

Selección de campos para la implementación de solar EOR como proceso térmico de recobro mejorado en Colombia

Martha Patricia Medina Casas^{1*}; Angélica María Gutiérrez Ramírez¹; Maria Patricia Amorin Figueroa² Freddy Humberto Escobar Macualo¹; Camilo Andrés Guerrero Martin³

¹Universidad Surcolombiana (USCO). Avenida Pastrana Borrero - Carrera 1. Neiva, Colombia.

²Universidad de Oriente. Via Alterna, Barcelona 6001, Anzoátegui, Venezuela

³Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). Av. Pedro Calmon. n.º 550 - Prédio da Reitoria, 2º andar Cidade Universitária. Rio de Janeiro, Brasil.

Email: *u20152143512@usco.edu.co

Resumen

La tecnología *Solar EOR* actualmente desempeña un papel importante en la combinación de tecnologías *EOR* para procesos de recobro térmico con inyección continua de vapor; dado que, en lugar de quemar gas natural para producir vapor, *Solar EOR* involucra el uso de la tecnología de concentración de energía solar (*CSP*) para producir vapor. El mecanismo de operación consiste en instalar espejos parabólicos protegidos por un invernadero, que reflejan y concentran la luz solar en los receptores que recogen energía solar y luego la convierten en calor. El calor se usa para producir vapor del agua; *Solar EOR* puede generar la misma calidad y temperatura de vapor como gas natural. En Colombia existen zonas de interés en donde se encuentran campos petrolíferos que cumplen los criterios de las propiedades petrofísicas de fluidos y del yacimiento, así como la irradiación normal directa (*DNI*) necesaria para la instalación de esta tecnología, por lo tanto, el uso de *Solar EOR* podría reducir la demanda que se requiere de gas natural para *EOR*, que puede redirigirse a otras actividades económicas tales como generación de energía, desalinización de agua y como materia prima y energía para procesos industriales. El presente trabajo busca seleccionar los campos candidatos para la aplicación de esta tecnología.

Palabras clave: recobro térmico, inyección continua de vapor, irradiación normal directa (*DNI*), concentración de energía solar, generación de energía, gas natural.

Selection of Fields for the Implementation of Solar EOR as a Thermal Process of Improved Recovery in Colombia

Abstract

Solar EOR technology currently plays an important role in the combination of EOR technologies for thermal recovery processes with continuous steam injection; since, instead of burning natural gas to produce steam, Solar EOR involves the use of solar energy concentration technology (CSP) to produce steam. The mechanism of operation consists in installing parabolic mirrors protected by a greenhouse, which reflect and concentrate the sunlight in the receivers that collect solar energy and then turn it into heat. The heat is used to produce steam from the water; Solar EOR can generate the same quality and temperature of steam as natural gas. In Colombia there are areas of interest where oil fields meet the criteria of the petrophysical properties of fluids and the deposit, as well as the direct normal irradiation (DNI) necessary for the installation of this technology, therefore, the use of Solar EOR could reduce the demand that natural gas is required for EOR, which can be redirected to other economic activities such as power generation, water desalination and as raw material and energy for industrial processes. This paper seeks to select the candidate fields for the application of this technology.

Keywords: thermal recovery, continuous steam injection, direct normal irradiation (DNI), concentration of solar energy, power generation, natural gas.

Cita: Medina Casas, M. P., Gutiérrez Ramírez, A. M., Amorin Figueroa, M. P., Escobar Macualo, F. H. y Guerrero Martin, C. A. (2019). Selección de campos para la implementación de solar EOR como proceso técnivo de recobro mejorado. *Revista Fuentes: El reventón energético*, 17(2), 27-37.



Introducción

La alta demanda energética a la que se enfrenta la industria de los hidrocarburos es cada vez mayor, a la fecha el consumo mundial es de 89 millones de barriles diarios, algo más de 14 millones de metros cúbicos, los hidrocarburos al ser un recurso natural no renovable, está en constante búsqueda de la reinención y de la maximización de producción de los campos petrolíferos, es decir, incrementar el factor de recuperación de crudos. En la actualidad, los crudos de naturaleza pesados y extra – pesados representan el 70% del petróleo restante en el mundo, por ende, son una cifra significativa de alto interés para ser explotados, estos petróleos no pueden fluir a menos que se los caliente y se reduzca su viscosidad lo suficiente para permitirles fluir hacia los pozos productores, es aquí donde los métodos de recobro mejorado garantizan la producción de los mismos implementando recobro térmico.

