflejada por los espejos. Su diseño consiste en dos tubos concéntricos, uno interno el cual es fabricado de metal y es por donde circula el fluido y el exterior es de cristal o vidrio, y debe permitir simultáneamente absorber al máximo la radiación solar y reducir la reflexión de calor del tubo de metal. Adicional el tubo debe tener un grado de absorción mayor al 90%, aproximadamente tienen una longitud de 4 metros y por lo general se usan más 20.000 tubos en las termoeléctricas de gran escala.

Figura 5. Tubo Receptor de Espejos Cilindro Parabólicos

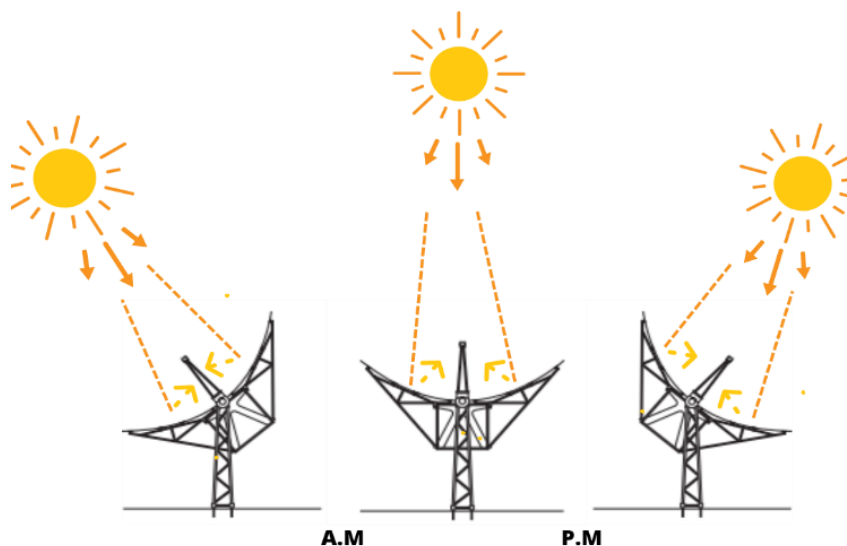


Fuente: ENERGÍAS RENOVABLES. Abengoa compra a Siemens su fábrica israelí de tubos solares. Disponible en: <https://www.energias-renovables.com/termosolar/abengoa-compra-a-siemens-su-fabrica-israeli-20130919>

Otro elemento importante son los espejos cilindro parabólicos, los cuales son fabricados en vidrio curvado con recubrimiento de plata o aluminio y por lo general cuentan con un grosor de 4 milímetros, los espejos se encargan de reflejar la radiación solar hacia el tubo receptor y estos se orientan según la trayectoria del sol.³ Los espejos se agrupan en filas paralelas alineadas a lo largo de un eje norte – sur para que puedan rastrear el sol de este a oeste durante el día, asegurándose que el sol permanezca enfocado en los tubos receptores. El espejo está anclado a la estructura de acero en cuatro puntos diferentes, esta estructura debe ser resistente a la corrosión y disponer de una resistencia mecánica alta. Es importante resaltar que los espejos y elementos de fijación deben tener el mismo coeficiente de dilatación, esto aumentará la vida útil del sistema, incluso si se presentan fluctuaciones extremas de temperatura. Otro elemento esencial es el sistema de seguimiento solar, el cual tiene como objetivo principal aprovechar la mayor parte de horas posibles de luz, estos sistemas de seguimiento pueden ser de uno o dos ejes, trabajando con mecanismos de accionamiento que pueden ser mecánicos, hidráulicos y eléctricos. Normalmente se realizan de un eje ya que es más sencillo, lo cual implica menos costos y menores pérdidas térmicas.

³ PORTELA, Gerardo. Concentrador Cilindro Parabólico. 2018

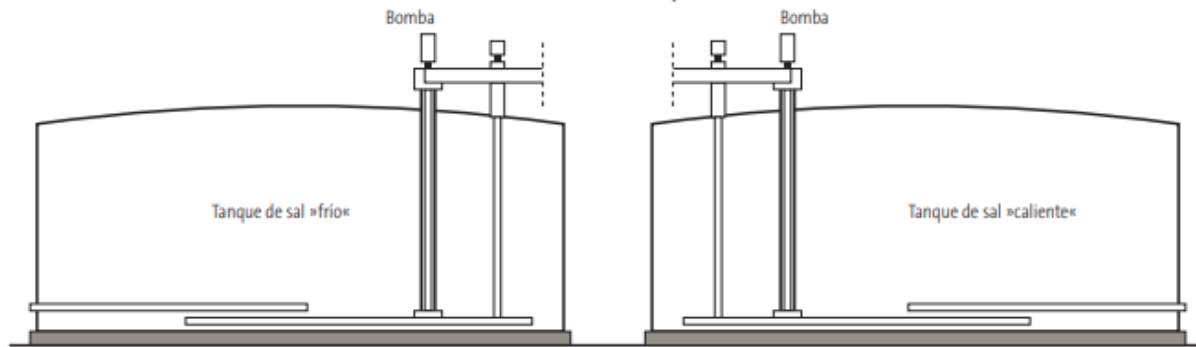
Figura 6. Sistema de Seguimiento de Colectores Cilindro Parabólicos



Estos sistemas generalmente manejan potencias de 30 MW a 320 MW, con temperaturas de operación que superan los 100°C hasta alcanzar 550°C y presiones de 500 psi a 1400 psi. Actualmente algunas termo solares tienen funcionamientos híbridos para reducir las emisiones nocivas para el clima, y de no ser el caso, deben contar con un sistema de almacenamiento térmico que consiste en dos tanques de aproximadamente de 14 metros de altura y 36 metros de diámetro cada uno, donde uno se denomina tanque de sales frías y el otro tanque de sales caliente, los tanques contienen una mezcla de sales inorgánicas compuesta por nitrato sódico al 60% y nitrato potásico al 40%, esta mezcla a temperatura ambiente es sólida y se debe fundir a temperaturas mayores de 220°C⁴. El principio de funcionamiento de los tanques es similar al de un termo, lo que permite mantener caliente la sal durante varias semanas. El calor almacenado en un depósito de sal puede accionar la turbina de la central eléctrica por unas 7,5 horas.

⁴ SOLAR MILLENNIUM AG. 2008. Disponible en: <http://www.solarmillennium.de/>

Figura 7. Sistema de Almacenamiento Térmico



Fuente: SOLAR MILLENNIUM AG. 2008. Disponible en: <http://www.solarmillennium.de/>

- **Receptor Central.** Están conformados por un campo de heliostatos (espejos planos) que siguen la posición del sol, los heliostatos enfocan y concentran la radiación solar en un receptor situado en la parte superior de una torre, que generalmente es un intercambiador de calor. La energía es absorbida por el elemento colector y la transfiere al fluido caloportador con el objetivo de generar vapor que se expande en una turbina acoplada a un generador para producir electricidad. Los componentes de este sistema son: heliostatos, el receptor y la torre. Los heliostatos se encargan de captar y redirigir la radiación solar hacia el receptor, normalmente sus superficies reflectantes están compuestas de vidrio y metal, con un índice de reflectividad del 92%, adicionalmente cuentan con sistema de seguimiento compuesto por dos ejes, donde se aprovecha la máxima radiación posible en las horas disponibles de sol.

El receptor central se encarga de recibir la radiación solar concentrada y transferirla al fluido caloportador y así poder generar el vapor. Los receptores se pueden clasificar según el fluido que circula a través de ellos como: agua (la cual se transforma en vapor saturado), sales fundidas y gases como aire o helio todas estas sustancias aumentan su temperatura. El soporte del receptor es la torre, la cual debe estar a cierta altura y suelen ser construidas de metal o hormigón.

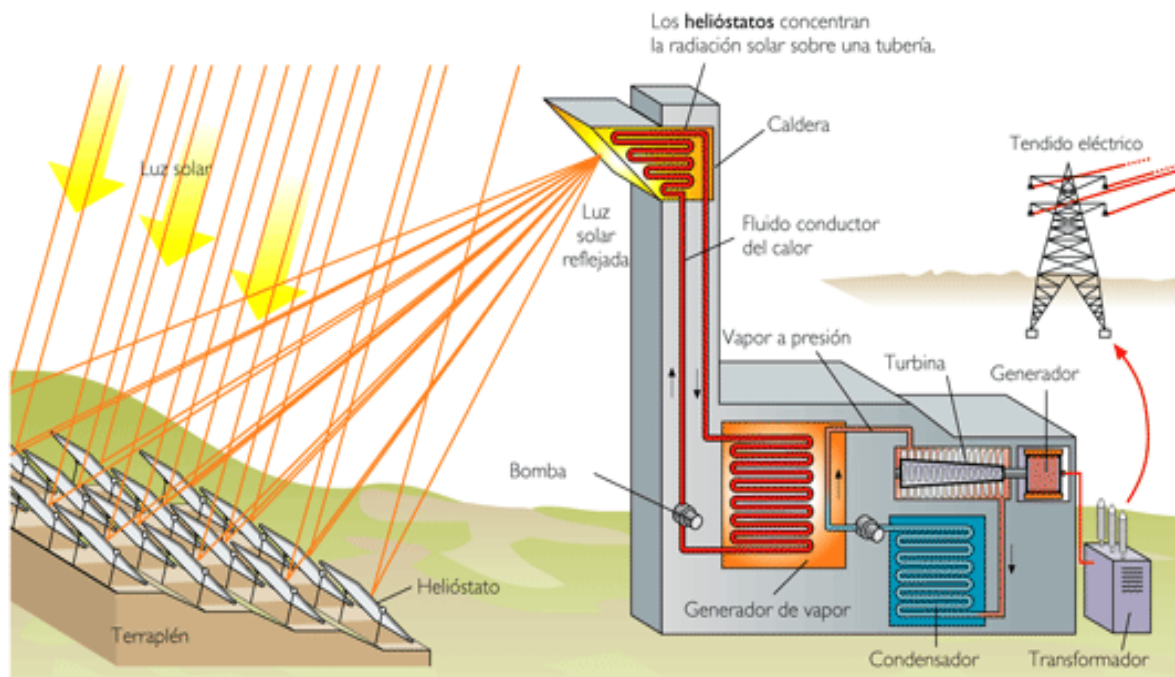
Figura 8. Receptor de Torre Central



Fuente: TOGNOLA, Javier. Fundamentos del sistema "Torre de Energía solar-térmica. Disponible en: <https://keeui.com/2021/02/15/sistema-de-torre-de-energia/>

Los fluidos caloportadores más usados son: el agua, el receptor actúa como una caldera de vapor directo, recibe agua a presión, superior a la atmosférica, y produce vapor recalentado a la misma presión, que se conduce hasta la turbina de vapor. Presenta ventajas, frente a las sales y el sodio fundidos, puesto que trabaja con un circuito único receptor-turbina.