Durante la recuperación térmica, el petróleo crudo sufre cambios físicos y químicos debido a los efectos del calor suministrado. Las propiedades físicas tales como la viscosidad, la gravedad específica y la tensión interfacial son alteradas. Los cambios químicos involucran diferentes reacciones tales como el craqueo, que es la destrucción de los enlaces carbono-carbono para generar compuestos de peso molecular más bajo y la deshidrogenación, la cual es la ruptura de enlaces carbono-hidrógeno (Schlumberger, 2018).

La producción de crudo en Colombia es en su mayoría es de tipo pesado y extrapesado, su tendencia tiende a incrementar con el paso del tiempo, dado que mientras en el año 2000 únicamente el 10% del petróleo producido en el país correspondía a crudo pesado, en la actualidad dicho porcentaje supera el 50% (Malagón, 2016), por consiguiente, la implementación de técnicas para la producción de estos hidrocarburos se hace cada vez más necesaria.

En muchos proyectos, los costos asociados con la generación de vapor impiden su implementación en campo por lo que adicionalmente, se presenta una visualización de oportunidades para Colombia en cuanto al uso de energías limpias para la recuperación de hidrocarburos pesados utilizando fuentes alternativas como la energía solar (Pérez R., et al. 2018). *Solar EOR* propone producir energía utilizando la radiación solar para redirigir esta energía hasta finalmente utilizarla en convertir el agua en vapor y utilizarlos como un método de recobro térmico en campos petrolíferos que cumplan los criterios de implantación de esta

técnica. Desde el punto de vista académico científico este proyecto se justifica considerando que se plantean como resultados la factibilidad de la implementación de una planta de energía solar para procesos térmicos de recobro mejorado en Colombia, guiados por el estudio de los campos petroleros sobre este territorio que se caractericen por ser los prototipos indicados para la implementación de dicha técnica, esto es, que cumplan con las propiedades tanto de la roca, de los fluidos y de la interacción roca-fluidos.

Fundamentación conceptual

La industria energética proveniente de los hidrocarburos se enfrenta cada día a la necesidad de expandir el rango de operación de proyectos de recobro mejorado haciendo que las tecnologías emergentes de recobro térmico se presenten con un potencial de mejoramiento de la eficiencia de recobro de los campos petroleros, ya que ofrecen posibles soluciones tecnológicas al desarrollo convencional de métodos de recobro mejorado.

En Colombia el volumen de petróleo estimado en el subsuelo (Petróleo Original En Sitio – POES) es de 52 mil millones de barriles, y el petróleo recuperado a la fecha es del 16 % y el factor de recobro promedio con desarrollos actuales es de 24% frente al 35% promedio de otros países, con una meta de incrementar inicialmente a 26% y luego al 30%, con este recobro se podría hacer la reposición de 5000 Millones de barriles de reservas en el mediano plazo (Pardo, D. F. 2015).

Con el fin de poder cumplir con las metas establecidas respecto al factor de recobro la industria de los hidrocarburos debe priorizar las tecnologías emergentes dependiendo de su potencial de aplicación y teniendo en cuenta las necesidades de los campos de interés; por lo anterior, se propone una metodología que permite identificar los parámetros esenciales para aplicar la tecnología de solar EOR, con base a criterios clave para implementar una tecnología que busca reemplazar el método de recobro de inyección de vapor convencional por uno que utiliza una fuente de energía renovable como lo es la energía solar para convertir el agua en vapor en lugar de depender del gas natural como combustible para dicho proceso, esta tecnología es denominada *Solar EOR*; de esta forma enfocar *Solar EOR* en los Campos petroleros que tienen mayor aplicabilidad.

Las fuentes de energía renovable son un desafío para el desarrollo tecnológico e ingenieril de los científicos alrededor del mundo, como plan de contingencia a

los problemas generados por el cambio climático producto de la contaminación y deterioro del medio ambiente. En Colombia, el desarrollo de tecnologías que involucran fuentes de energía renovable ha sido lento, a pesar de ser un país que posee matriz energética tanto en combustibles fósiles como en recursos renovables (Vidal E., & Fontalvo C., 2018).

En el caso de la priorización de tecnologías emergentes de recobro térmico es compleja la asignación o confiabilidad de costos e ingresos, ya que en su mayoría se encuentran en casos implementados a escala de campo y en proyectos piloto (Bustos, S. M., & Angarita, W. Y. 2013). Por ende, este estudio presenta una metodología que de forma rápida permite evaluar y preseleccionar campos petroleros que serían prospectos para implementar la tecnología *Solar EOR*, basado en criterios factibles de evaluar a la luz de su desarrollo técnico actual (Chilingar, G. V., & Yen, T. F. 1984).