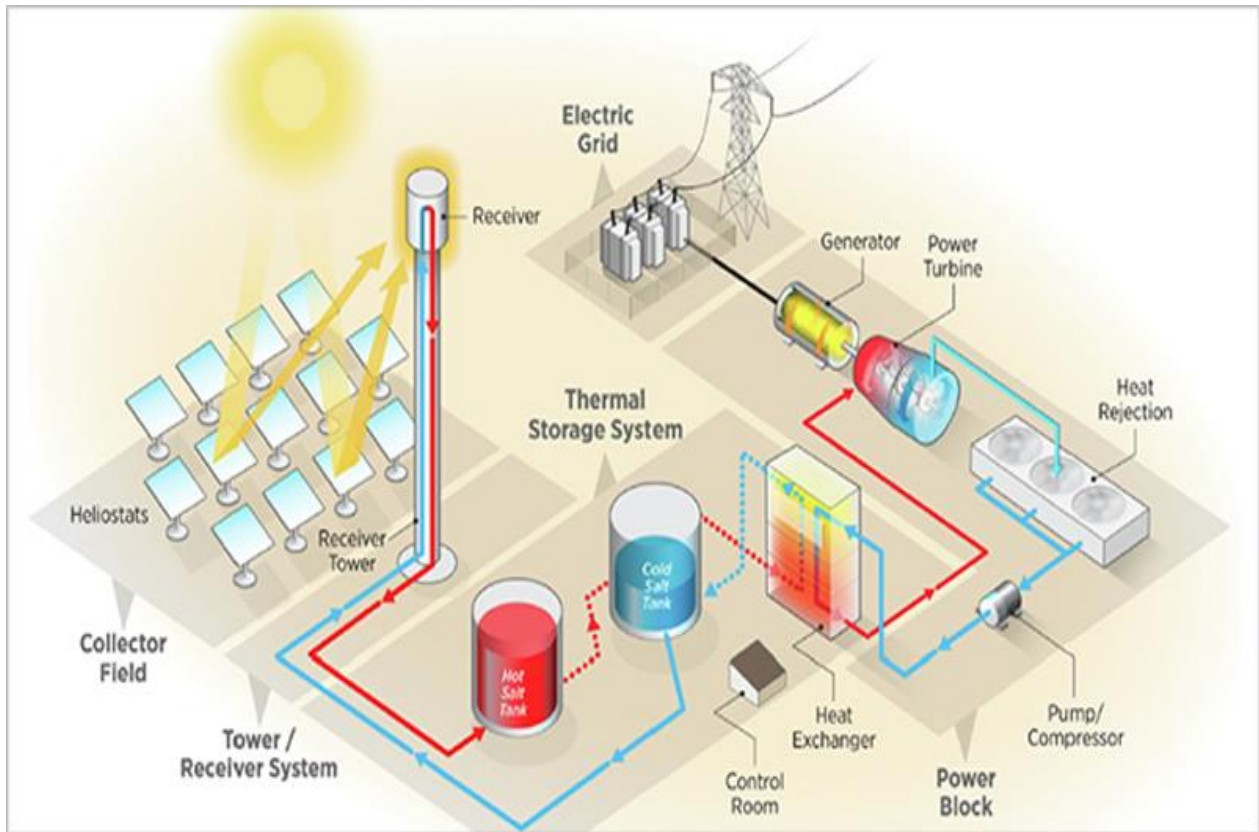
Figura 9. Receptor Central Utilizando Agua como Fluido Caloportador



Fuente: ACSP. La energía solar termoelectrica en el planeta. Disponible en: <https://acsp.cl/2021/02/25/la-energia-solar-termoelectrica-en-el-planeta/>

Por otra parte, las sales fundidas manejan un sistema de almacenamiento de calor, donde inicialmente estas se tienen en un tanque aislado a 290°C de temperatura, estas son impulsadas por una bomba hacia el receptor y así el fluido caloportador cede su calor a las sales y luego estas se almacenan en un tanque de sales caliente a temperaturas iguales o superiores a los 565°C , hasta que se requiera para accionar el generador de vapor. De igual manera e independiente el fluido almacenado en el tanque de sales calientes es transportado por otro sistema de bombeo hasta el generador, el cual cuenta con equipos para calentar el agua, generar el vapor y sobrecalentar ese vapor para alimentar al generador.

Figura 10. Receptor Central utilizando como Sales Fundidas como Fluido Caloportador

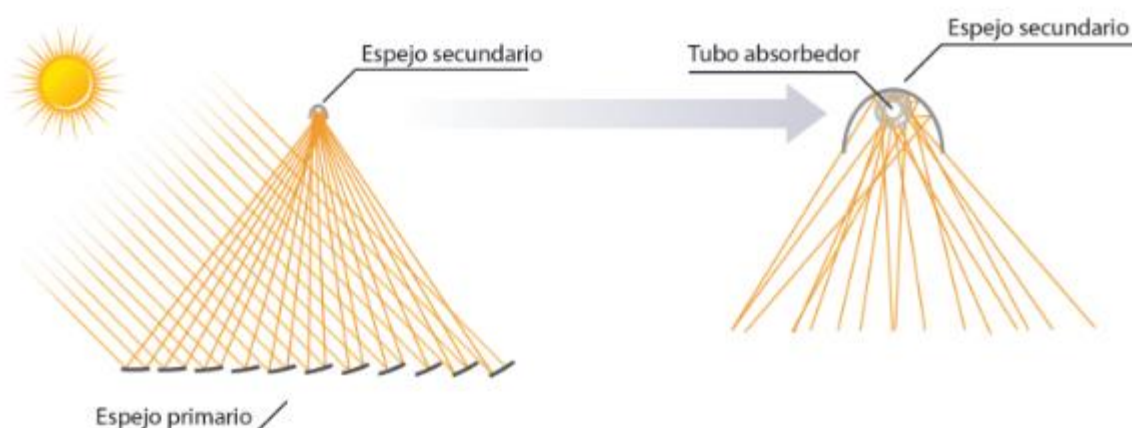


Fuente: SMARTGRIDSINFO. La USAL estudia el potencial de las plantas termosolares en la generación de energía eléctrica. Disponible en: <https://www.smartgridsinfo.es/2021/11/30/usal-estudia-potencial-plantas-termosolares-generacion-energia-electrica>

Este tipo de sistemas generan potencias entre 10 MW a 200 MW, alcanzando temperatura de operación hasta 1.200°C y presiones entre 500 psia a 1.400 psia y una eficiencia en el vapor generado entre 80% a 90%.

- **Colectores de Línea de Fresnel:** Su funcionamiento es muy similar a los cilindros parabólicos, consta de campos de espejos primarios, un tubo absorbedor, un sistema móvil para seguir la trayectoria del sol y algunos cuentan con un espejo secundario para alcanzar concentraciones más altas, las temperaturas de operación que se obtienen varían entre los 150°C a 550°C.

Figura 11. Esquema de Colectores de Fresnel

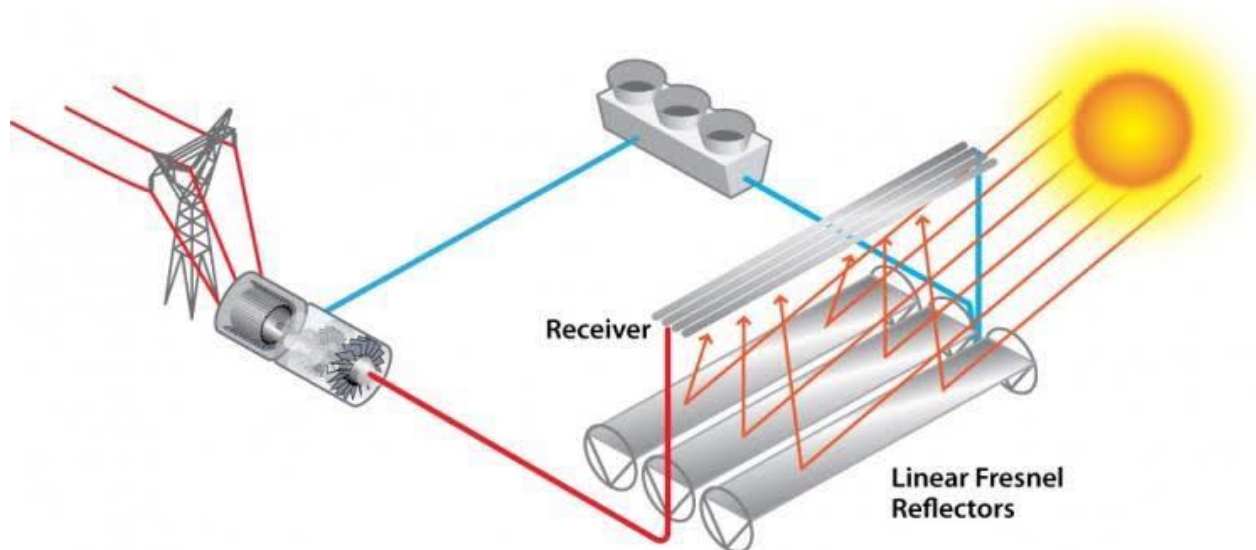


Fuente: INDUSTRIAL SOLAR. Colector Solar Fresnel. Disponible en: <https://www.industrial-solar.de/es/tecnologias-es/colector-solar-fresnel/>

Los rayos son reflejados en una serie de fila de espejos planos que se ubican a 1 metro de la superficie y cada fila cuenta con 60 centímetros de ancho y se crean líneas rectas de espejos que miden al redor de 600 metros a 900 metros, estos simulan una curvatura y reflejan los rayos del sol en un tubo absorbente colgado unos 8 metros por encima del nivel en que se encuentran los espejos reflectores, y el cual es el responsable de la transformación de la radiación en energía térmica y así obtener el vapor, el cual alimenta a una turbina para obtener la energía eléctrica.

Los colectores se construyen con espejos de vidrio planos, haciendo que esta tecnología sea más económica que los cilindros parabólicos, estos espejos al ser más pequeños tienden a tener una baja sensibilidad al viento y al armar las líneas de espejos se pueden colocar muy cerca unas de otras y así se aprovecha el espacio de instalación. Las filas de espejos se controlan mediante motores eléctricos que realizan el seguimiento del sol durante el día en un solo eje de este a oeste. El tubo receptor utilizado en este sistema es similar al usado en los colectores cilindro parabólicos, debe ser concéntrico recubierto por una capa de vidrio o cristal, por este pasa el fluido calor portador que puede ser agua, sales fundidas o aceites térmicos y entra al sistema por la tubería que se fija en la línea focal del reflector.

Figura 12. Esquema de Funcionamiento de Colectores de Fresnel



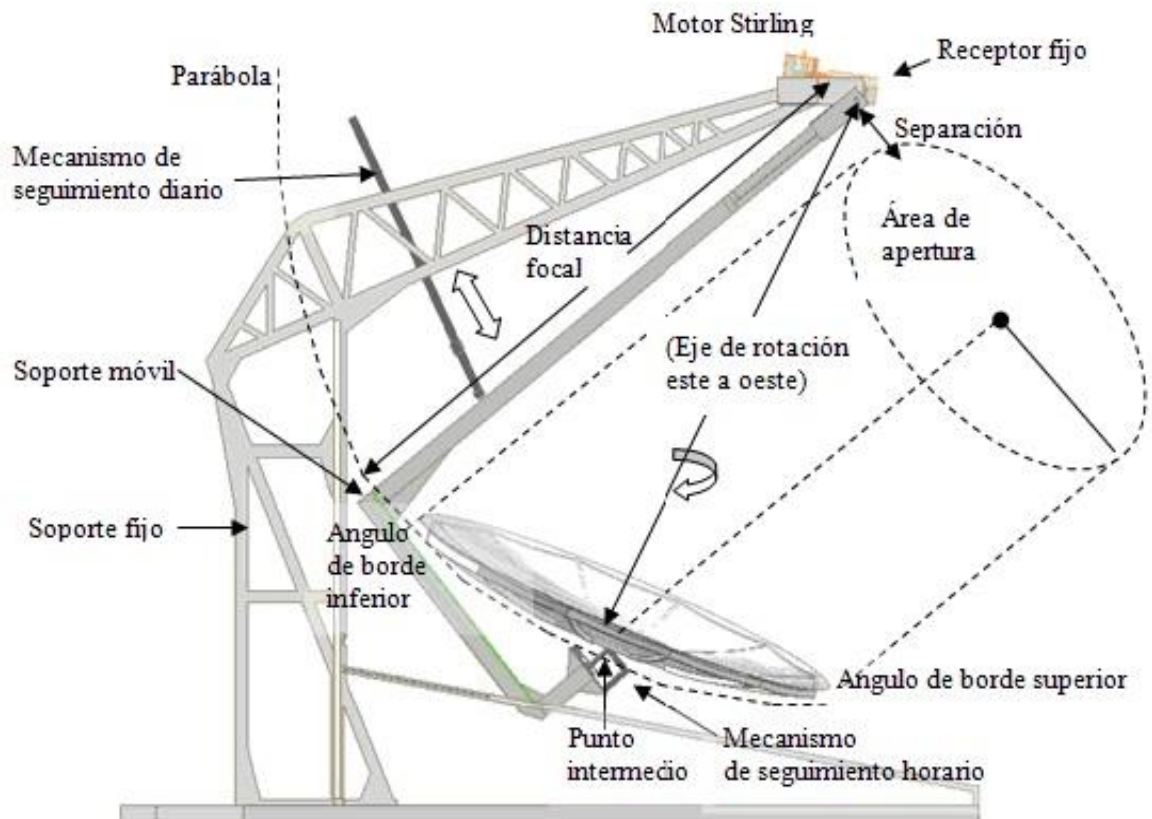
Fuente: SECRETARÍA DE MEDIO AMBIENTE MÉXICO. Cambio Climático. Disponible en: <https://sma.gob.mx/energia-solar/>

- **Centrales de disco parabólico:** Están compuestos por estructuras parabólicas o discos capaces de concentrar la radiación solar sobre un foco ubicado en la superficie de los discos, este aprovecha la energía térmica y la trasmite a un motor usualmente se usa el Stirling como se observa en la figura 13, cuyo funcionamiento será explicado más adelante, cuya finalidad es transformar esa energía en electricidad.

Los discos parabólicos deben contar con un sistema de seguimiento compuesto por dos ejes, que detectan la posición del sol y así tienen mayor captación de la energía solar.

Sus principales componentes son: reflector solar, motor y sistema de seguimiento solar.

Figura 13. Discos Parabólicos con Motor Stirling



Fuente: Trabajo Fin de Grado Grado en Ingeniería de la Energía. Disponible en: <https://docplayer.es/62086795-Trabajo-fin-de-grado-grado-en-ingenieria-de-la-energia.html>

Los reflectores o discos son superficies reflectantes de metal, vidrio o plástico, su índice de reflectividad oscila entre el 90% a 94%, estas superficies tienen una forma geométrica que se caracteriza porque la mayoría de los rayos paralelos al eje son reflejados a un mismo punto focal, el cual es donde se ubica el receptor. El motor es el elemento encargado de transformar la energía solar por el receptor en energía mecánica que posteriormente se transforma en energía eléctrica, los motores más utilizados para este tipo de tecnologías son los Stirling y el ciclo de Brayton.

El motor Stirling, es un motor de combustión externa que presenta ventajas respecto a su durabilidad,⁵ existen dos tipos de motores Stirling: Cinemáticos y de pistón libre. Los motores cinemáticos funcionan con hidrógeno como fluido de trabajo y tienen mayor rendimiento que los motores de pistón libre, estos últimos funcionan con helio y no producen fricción durante su funcionamiento. El motor de ciclo de Brayton es de combustión interna, usa el calor como combustible, calentando el fluido y haciéndolo pasar por una turbina, generando energía mecánica y calor residual presente en la salida de la turbina que se usa para precalentar el aire del compresor y así alcanzar altas eficiencias.

Estos receptores al ser unidades independientes cuentan con una libertad total de movimiento y así poder aprovechar la radiación solar, adicional no requieren fluidos caloportadores simplificando el sistema y pueden alcanzar temperaturas hasta de 1500°C. Cabe resaltar que las tecnologías solares de alta concentración anteriormente descritas no son exclusivas para la generación de energía eléctrica, pueden ser usadas con el fin de generar vapor continuo y ser aplicado en otras industrias.

Tabla 1. Resumen de tecnologías solares térmicas de alta concentración

Tecnología solar térmica	CILINDRO PARABOLICOS	RECEPTOR CENTRAL	COLECTORES DE FRESNEL	DISCO PARABOLICO
Tipo de colector	Espejos parabólicos	Heliostatos	Espejos planos	Espejos
Fluido de trabajo	Agua – Aceite	Sales fundidas - Sodio líquido	Agua – Aceite	Helio – Hidrogeno
Temperatura (°C)	100 a 450	> 565	100 a 300	Hasta 1.500
Presión (psia)	500 a 1.400	500 a 1.400	100 a 400	N/A
Potencia (MW)	30 a 320	10 a 200	5 a 30	N/A

⁵ NAYEF, M. Renewable Energy at Kuwait Great Burgan Oil Field. SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. 2013. doi:10.2118/164169-ms

Tecnología solar térmica	CILINDRO PARABOLICOS	RECEPTOR CENTRAL	COLECTORES DE FRESNEL	DISCO PARABOLICO
Uso de la tierra (toneladas de vapor por día por hectárea)	6	12	24	N/A
Capacidad almacenamiento térmico (Horas)	0 a 7,5	1 a 1,5	0,5	N/A
Tiempo de vida (años)	30	30	N/A	> 15

2.3 PROYECTOS DE APLICACIÓN DE TECNOLOGÍAS ALREDEDOR DEL MUNDO

A lo largo de la última década la energía solar térmica cada vez ha sido más implementada, alcanzando un porcentaje considerable de suministros de energía a nivel mundial, y se prevé que para el año 2030 ese suministro alcance un 6% de la demanda global. Actualmente Estados Unidos y España representan el 90% de la capacidad instalada, donde se destacan diferentes proyectos descritos a continuación:

- **DIVANPAH SOLAR ENERGY GENERATING (ISEGS).** Es un proyecto de 386 megavatios formado por tres centrales termo solares de torre central ubicado en el desierto de Mojave de california⁶. La Central Eléctrica 1 de ISEGS es una central nominal de 120 MW situada en aproximadamente 914 acres y consta de 53.500 helióstatos; la Central Eléctrica 2 es una central nominal de 133 MW situada en aproximadamente 1.097 acres y consta de 60.000 helióstatos; y la Central Eléctrica 3 es una central nominal de 133 MW situada en aproximadamente 1.227 acres y contiene 60.000 helióstatos⁷. Se espera que Ivanpah genere 940.000 megavatios por hora de energía limpia al año y evite 500.000 toneladas métricas anuales de emisiones de dióxido de carbono.

⁶ CALIFORNIA ENERGY COMMISSION. Powers plants, IVANPAH SOLAR ENERGY GENERATING. 2023. <https://www.energy.ca.gov/powerplant/solar-thermal/ivanpah-solar-energy-generating>

⁷ ENERGY. Ivanpah. Disponible en: <https://www.energy.gov/lpo/ivanpah>

Figura 14. Planta Termo Solar Ivanpah



Fuente: BrightSource Energy. Disponible en: <http://www.brightsourceenergy.com>

- **SOLANA:** Es una planta de colectores cilindro parabólicos con capacidad instalada de 280 MW y almacenamiento de energía térmica, está construida a las afueras de Phoenix, en Arizona. El campo solar cubre 3 km² con aproximadamente 3.200 espejos de colectores cilindro parabólicos. Los colectores tienen unos 7,62 metros de ancho, 152,4 metros de largo y 10 metros de alto. El almacenamiento térmico proporciona hasta 6 horas de energía para ser utilizada después de la puesta del sol o si está nublado. El consumo de agua es casi un 75 % menor que cuando la superficie se utiliza para el sector agrícola.⁸

⁸ ABENGOA. SOLANA. 2013. Disponible en: https://www.abengoa.com/export/sites/abengoa_corp/resources/pdf/noticias_y_publicaciones/20131211_factsheet_solana_es.pdf

Figura 15. Planta Termo Solar Solana



Fuente: ENERGÍAS RENOVABLES. Arizona: Solana, la planta solar que produce de noche. Disponible en: <https://www.energias-renovables.com/termosolar/arizona-solana-la-planta-solar-que-produce-20131022>

- **ANDASOL.** Es una planta de energía solar donde utilizan colectores cilindro parabólicos, ubicada en Europa al este de Guadix, en Andalucía, la planta cuenta con tres instalaciones cada una con una capacidad de 50MW, generando un total de 450 GW por hora al año⁹. El campo solar cuenta con un área de 510.120 m², donde se utilizaron 209.664 espejos parabólicos, 22.464 tubos receptores cada uno de 4 metros de largo y 624 unidades de sensores solares y con una capacidad de almacenamiento térmico de 28.500 toneladas de sales el cual proporciona hasta 7,5 horas y anualmente se evita una producción de alrededor de 450.000 toneladas de dióxido de carbono (CO₂).

⁹ SOLAR MILLENNIUM AG. Andasol. 2008. Disponible en: <http://www.solarmillennium.de/>

Figura 16. Planta Termo Solar Andasol



Fuente: SOLAR MILLENNIUM AG. Andasol. 2008. Disponible en: <http://www.solarmillennium.de/>

Tabla 2. Aplicación de Energía Solar Térmica de Alta Concentración en el Mundo

Capacidad (MW)	Nombre	País	Tipo de tecnología	Fluido de transferencia de calor	Almacenamiento Térmico	Notas
75	Martin next generation energy center	USA	Cilindro parabólico	Aceite	N/A	Finalizada en 2010
64	Nevada solar one	USA	Cilindro parabólico	Aceite	0.5 horas de almacenamiento	Finalizada en 2017
150	Solnova	España	Cilindro parabólico	Aceite (a 393°C)	Combustible fósil (hibrido)	Tres plantas construidas entre 2009 – 2010
150	Andasol solar power	España	Cilindro parabólico	Andasol 1 / 2 (bifenilo o 293°C – 393°C) Andasol 3 (aceite 293°C – 393°C)	7.5 h de almacenamiento por sales	Tres plantas con 50MW cada una

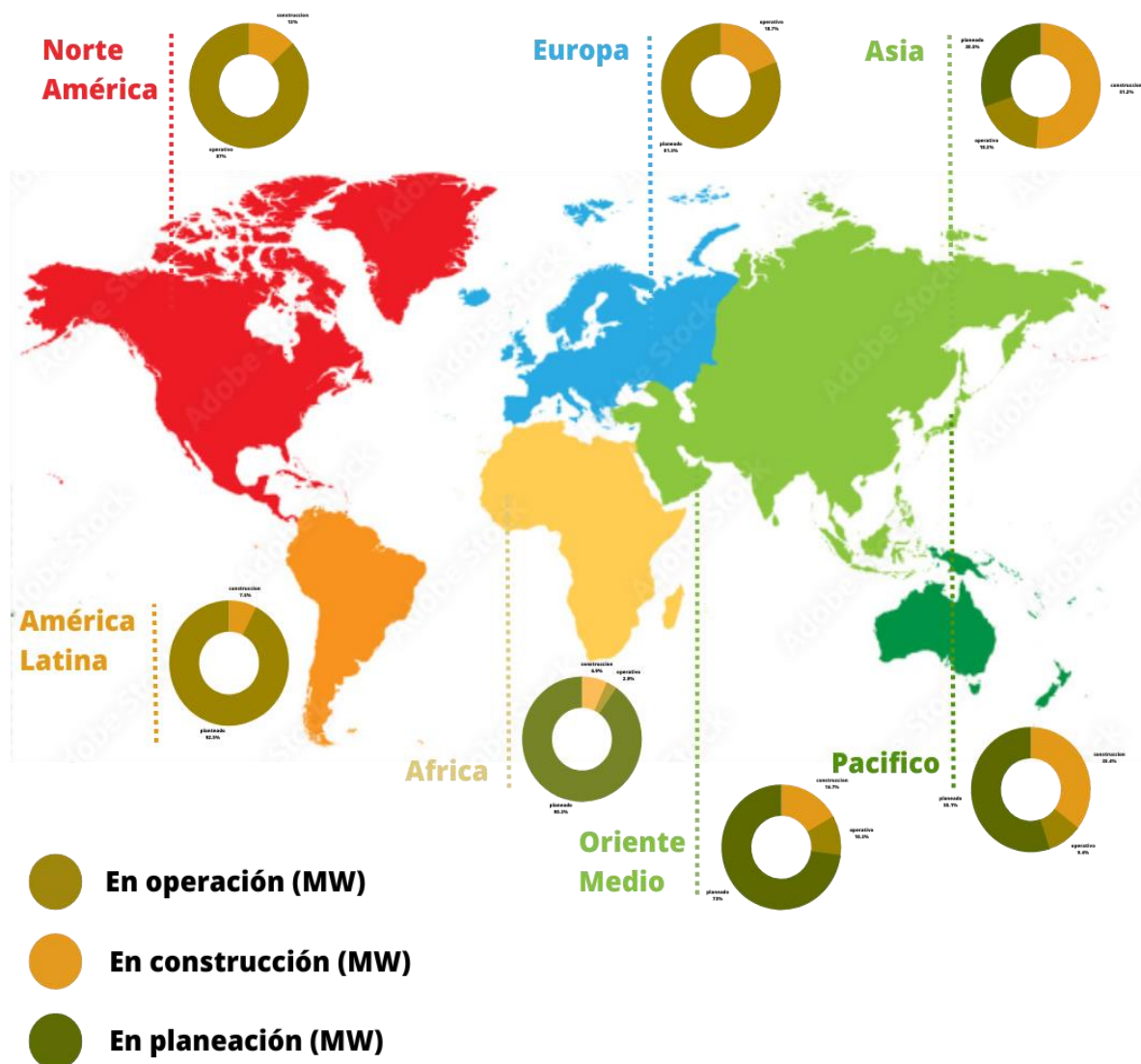
Capacidad (MW)	Nombre	País	Tipo de tecnología	Fluido de transferencia de calor	Almacenamiento Térmico	Notas
100	Palma de rio solar power	España	Cilindro parabólico	bifenilo 293°C – 393°C)	N/A	Dos plantas con 50MW cada una
100	Manchasol solar powet	España	Cilindro parabólico	bifenilo (293°C – 393°C)	7.5 horas de almacenamiento por sales	Dos plantas con 50MW cada una
100	Aste solar power	España	Cilindro parabólico	Aceite (293°C – 393°C)	8 horas de almacenamiento por sales	Dos plantas con 50MW cada una
100	Helioenergy solar power	España	Cilindro parabólico	Aceite (293°C – 393°C)	Combustible fósil (hibrido)	Dos plantas con 50MW cada una
50	La florida	España	Cilindro parabólico	bifenilo (293°C – 393°C)	7.5 horas de almacenamiento por sales	Finalizada en 2010
30	Puerto errado 2	España	Colector línea de Fresnel	Agua (140°C – 270°C)	0.5 horas de almacenamiento	finalizado en 2012
20	PS20 solar power tower	España	Torre central	Agua (250°C – 300°C)	1 hora de almacenamiento	Finalizado en 2009
11	PS10 solar power tower	España	Torre central	Agua (250°C – 300°C)	1 hora de almacenamiento	Finalizado en 2007, la primera planta de este tipo
0.25	Shiraz solar power	Irán	Cilindro parabólico	Aceite	Combustible fósil (hibrido)	Finalizado en 2008, primera planta de Irán
2	Archimide solar power	Italia	Cilindro parabólico	Sales (290°C – 550°C)	8 horas de almacenamiento por sales	Finalizada en 2010

Capacidad (MW)	Nombre	País	Tipo de tecnología	Fluido de transferencia de calor	Almacenamiento Térmico	Notas
2	Liddel power station solar	Australia	Colector línea de Fresnel	Agua	N/A	Finalizada en 2007
1.5	Jülich solar tower	Alemania	Torre central	Aire a 700°C	1.5 horas de almacenamiento	finalizado en 2008
354	Solar energy generating systems	USA	Cilindro parabólico	Aceite (349°C – 390°C)	N/A	9 plantas finalizadas en 1984
5	Kimberlina solar thermal	USA	Colector línea de Fresnel	Agua	N/A	Finalizada en 2008
5	Sierra sun tower	USA	Torre central	Agua (218°C – 440°C)	N/A	Finalizada en 2009
1	Saguaro solar power	USA	Cilindro parabólico	Xceltherm*600 (120°C-300°C)	Gas natural (hibrido)	Finalizada en 2006
1.5	Maricopa solar	USA	Disco parabólico	N/A	N/A	Finalizada en 2010

Fuente: Adaptado de TIAN, Y., & ZHAO, C. Y. A review of solar collectors and thermal energy storage in solar thermal applications. 2013. Applied Energy, 104, 538 553. doi:10.1016/j.apenergy.2012.11.051

En la tabla número 2, se relacionan algunos de los proyectos desarrollados a nivel mundial, donde se muestra el tipo de tecnología y la capacidad generada por cada una de ellas, demostrando que a lo largo de los años estas tecnologías han alcanzado cierta madurez respecto a su construcción y funcionamiento.

Figura 17. Potencial de Energía Solar Térmica Mundial



Fuente: adaptado de ENERGÍAS RENOVABLES. La termosolar saca pecho. 26 de julio de 2016. Disponible en: <https://www.energias-renovables.com/termosolar/la-termosolar-saca-pecho-20160726>

2.4 IMPLEMENTACIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR TÉRMICA EN LA INDUSTRIA PETROLERA

La energía solar térmica se ha utilizado como alternativa para la generación de vapor continuo, que actualmente se realiza a partir del gas natural, donde se han realizado diferentes proyectos los cuales serán descritos en este capítulo.

Estos proyectos se han realizado en campos de crudos pesados y además en zonas donde la radiación solar directa supera los 4,2KWh/m²/día. Algunos de los casos más representativos hasta la actualidad se han realizado en California y Omán, donde se utilizaron diferentes tecnologías para captar la radiación solar y generar vapor.¹⁰

- **Campo Mckittrick.** En febrero del año 2011 se dio inicio por la empresa Glass point en asociación a la operadora Berry Petroleum, donde se construyó el primer proyecto de *EOR* de inyección de vapor a partir de la energía solar térmica, donde se usó la tecnología de colectores cilindro parabólicos. El proyecto tuvo un área total de 640 m², los cuales generaron una potencia de 300 KW que equivalen a 0.0003 MW térmicos capaces de generar alrededor de 1 MMBTU por hora con el fin de complementar el gas natural como principal fuente de consumo para la generación de vapor, reduciendo un aproximado de 103 toneladas de dióxido de carbono al año.¹¹

Figura 18. Proyecto en Campo Mckittrick



Fuente: GLASSPOINT. Mckittrick. Disponible en: <https://www.glasspoint.com/projects/mckittrick>

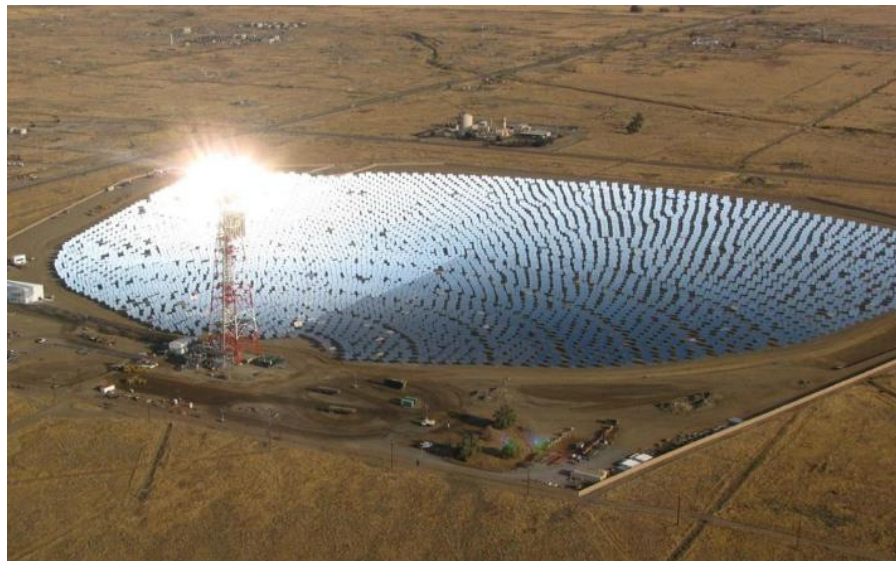
¹⁰ TEMIZEL, C., IRANI, M., CANBAZ, C. H., PALABIYIK, Y., MORENO, R., BALIKCIOGLU, A., DIAZ, J. M., ZHANG, G., WANG, J., & ALKOUH, A. Technical and Economical Aspects of Use of Solar Energy in Oil & Gas Industry in the Middle East. Day 2 Tue, December 11, 2018.

¹¹ GLASSPOINT. Mckittrick. Disponible en: <https://www.glasspoint.com/projects/mckittrick>

- **Campo Coalinga.** En el año 2011 la operadora Chevron en asociación con BrightSource Energy, INC, anunciaron la construcción de un Proyecto piloto para inyección de vapor continua a partir de la energía solar térmica utilizando la tecnología de Receptor solar. El proyecto tuvo un área de 404.860 m² utilizando 3.822 unidades de heliostatos, cada uno con una dimensión de 15 m², los cuales enfocan la luz solar a una torre solar ubicada a una altura de 99,66 metros.

Este proyecto generó una potencia de 29 MW térmicos, los cuales proporcionaron aproximadamente el 5% del vapor necesario para producir 8.700 barriles por día de crudo pesado con una gravedad API de 9 a 14 grados, con una calidad de vapor del 60% a temperaturas de 260°C con presiones de 700 psi.

Figura 19. Proyecto Coalinga, California



Fuente: BRIGHTSOURCE ENERGY, Disponible en: <http://www.brightsourceenergy.com>

- **Campo Amal West, Omán.** En el año 2013 la empresa Petroleum Developme Omán empezó la construcción de un proyecto piloto de generación de vapor a partir de la energía solar térmica en asociación de la empresas de energía Glass Point, el motivo de iniciación de este proyecto fue debido al déficit de gas natural en la región y la reducción de emisiones CO₂, el proyecto solar *EOR* se realizó utilizando la tecnología

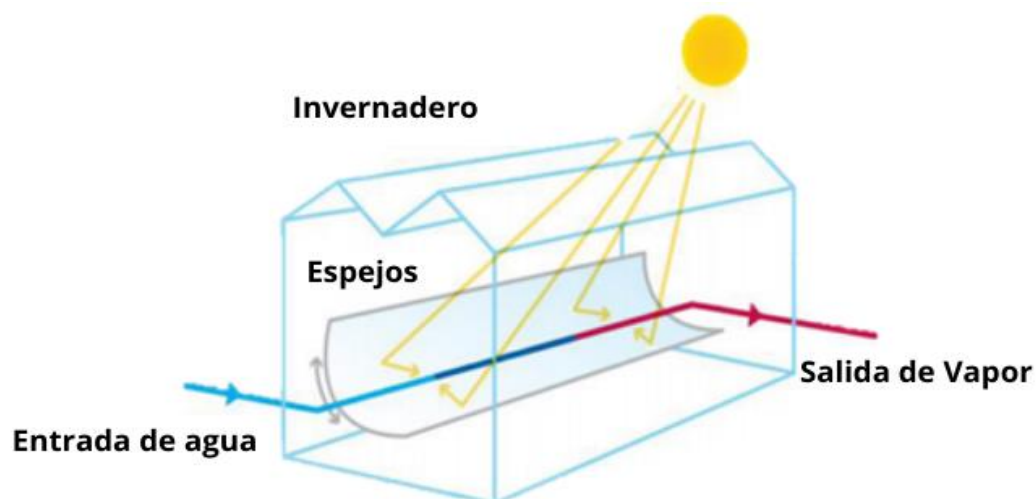
de espejos cilindro parabólicos, los cuales concentran la radiación solar en tubo receptor que conducen el agua con el fin de ser calentada para producir vapor y así ser llevado a los pozos inyectoros. El proyecto fue construido dentro de invernaderos de vidrio con robots automatizados para autolimpiarse, con el objetivo de proteger los espejos del polvo.

Debido a la ubicación geográfica del campo se obtendrían tasas de suciedad muy altas, afectando la captación de calor. La planta solar tuvo un área de 17.280 m² con una potencia máxima de 9 MW térmicos, las cuales generaron 14.000 toneladas de vapor en los primeros doce meses de implementación. Actualmente genera 50 toneladas de vapor al día lo que equivale aproximadamente a 600.000 BTU/H, lo que ha generado un ahorro de 47.437 Millones de BTU gas natural por año y reduciendo 2.514 toneladas de emisiones de CO₂ al año aproximadamente.

Debido a los resultados satisfactorios que se obtuvieron en el plan piloto, en el año 2017 inició la construcción de una planta solar *EOR* en el campo Miraah, con 36 edificios de invernadero generando una capacidad de 1.000 MW térmicos capaz de generar aproximadamente 6.000 toneladas de vapor diarias, lo cual equivale a 72.000.000 BTU/H. Cabe resaltar que uno de los factores importantes para que estos proyectos tuvieran éxito estuvo asociado a la radiación normal directa que recibe Omán que está en un rango de los 2.000 a 2.500 KWh/m² al año. En la figura 20, se expone el modelo de espejo cilindro parabólico usado en los campos de Omán dentro del invernadero de vidrio¹².

¹² TEMIZEL, IRANI, CANBAZ, PALABIYIK, MORENO, BALIKCIOGLU, DIAZ, ZHANG, WANG, & ALKOUH, Op. Cit.

Figura 20. Glass Point Solar en Omán



Fuente: TEMIZEL, C., IRANI, M., CANBAZ, C. H., PALABIYIK, Y., MORENO, R., BALIKCIOGLU, A., DIAZ, J. M., ZHANG, G., WANG, J., & ALKOUH, A. Technical and Economical Aspects of Use of Solar Energy in Oil & Gas Industry in the Middle East. *Day 2 Tue, December 11, 2018*, D022S028R001. Disponible en: <https://doi.org/10.2118/193768-MS>

Figura 21. Proyecto Solar en Omán



Fuente: AL-MAAITAH, A. Utilization of the Innovative A.S.C. Technology for 24/7 Solar Enhanced Oil Recovery. *Day 1 Mon, November 09, 2020*, D012S116R100. Disponible en: <https://doi.org/10.2118/202893-MS>

En la tabla 3, se evidencia el resumen de los proyectos en diferentes países donde se implementó energía solar como método de recobro, comparando su capacidad de generación de vapor.

Tabla 3. Proyectos Solares EOR en la Industria Petrolera

	21Z condado de Kern	Coaliga	Amal west
Tecnología solar	Colectores cilindros parabólicos	Receptor central	Colectores cilindros parabólicos
Ubicación	Campo Mckittrick, California	Campo coaliga, california	Campo Amal west, Omán
Capacidad térmica	0,0003 MW	29 MW	9 MW
Inicio de funcionamiento	Febrero de 2011	Octubre 2011	Febrero 2013

Fuente: TEMIZEL, C., IRANI, M., CANBAZ, C. H., PALABIYIK, Y., MORENO, R., BALIKCIOGLU, A., DIAZ, J. M., ZHANG, G., WANG, J., & ALKOUH, A. Technical and Economical Aspects of Use of Solar Energy in Oil & Gas Industry in the Middle East. Day 2 Tue, December 11, 2018, D022S028R001. Disponible en: <https://doi.org/10.2118/193768-MS>

Al concluir la revisión bibliográfica se identificó que un estudio de estas características no se ha realizado en Colombia hasta la fecha, haciendo estas alternativas interesantes como métodos de generación de vapor, la cual aportaría un paso más hacia a la transición energética del país, resaltando que la tecnología solar de alta concentración más viable para aplicar a este estudio son los cilindro parabólicos, debido a que ya se han realizado diferentes proyectos para la generación de energía eléctrica y de vapor.

2.5 REQUERIMIENTOS PARA EL USO DE TECNOLOGÍAS SOLARES EN UN POZO PETROLERO

Teniendo en cuenta la revisión bibliográfica realizada en capítulos anteriores, se evidencia que la implementación de estas tecnologías en campos petroleros está asociada a diferentes criterios o parámetros que serán descritos en este capítulo.

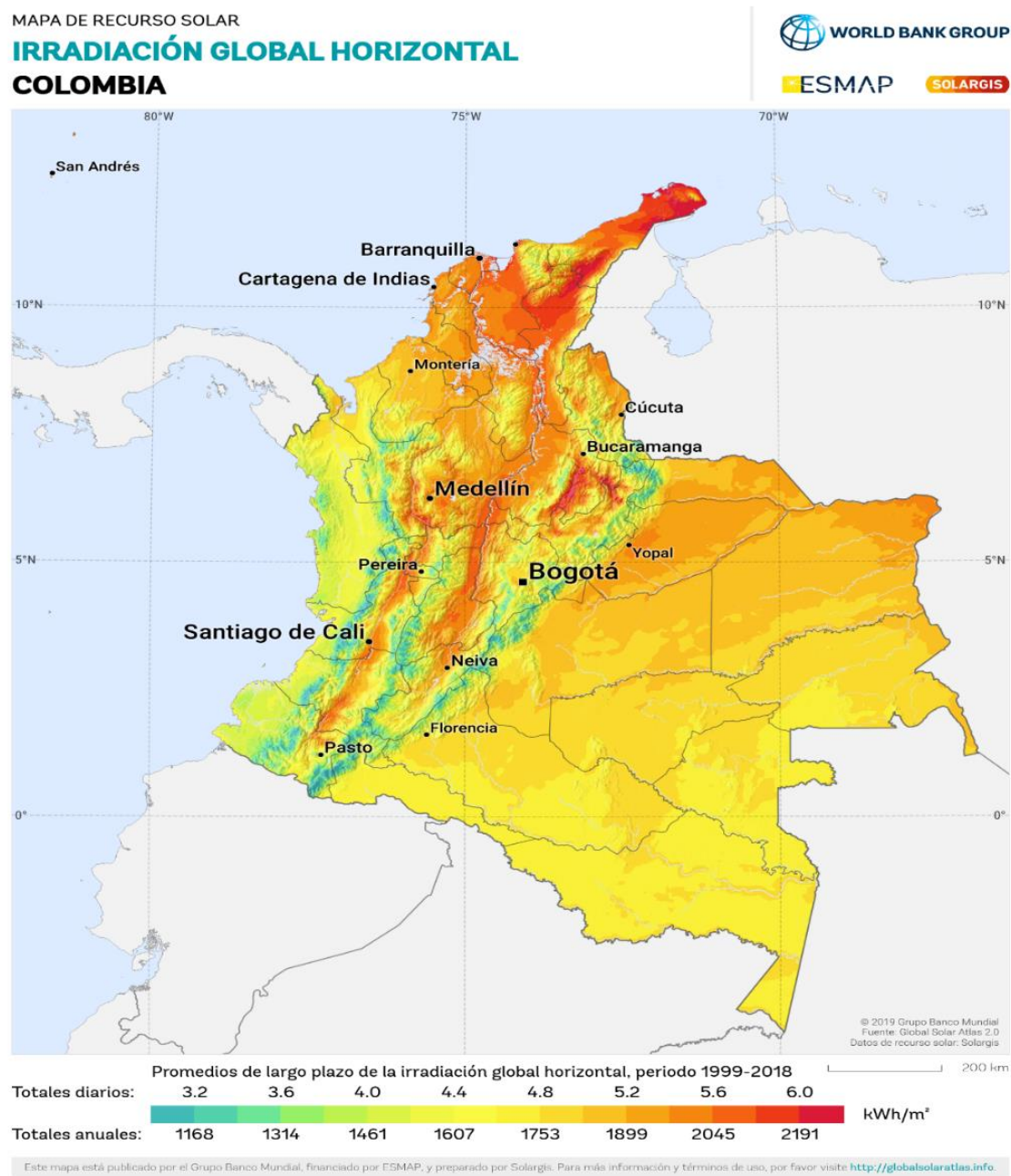
Tabla 4. Criterios para la Aplicación de Proyectos Solar EOR en Campos

Método de recobro implementado		Inyección de Vapor
Radiación solar (Kwh/m ² /día)		4,2
Propiedades petrofísicas del yacimiento y fluidos	Profundidad (pies)	< 4.000
	Gravedad API	< 25°

Fuente: MEDINA CASAS, M. P., GUTIÉRREZ RAMÍREZ, A. M., AMORIN FIGUEROA, M. P., ESCOBAR MACUALO, F. H., & GUERRERO MARTIN, C. A. Selección de campos para la implementación de solar EOR como proceso térmico de recobro mejorado en Colombia. Fuentes, El reventón energético, 17(2), 27–37. 2019. Disponible en: <https://doi.org/10.18273/revfue.v17n2-2019004>

Teniendo en cuenta estos criterios, se realiza una comparación en zonas de Colombia donde la radiación solar mínima superen el valor de 4,2 KWh/m²/día, la cual es la mínima cantidad que se requiere para que una zona sea atractiva para la implementación de estas tecnologías, la comparación se realiza a través del Atlas interactivo de IDEAM y el mapa de irradiación solar de SOLARGIS, donde se logra visualizar y ubicar las zonas en Colombia con mayor radiación solar, como se relaciona en la figura 22.

Figura 22. Mapa Irradiación Solar de Colombia



Fuente: GLOBAL SOLAR ATLAS 2.0. Mapa de recursos solares de Colombia. © 2020 The World Bank, Source. Solar resource data: Solargis.

En la tabla 5, se realiza la transcripción de los valores de radiación solar en KWh/m²/día y KWh/m²/año, con el fin comparar los datos de una forma más clara.

Tabla 5. Departamentos de Colombia con Radiación Solar más alta.

Departamento	Radiación diaria promedio KWh/m ² /día	Radiación anual estimada KWh/ m ² /año
Casanare	5,0 – 5,5	1.825 – 2.007
Boyacá	4,5 – 5,0	1.642 – 1.825
Antioquia	4,5 – 5,0	1.642 – 1.825
Meta	4,5 – 5,0	1.642 – 1.825
Bolívar	5,0 - 5,5	1.825 - 2.007
Tolima	5,0 - 5,5	1.825 - 2.007
Vichada	5,0 - 5,5	1.825 - 2.007
Guajira	5,5 – 6,0	2.007 – 2.190
Cesar	5,5 – 6,0	2.007 – 2.190
Magdalena	5,0 – 6,0	1.825 – 2.190
Atlántico	5,0 – 6,0	1.825 – 2.190

Fuente: MEDINA CASAS, M. P., GUTIÉRREZ RAMÍREZ, A. M., AMORIN FIGUEROA, M. P., ESCOBAR MACUALO, F. H., & GUERRERO MARTIN, C. A. Selección de campos para la implementación de solar EOR como proceso térmico de recobro mejorado en Colombia. Fuentes, El reventón energético, 17(2), 27–37. 2019. Disponible en: <https://doi.org/10.18273/revfue.v17n2-2019004>

En la tabla 5, evidencia los departamentos de interés, estos cumplen con los niveles de radiación necesarios para la implementación de la tecnología solar térmica. La selección de los campos colombianos dentro de esas zonas que utilizan como mecanismo recobro mejorado la inyección de vapor y sus propiedades petrofísicas se asemejen a las requeridas, como se relaciona en la tabla 6.

Tabla 6. Campos donde Podría Aplicar Tecnología Solar Térmica

Campo	Departamento	Cuenca	API (°)	Profundidad (pies)	Método de recobro
Chichimene	Meta	Llanos Orientales	8,93°	7.700 – 8.300	Combustión in situ

Campo	Departamento	Cuenca	API (°)	Profundidad (pies)	Método de recobro
Girasol	Boyacá	Valle medio del Magdalena	11,4°	1.200 -2.600	Inyección cíclica de vapor
Jazmín	Boyacá	Valle medio del Magdalena	11,5° – 12,5°	1.200 – 2.500	Inyección cíclica de vapor
Moriche	Boyacá	Valle medio del Magdalena	12,4° – 15,8°	1.400 – 2.500	Inyección cíclica de vapor
Nare	Antioquia	Valle medio del Magdalena	12,5°	1.400 – 2.500	Inyección cíclica de vapor
Quifa	Meta	Llanos Orientales	13,9°	2.500 – 3.000	Combustión seca directa
Teca – Cocorná	Antioquia	Valle medio del Magdalena	12,5°	1.300 – 2.600	Inyección cíclica y continua de vapor

Fuente: MEDINA CASAS, M. P., GUTIÉRREZ RAMÍREZ, A. M., AMORIN FIGUEROA, M. P., ESCOBAR MACUALO, F. H., & GUERRERO MARTIN, C. A. Selección de campos para la implementación de solar EOR como proceso térmico de recobro mejorado en Colombia. Fuentes, El reventón energético, 17(2), 27–37. 2019. Disponible en: <https://doi.org/10.18273/revfue.v17n2-2019004>

Al exponer cada uno de los criterios de selección realizados, se logra evidenciar que los campos de la cuenca del Valle del Magdalena Medio son atractivos para implementar mecanismos solares *EOR* debido a que presenta pozos someros, por tal razón , el campo seleccionado para el estudio es Teca – Cocorná, candidato para la implementación de energía solar térmica para la generación de vapor, ya que se han implementado proyectos pilotos del método de inyección continua de vapor, facilitando el estudio de aplicación como se ha realizado en otros países.

La selección del campo de estudio involucra un análisis comparativo de las propiedades asociadas al campo Teca-Cocorná en Colombia y el campo Amal West ubicado en Omán, donde actualmente se implementa la tecnología solar térmica como método de generación de vapor para inyección continua. La tabla 7 presenta los criterios seleccionados para la comparación.

Tabla 7. Comparación Campo Teca-Cocorná vs Campo Amal West

Campo	Teca-Cocorná	Amal West
Ubicación	Puerto Boyacá	Omán
Gravedad API @ 60°F	12,5°	16°
Espesor neto (pies)	33 – 144	65.6
Profundidad (pies)	1.300 - 2.600	1.500 - 2.700
Porosidad (%)	25 – 29	30
Permeabilidad (mD)	0,6 – 1	1
Temperatura del yacimiento (°F)	100	120
Radiación solar (KWh/m²/año)	1.642 – 1.825	2.000 – 2.500

Teniendo en cuenta los criterios comparativos evaluados anteriormente, se evidencia que el campo seleccionado cuenta con similitud en sus propiedades con el campo de referencia, presentando algunos valores aproximados o dentro del rango establecido para cada uno de los campos. Por tanto, se confirma que el campo Teca-Cocorná puede ser catalogado como un posible candidato para la implementación de la tecnología solar térmica en Colombia.

3. IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA SOLAR TÉRMICA

3.1 CAMPO ESTUDIO

En capítulos anteriores, se relacionó la información de diversos criterios operativos que deben considerarse para la implementación de la energía solar térmica en un campo petrolero, la importancia del caso de estudio radica en establecer las posibles relaciones entre los casos de éxito de esta tecnología a nivel mundial y la viabilidad de su implementación en Colombia. La tabla 8 presenta las características que deben tenerse en consideración.

Tabla 8. Características del Campo Seleccionado

Caso estudio: Campo Teca-Cocorná	
Cuenca	Valle Medio de Magdalena
Ubicación	Puerto Boyacá
Formación productora	La Mugrosa
Gravedad API @ 60°F	12,5°
Espesor neto (pies)	33 – 144
Profundidad (pies)	1.300 - 2.600
Producción (Bpd)	1.477 – 1.931
Método de recobro	Inyección cíclica y continua de vapor

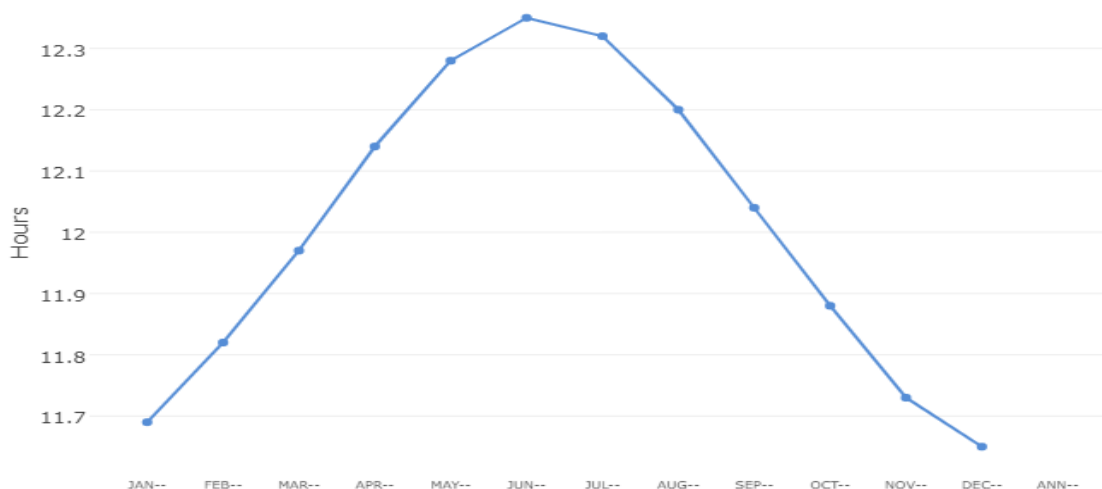
El campo teca - Cocorná utiliza como mecanismo de recobro la inyección de vapor cíclica y proyectos piloto para la inyección de vapor continúa, mediante un generador de vapor serpentín de paso único de flujo en serie, sus características se presentan en la tabla 9, con el fin de conocer los datos aproximados de generación de vapor que requiere el campo estudio.

Tabla 9. Características de Generadores de Vapor en el Campo Teca-Cocorná

Capacidad	100 *10 ⁹ BTU/h
Presión de Trabajo	1.400 psi
Temperatura	550 °F
Calidad de vapor	80% - 90%
Cantidad de vapor promedio	150 GPM (5.143 BWPD equivalentes a vapor)

3.1.1 Radiación Solar en el Campo de Interés. El campo Teca-Cocorná está ubicado en el departamento de Antioquia, de acuerdo con el mapa de radiación interactivo del IDEAM se conoce que el departamento recibe una radiación aproximada de alrededor de 4,5 – 5,0 KWh/m²/día. A partir del simulador Power creado por la NASA, se obtiene la información de la cantidad de horas que está disponible el recurso solar en los meses del año.

Figura 23. Horas Disponibles del Recurso Solar en el Campo



Fuente: NASA. Prediction Of Worldwide Energy Resources (POWER). Disponible en: <https://power.larc.nasa.gov/>

Con la información obtenida de la figura 23, se realiza un resumen de las horas que el campo recibe radiación solar durante cada mes del año y se obtiene el promedio de horas que recibe radiación solar la superficie del campo seleccionado, dando como resultado 12,02 horas y se expone en la tabla 10.

Tabla 10. Resumen de Horas Disponibles de Sol en el Campo

Meses	Horas
Enero	11,7
Febrero	11,85
Marzo	11,98
Abril	12,15
Mayo	12,25
Junio	12,5
Julio	12,4
Agosto	12,2
Septiembre	12
Octubre	11,9
Noviembre	11,75
Diciembre	11,6

Promedio de horas disponible del sol en el mejor escenario	12,02
--	-------

Fuente: Adaptado de NASA. Prediction Of Worldwide Energy Resources (POWER). Disponible en: <https://power.larc.nasa.gov/>

3.2 DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA SOLAR TÉRMICO

En esta sección se realiza una estimación del dimensionamiento del proyecto solar *EOR* en el campo de estudio seleccionado a partir de las bibliografías consultadas, datos y criterios expuestos a lo largo de la investigación, seleccionando para el diseño la tecnología de colectores cilindro-parabólicos. Tomando como referente el campo Miraah ubicado en Omán donde se implementó el sistema de energía solar térmica, en conjunto con el software SAM (Systems Advisor Model), esta herramienta facilita la toma de decisiones de rendimientos energéticos y económicos de proyectos de la industria que

incluyen energías renovables. Este software fue utilizado en un reporte realizado por el laboratorio de energías renovable donde se analizaron las actualizaciones de los costos para los colectores cilindro parabólicos con el fin de realizar dicho dimensionamiento ajustado a los datos y criterios usados en diferentes proyectos. A fin de continuar con el dimensionamiento del sistema, se tienen en cuenta la siguiente consideración:

El generador a gas utilizado en el campo de estudio consume 5.000 barriles por día de agua, quemando un aproximado de 2,4 MPC de gas al día, esto equivale a inyectar un vapor de 2.000 MBTU por día con una calidad de 80% en un pozo y 1.100 psi de presión de salida del generador a gas. Teniendo en cuenta lo anterior, se procede a analizar el espacio que se requiere para la implementación del sistema de generación de vapor en el campo y la cantidad de colectores solares que se requieren en los escenarios propuestos:

- **Escenario 1. Situación actual uso de generadores alimentados a gas.** En este escenario se propone la continuación de la generación del vapor a partir del generador a gas natural, por tal motivo no se requiere estudio de área de aplicación de la tecnología solar. En general, no se modifica el sistema de generación existente.
- **Escenario 2. Implementación de colectores cilindro-parabólicos de acuerdo con la disponibilidad del recurso solar.** En este escenario se propone el uso de colectores cilindro parabólicos en las horas de sol, donde la disponibilidad del recurso solar que recibe el campo es de 12 horas, dando una limitante a la aplicación de la tecnología solar térmica, ya que solo se podría reemplazar el 50% de la demanda de vapor que requiere el pozo para el desarrollo de la operación. Esto equivale aproximadamente a 1.000 MBTU por día.

Inyección 24 horas = 5.000 Bbl/día (1)

Inyección 12 horas = 2.500 Bbl/día (2)

Al conocer el porcentaje de vapor que se podría generar a partir de los colectores solares cilindros parabólicos, se procede a establecer el espacio requerido a la instalación de esta tecnología, para esta parte se toma en cuenta la siguiente información:

1 hectárea de colectores cilindro-parabólicos produce 6 Toneladas de vapor por día. Se requiere 80 hectáreas de extensión, equivalentes a 800.000 m² para generar el 50% de vapor que se debe suministrar al campo, en las 12 horas donde se dispone de la luz solar. Usando la plataforma Google earth se evalúa si el campo dispone de un área con la magnitud requerida para implementar el sistema, lo que arroja un resultado visualmente favorable, el registro del área disponible corresponde a 1.314.358 m².

Figura 24. Espacio Disponible del Campo Teca-Cocorná para Implementación



Fuente: Google Earth. CNES/Airbus. [Formato satelital]. 2020. Disponible en: <https://earth.google.com/web/search>

Al conocer la magnitud del área que se requiere para aplicar la tecnología solar térmica, se procede al uso del software SAM donde se ingresan los datos de entrada, el resultado obtenido, indica que se requieren 931.04 conjunto de colectores solares (SCAs), cabe resaltar que cada conjunto está conformado por 8 módulos de colectores cilindro parabólicos.

Figura 25. Datos de Entrada SAM en el Escenario 2

Field Layout

☐ Option 1: Solar Multiple

☒ Option 2: Solar Field Area m²

Distance Between SCAs in Row m

Row Spacing, Center to Center m

Number of SCAs per Row

Deploy Angle deg

Stow Angle deg

Fuente: Software SAM

En la figura 25 se muestran los datos de entrada ingresados como el área en la cual se desea construir el campo solar y datos relacionados a la distancia entre colectores, grado de inclinación, numero de colectores, entre otros. El software incluye algunos de estos valores de forma predeterminada, sin embargo, si estuviese disponible esa información se podría ingresar y realizar el ajuste.

Figura 26. Datos de Salida SAM Escenario 2

Reference Condition (SM=1)

Exact Aperture Reflective Area m²

Exact Number of SCAs

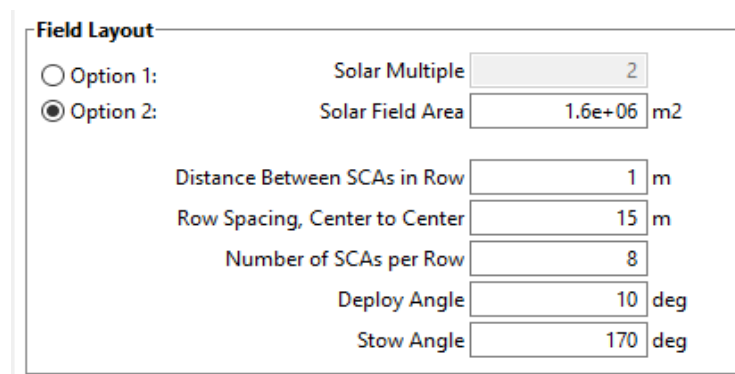
Fuente: Software SAM

En la figura 26 se evidencia el resultado calculado por SAM de la cantidad de conjunto de colectores solares que se requieren para construir el campo solar en el área suministrada, este es equivalente a 931 colectores.

- **Escenario 3. Implementación de colectores cilindro parabólicos 24 horas del día.**
En este escenario se propone el uso de los colectores cilindro parabólicos las 24 horas del día, cabe resaltar que en el lugar de implementación solo se cuenta con 12 horas

del recurso solar, por ende, se requiere del uso de sistemas de almacenamiento térmico los cuales serán los encargados de la generación del vapor mientras no se disponga del recurso solar o en días nublados. En este caso se plantea cubrir la demanda total de vapor que se requiere la cual es 2000 MBTU por día. El cálculo del área se realiza teniendo en cuenta la siguiente consideración: **1 hectárea de colectores cilindro parabólicos produce 6 Toneladas de vapor por día**. Se requiere 160 hectáreas lo que equivale a 1.600.000 m² para generar el 100% del vapor que requiere el campo. Teniendo en cuenta la extensión de área disponible en el campo que corresponde a 1.314.358 m², no se dispondría el área requerida para implementar en su totalidad la tecnología solar térmica. Ingresando los datos del área requerida en el software SAM para la generación de vapor en el campo, arroja como resultado que se requieren 1116,72 conjunto de colectores solares (SCAs), en este escenario se mantienen la cantidad de módulos por conjunto de colector.

Figura 27. Datos de Entrada SAM Escenario 3



Field Layout	
☐ Option 1:	Solar Multiple 2
☒ Option 2:	Solar Field Area 1.6e+06 m2
Distance Between SCAs in Row	1 m
Row Spacing, Center to Center	15 m
Number of SCAs per Row	8
Deploy Angle	10 deg
Stow Angle	170 deg

Fuente: Software SAM

En la figura 28, se presentan los datos de entrada requeridos para el modelamiento del campo solar, el dato ingresado corresponde al área y datos como la distancia entre SCA, El número de SCA y los ángulos son datos brindados por el software a partir de sus propias fuentes de información.

Figura 28. Datos de Salida SAM Escenario 3

Reference Condition (SM=1)		
Exact Aperture Reflective Area	525195.12	m2
Exact Number of SCAs	1116.72	

Fuente: Software SAM

Una vez ingresados los datos solicitados de entrada, el software se encarga de calcular la cantidad de conjuntos de colectores solares que se requieren para desarrollar el proyecto solar. Al finalizar la sección del dimensionamiento del proyecto solar, se continua con el análisis financiero, este será necesario para determinar la viabilidad del proyecto en los diferentes escenarios expuestos.

4. ANÁLISIS FINANCIERO

El análisis financiero del proyecto solar planteado a lo largo del trabajo se realizará teniendo en cuenta el análisis de costos de inversión (CAPEX), análisis de costos operativos (OPEX) y tasa de retorno (*payback*) evaluando el periodo requerido para recuperar dicha inversión en los escenarios de aplicación expuestos anteriormente.

La elaboración del análisis financiero utiliza datos del reporte de actualización de costos en SAM realizado por el laboratorio de energías renovables (NERL), donde realizan un análisis financiero del costo por metro cuadrado para la construcción de 1500 conjunto de colectores solares (SCA) del modelo *Skytrough* donde el costo de inversión arroja 170\$USD/m², este se divide en el 30% entre los paneles y el marco espacial de los paneles, 13% a los tubos receptores y un 11% al sistema de rastreo solar.

4.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)

Los costos de inversión (CAPEX) son inversiones de capital que generan beneficios monetarios. Se tienen en cuenta cuando una empresa invierte en la compra de un activo fijo con el fin de añadir valor a un activo existente. En este caso los costos de inversión consideran la inversión en las tecnologías de energía solar para la generación de vapor.

- **Escenario 1. Situación actual – Generación de vapor a partir del gas natural.** Para este caso no se requiere ningún tipo de inversión, ya que este método de generación de vapor ya es utilizado en el campo, por consiguiente, no se genera costo alguno.
- **Escenario 2. Implementación de colectores cilindro parabólicos de acuerdo con la disponibilidad del recurso solar (12 horas).** Este escenario requiere calcular el costo de instalación de una planta solar de 800.000 m², de acuerdo con los datos de entrada suministrado en SAM y con los datos proporcionados por el reporte de la NREL

se estima un costo de 105,5\$USD/m² para instalar 931 unidades de conjunto de colectores solares cilindros parabólicos.

Tabla 11. Resultados de Costos de Instalación del Sistema de Energía Solar Térmica para el Escenario 2.

Tipo de costo	Costo (USD)
Campo solar	\$84.400.000
Adecuamiento del área	\$ 4.000.000
Costos de contingencia	\$2.652.000
Costos Totales (USD)	\$91.052.000

Fuente: Autores. Datos tomados de SAM

- **Escenario 3. Implementación de colectores cilindro parabólicos 24 horas con sistema de almacenamiento térmico.** Para este escenario se requiere calcular el costo de instalación de una planta solar de 1.600.000 m², donde se utilizarán 1117 unidades de conjunto de colectores solares cilindros parabólicos, de acuerdo con los datos proporcionados por el reporte de NERL se estima un costo de 126,6 \$USD/m².

Tabla 12. Resultados de Costos de Instalación del Sistema de Energía Solar Térmica para el Escenario 3.

Tipo de costo	Costo (USD)
Campo solar	\$16.000.000
Adecuamiento del área	\$202.560.000
Almacenamiento térmico	\$127.369.219
Costos de contingencia	\$10.377.876
Costos Totales (USD)	\$356.307.095

Fuente: Autores. Datos tomados de SAM

El software SAM arroja un estimado de \$356.307.095 USD para la instalación del proyecto solar con el fin de generar vapor las 24 horas del día. Donde la inversión total se divide en los costos asociados al adecuamiento del área, los elementos que componen el campo solar como los espejos y sus estructuras, sistemas de rastreo solar y el sistema

de almacenamiento térmico que se compone del fluido que almacenará la energía en forma de calor durante las 12 horas que la energía solar no podrá cubrir la demanda de vapor requerida.

4.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERATIVOS (OPEX)

Los costos de operación (OPEX) son los desembolsos monetarios correspondientes a la ejecución de un proyecto. Los costos de operación son: el consumo del gas, el mantenimiento de equipos, costos de combustibles, los costos de la energía eléctrica y otros costos indispensables para el funcionamiento y la operación del proyecto.

- **Escenario 1. Situación actual.** En este escenario se deben determinar los costos asociados a la compra del gas y mantenimiento del generador en un periodo de un año.

Para calcular el precio del gas que se quema en el generador se tiene en cuenta la siguiente relación: 1 PC equivale a 1.000 BTU y el valor actual del gas natural se toma de 5,28 USD/MBTU según lo indica

$$\text{Precio del gas} = 5,28 \frac{\$USD}{MBTU} \times 1.000 \frac{BTU}{PC} \times 2,4 \frac{MPC}{dia} \times 365 \frac{dia}{año} = 4.625.280 \frac{\$USD}{año} \quad (3)$$

Tabla 13. Precio del Gas

Precio del gas (\$USD/año)	\$4.625.280
----------------------------	-------------

De acuerdo con la información relacionada con las diferentes compañías, el costo anual de mantenimiento es de aproximadamente \$40.000 USD al año y el sistema de tratamiento de aguas residuales e industriales está en un aproximado de \$9.382USD al año, a su vez, para la operación del generador se requiere el personal capacitado con honorarios equivalentes a 140.000 USD anuales.

Tabla 14. Costos Operativos del Escenario 1.

Periodo (año)	costos energéticos (USD)	Costos mantenimiento (USD)	Costos tratamiento de aguas (USD)	costos personales (USD)	costos totales (USD/año)
1	\$4.625.280	\$70.000	\$9.382	\$140.000	\$4.844.662

Para los escenarios de aplicación propuestos de la energía solar térmica se realiza el análisis de costos de operación acuerdo con las fuentes bibliográficas consultadas como Irena, que consideran que los costos operacionales de las tecnologías solares equivalen a un 2% de los costos de inversión, los cuales integran costos de mano de obra y mantenimiento del campo solar.

- **Escenario 2. Implementación de colectores cilindro parabólicos de acuerdo con la disponibilidad del recurso solar (12 horas).** En este escenario se calculan los costos de operación anuales de la tecnología solar para las 12 horas de funcionamiento, y teniendo en cuenta el 50% de los costos de operación del escenario 1, debido a que esta tecnología solar solo cubre cierta parte de la demanda de vapor requerida para la inyección y el otro porcentaje faltante se debe cubrir con la tecnología actualmente utilizada la cual son los generadores de vapor a gas natural, creando un sistema de generación de vapor híbrido.

Tabla 15. Costos Operativos del Escenario 2.

Costos operacionales (USD/año)	\$1.821.040
--------------------------------	-------------

Tabla 16. El 50% de los Costos Operacionales del Escenario 1.

Costos operacionales (USD/año)	\$2.532.022
--------------------------------	-------------

Tabla 17. Costos Operacionales Totales del Escenario 2.

Periodo (año)	Costos mantenimiento (USD)	50% costos operacionales escenario 1 (USD)	Costos totales (USD/año)
1	\$1.821.040	\$2.532.022	\$4.353.062

- **Escenario 3. Implementación de colectores cilindro parabólicos 24 horas con sistema de almacenamiento térmico.** En este escenario se calculan costos de operación para el campo solar que cubrirá la demanda las 24 horas del día, como se explicó en apartados anteriores.

Tabla 18. Costos Operacionales del Escenario 3.

Costos operacionales (USD/año)	\$7.126.141,9
--------------------------------	---------------

4.3 PLAZO DE RECUPERACIÓN (PAYBACK)

El payback o plazo de recuperación es un criterio para evaluar inversiones, teniendo en cuenta el periodo de tiempo requerido para recuperar el capital de una inversión.

$$PAYBACK = \text{Inversión total} / \text{Flujo de caja} \quad (3)$$

Este plazo de recuperación solo se realiza para el escenario 2 y escenario 3, ya que en estos escenarios se realizan inversiones, y los costos asociados al flujo de caja se deben tomar teniendo en cuenta los ahorros que se generarían al implementar la tecnología solar térmica en los escenarios propuestos.

- **Escenario 2. Implementación de colectores cilindro parabólicos de acuerdo con la disponibilidad del recurso solar (12 horas)**

Tabla 19. Payback Escenario 2.

Periodo de retorno escenario 2	
Inversión	\$91.052.000
Flujo de caja	\$2.532.022
Payback (años)	35,9

- **Escenario 3. Implementación de colectores cilindro parabólicos 24 horas con sistema de almacenamiento térmico.** Para obtener el periodo de recuperación en este escenario, en el flujo de caja se requiere tener en cuenta el costo del generador que equivale a un aproximado de \$8.869 USD¹³.

Tabla 20. Payback Escenario 3.

Periodo de retorno escenario 3	
Inversión	\$356.307.095
flujo de caja	\$4.853.531
Payback (años)	73,4

Al finalizar el análisis financiero se evidencia lo siguiente:

- El escenario que presenta una mejor proyección para implementar la tecnología solar térmica es el 2, ya se sus costos operativos anuales equivalen a \$4.353.062 USD, reduciéndose en un 0,89% los costos del 1 escenario.
- Se deben realizar inversiones que se aproximan y superan los \$100.000.000 USD para cumplir con la demanda de vapor que se requiere en cada escenario, y con periodos de recuperación muy extensos entre los 35 y 70 años. Por tanto, la implementación de este sistema no representa un cambio significativo en comparación con la tecnología actualmente utilizada de generadores a gas natural.

Con el fin de obtener un análisis de viabilidad completo se procede a cuantificar las reducciones de gases de efecto invernadero en los escenarios propuestos, a fin de evaluar la viabilidad desde una perspectiva en pro del medio ambiente, cabe resaltar que estas mediciones se enfocan en la implementación de energía solar térmica en cada escenario.

¹³ GARZON NAVARRO, Edgar Alexander; TORRADO, Edison and PONCE HIDALGO, Ronald Darío. Evaluación de la viabilidad técnica financiera de utilizar la inyección cíclica de vapor como método de recuperación incremental de crudo en campo Moriche [recurso electrónico]. UIS, 2010. Print.

Tabla 21. Reducción de CO₂ en los Escenarios Propuestos

Escenarios propuestos	Gas natural consumido (PC)	Reducción CO ₂ (Kg/año)
Escenario 1	2.400.000	0
Escenario 2	1.200.000	24.133.800
Escenario 3	0	48.267.600

5. CONCLUSIONES

El análisis de la información recolectada permitió evidenciar que Colombia cuenta con un gran porcentaje de producción asociado a yacimientos de crudo pesado. La mayoría de los campos que presentan esta característica, se encuentran ubicados en la cuenca del valle medio del Magdalena. La extracción de este tipo de crudo se realiza mediante métodos de recobro térmico, principalmente inyección cíclica y continua de vapor.

Colombia presenta zonas de excelente potencial solar térmico, estas superan los valores mínimos de radiación haciéndolas aptas para aplicar tecnologías solares térmicas. Una vez establecidas las zonas prospectivas, se evidencia que los campos que cumplen los criterios de selección para la implementación de la tecnología solar con el fin de producir vapor de agua que podrá ser utilizado en el proceso de inyección, corresponden a los campos: Girasol, Jazmín, Chichimene, Moriche, Nare, Quifa y Teca – Cocorná.

Al evaluar la viabilidad de implementación de esta tecnología solar en Colombia, se realiza la comparación de algunas de propiedades petrofísicas como la profundidad, los grados API y el método de recobro térmico utilizado. Una vez analizadas estas características, se selecciona el campo Teca-Cocorná, ya que se evidencia las similitudes con el Campo de referencia. A su vez, el potencial de radiación que puede registrar es un factor determinante en la selección. Por otra parte, cuenta con la implementación de proyectos piloto de inyección continua de vapor, lo que permite realizar una selección más acertada.

Teniendo en cuenta que una de las consideraciones principales para la implementación de la energía solar térmica, está asociada al área de extensión para el campo solar se puede concluir que, de los dos escenarios, el que evidencia la viabilidad para el desarrollo de la tecnología es el escenario dos. El área requerida corresponde a 1.314.358 m² y estaría contemplada en el dimensionamiento del escenario en mención, que requiere 800.000 m² de área de extensión. A su vez, la capacidad de instalación del conjunto de

colectores cilindro-parabólicos en el escenario dos es considerablemente menor comparado con el tres, lo que incide directamente en los costos de inversión.

Al analizar la viabilidad del proyecto se evidencia que financieramente no es viable su aplicación en ninguno de los escenarios propuestos, debido a que se requieren inversiones muy altas con valores entre \$91.052.000 USD y \$356.307.095 USD. Así mismo los periodos de recuperación son mayores a 30 años, superando la vida útil de estas tecnologías, sin embargo, desde una perspectiva ambiental se evidencia reducciones considerables de emisiones de gases de efecto invernadero.

6. RECOMENDACIONES

Se recomienda evaluar la calidad del vapor generado a partir de tecnologías solares térmicas *EOR*, utilizando datos de reales de campo, a partir de simulaciones matemáticas, con el fin de predecir valores aproximados de temperatura y presión de salida del vapor y a su vez cuantificando la producción petróleo en barriles por día que generaría ese vapor inyectado.

Se recomienda realizar un estudio de ingeniería conceptual utilizando las demás tecnologías solares térmicas de alta concentración, con el fin de abastecer la generación de vapor en el campo estudio.

Para futuros trabajos, se recomienda evaluar la viabilidad financiera y ambiental de la implementación de energía solar térmica para el abastecimiento de la energía eléctrica de campos petroleros ubicados en zonas de Colombia que cuentan con un gran potencial solar.

Se recomienda evaluar la implementación de tecnologías de energía solar en diferentes etapas como la exploración, perforación y producción, que permitan contribuir al cambio climático y dar paso a la transición energética en país.

BIBLIOGRAFÍA

ABENGOA. Solana. Diciembre 2013. Disponible en: https://www.abengoa.com/export/sites/abengoa_corp/resources/pdf/noticias_y_publicaciones/20131211_factsheet_solana_es.pdf

AL-MAAITAH, A. Utilization of the Innovative A.S.C. Technology for 24/7 Solar Enhanced Oil Recovery. *Day 1 Mon, November 09, 2020*, D012S116R100. Disponible en: <https://doi.org/10.2118/202893-MS>

ALVARADO, D.A. and BANZÉR, C. - Recuperación Térmica de Petróleo. Combustión. Petróleo

BECERRA, Lina Paola y YUNEZ, María Angelica. Análisis técnico -económico para optimizar el método de recobro térmico huff & puff definiendo límites de trabajo bajo condiciones actuales mediante simulación numérica, aplicado a campo jazmín. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad Físico Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2017.

BIERMANA, B.; O'DONNELLA, J.; BURKEA, R.; McCormicka, M.; LINDSAY, W. Construction of an enclosed trough *EOR* system in South Oman. 2013

CHAMORRO, M.V., SILVERA, O.C., OCHOA, G.V., ORTIZ, V., & CASTRO, A.O. Cálculo de las radiaciones total, directa y difusa a través de la transmisibilidad atmosférica en los departamentos del Cesar, La Guajira y Magdalena (Colombia). 18.

DESKTOP. Cómo se calcula la radiación solar—Ayuda | ArcGIS for Fecha de consulta: 29 de abril de 2021, de <https://desktop.arcgis.com/es/arcmap/10.3/tools/spatial-analyst-toolbox/how-solar-radiation-is-calculated.htm>

FAROUK, S., SEN, S., PIGOTT, J.D. *et al.* Reservoir characterization of the middle Miocene Kareem sandstones, Southern Gulf of Suez Basin, Egypt. *Geomech. Geophys. Geo-energ. Geo-resour.* 8, 130 2022. Disponible en: <https://doi.org/10.1007/s40948-022-00437-8>

FARR, A., & GEE, R. The SkyTrough™ Parabolic Trough Solar Collector. ASME 2009 3rd International Conference on Energy Sustainability, Volume 2. doi:10.1115/es2009-90090

GARZÓN, F.C. Y., & NAVARRO, S.F.M. Una nueva mirada a la combustión in-situ: Tratando de romper un viejo paradigma. 2011. En Revista Fuentes, 9.

GIL, C.O. Análisis técnico para determinar las fallas de las bombas de subsuelo del sistema de bombeo mecánico ocasionado por la inyección cíclica de vapor en el campo Moriche de Mansarovar Energy LTDA (trabajo de grado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia. 2018

HOSSAIN, & SHAJID, S. Solar Field Optimization and its Impact on Overall Design and Performance of Solar Tower Thermal Power Plant in Bangladesh. *E3S Web of Conferences*, 242, 1003. 2021. Disponible en: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202124201003>

KURUP, Parthiv y TURCHI, Craig. Parabolic Trough Collector Cost Update for the System Advisor Model (SAM). U.S. Department of Energy: National Renewable Energy Laboratory NREL. NREL/TP-6A20-65228. 2015

LEÓN NARANJO, P. A., BERNAL CORREA, D. L., MUÑOZ NAVARRO, S. F., & ORDOÑEZ RODRIGUEZ, A. Inyección de vapor en medianos. recuperación y rentabilidad. *Fuentes, El reventón energético*, 13(1), 21–31. 2015. Disponible en: <https://doi.org/10.18273/revfue.v13n1-2015002>

LIU, Y., GAO, L., WEN L., & ZONG, B. Recent advances in heavy oil hydroprocessing technologies. *Recent Patents on Chemical Engineering*, 2(1), 22–36. 2009. Disponible en: doi: 10.2174/2211334710902010022

LUPFERT, E., GEYER, M., SCHIEL, W., ESTEBAN, A., OSUNA, R., ZARZA, E. AAND NAVA, P. Eurotrough design issues and prototype testing at PSA, in *Solar Energy: The Power to Choose*, Washington, DC, 2001.

MEDINA CASAS, M.P., GUTIÉRREZ RAMÍREZ, A.M., AMORIN FIGUEROA, M.P., ESCOBAR MACUALO, F.H., & GUERRERO MARTIN, C.A. 2019. Selección de campos para la implementación de solar EOR como proceso térmico de recobro mejorado en Colombia. *Fuentes, El reventón energético*, 17(2), 27–37. 2019. Disponible en: <https://doi.org/10.18273/revfue.v17n2-2019004>

NASA. Prediction Of Worldwide Energy Resources (POWER). Disponible en: <https://power.larc.nasa.gov/>

PÉREZ R., SANDOVAL, J., BARBOSA, C., DELGADILLO, C. L., TRUJILLO, M., OSMA, L., BOTETT, J., GARCÍA L., & RODRÍGUEZ H. Comparación de alternativas para mejora de la inyección cíclica de vapor mediante simulación numérica. *Fuentes, El reventón energético*, 16(2). 2018. Disponible en: <https://doi.org/10.18273/revfue.v16n2-2018007>

SIERRA, D.M., NAVARRO, S.F.M., & TAVERA, C.P.S. Simulación de un piloto de inyección continua de vapor usando pozos horizontales. *Fuentes: El reventón energético*, 4(2), 2. 2006

TEMIZEL, C., IRANI, M., CANBAZ, C.H., PALABIYIK, Y., MORENO, R., BALIKCIOGLU, A., DIAZ, J.M., ZHANG, G., WANG, J., & ALKOUH, A. Technical and Economical Aspects of Use of Solar Energy in Oil & Gas Industry in the Middle East. *Day 2 Tue, December 11*, 2018, D022S028R001. Disponible en: <https://doi.org/10.2118/193768-MS>

TIAN, & ZHAO, C.Y. A review of solar collectors and thermal energy storage in solar thermal applications. *Applied Energy*, 104, 538–553. 2013. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.11.051>

TOPOGRAPHIC-MAP. Mapa topográfico de Colombia, altitud, relieve. (4,09992-72,90881). Disponible en <https://es-co.topographic-map.com/map-t1h51/Colombia/>

WANG, J., A., BRANDT, y J., O'DONNELL. «Potential for Solar Energy Use in the Global Petroleum Sector». En Day 2 Mon, October 16, 2017, D021S004R001. Kuwait City, Kuwait: SPE, 2017. Disponible en: <https://doi.org/10.2118/187578-MS>.

WILSON, Adam. «Pilot Steam Generator Uses Solar Energy Successfully for EOR Operations in Oman». *Journal of Petroleum Technology* 67, n.º 06. 1 de junio de 2015 111-13. Disponible en: <https://doi.org/10.2118/0615-0111-JPT>.

XIE, W.T., DAI, Y.J., WANG, R.Z. Thermal performance analysis of a line-focus Fresnel lens solar collector using different cavity receivers, *Solar Energy*, Volume 91, 2013, pg. 242-255. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2013.01.029>.