Entre los métodos de recuperación mejorada se encuentran: los métodos térmicos, los de inyección de gas y los métodos químicos. La aplicación óptima de cada método depende de las propiedades de la roca, de los fluidos y de la interacción roca-fluido; es decir, de la temperatura, la presión, la profundidad, la zona productiva neta, la permeabilidad, las saturaciones de petróleo residual y agua, la porosidad y las propiedades del fluido del yacimiento, tales como la gravedad *API* y la viscosidad. Para este caso en particular, se hace énfasis en los métodos térmicos de recuperación mejorada, estos se caracterizan porque incrementan el factor de recuperación de crudos y son altamente utilizados en crudos de naturaleza pesados y extra – pesados, están técnicas basadas en el principio de transferencia de energía térmica hacia el yacimiento, originando un aumento de movilidad del aceite como resultado de la reducción de su viscosidad y finalmente mejorar la fluidez hacia el productor; los métodos térmicos se pueden clasificar en: (1) combustión in situ, (2) inyección de agua caliente, (3) calentamiento térmico (eléctrico) y (4) inyección de vapor

Existen dos formas de suministrar calor a la formación. La primera de ellas es desde el exterior a través de inyección de vapor, inyección de agua caliente o suministro de energía eléctrica a través de pozo inyector en las cercanías del peso productor. La segunda es generando el calor en el interior de la formación por combustión, en donde el aceite in situ funciona como combustible y se inyecta aire (o

cualquier otro fluido que contenga oxígeno) para que haga la acción del oxidante (Márquez, 2016). En la Tabla 1 se enuncian las características básicas de cada uno de los procesos de recobro térmico.

Metodología

La definición de los factores determinantes para la implementación de SOLAR EOR en el país, pasa en primera instancia por la identificación de los parámetros esenciales para la aplicación de la técnica (Choudry, S. A. et al, 2018). Es importante clarificar que el objetivo fundamental de este trabajo es discretizar los puntos clave para la exitosa ejecución de proyectos de solar EOR para posteriormente seleccionar los campos candidatos para la implementación de esta técnica. El flujograma de trabajo se encuentra continuación:

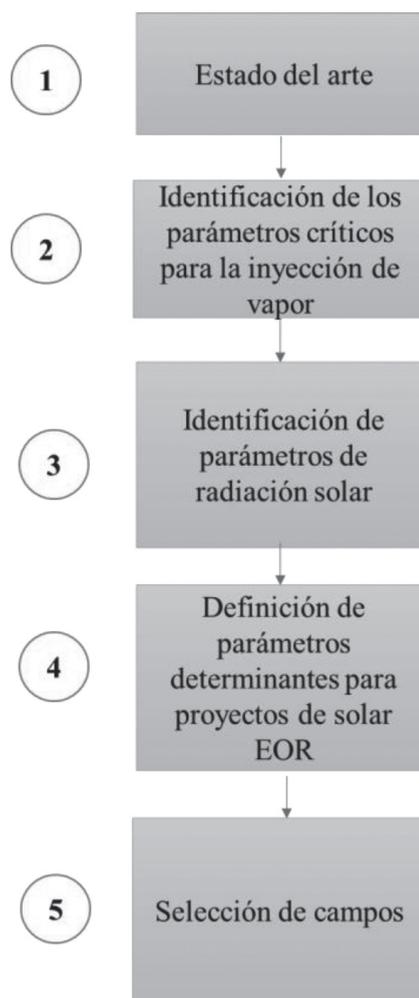


Figura 1. Flujo de trabajo para definición de parámetros determinantes para proyectos de solar EOR.

Tabla 1. Variantes de la recuperación avanzada mediante métodos térmicos

EOE Térmico	Variante	Definición
	Combustión en reversa.	La ignición ocurre cerca del pozo productor y la zona de calor se mueve en dirección contraria al flujo de aire. (Garzon, F. C. Y., & Navarro, S. F. M. 2011).
	HPAI	Inyección de aire a alta presión (por sus siglas en inglés <i>High Pressure Air Injection</i>). No existe ignición, involucra una oxidación de baja temperatura del aceite in-situ.
Combustión In-Situ (CIS) o invasión con fuego	Combustión directa o hacia adelante.	La ignición ocurre cerca del pozo inyector y la zona de calor se mueve en dirección del flujo de aire. El proceso de combustión seco constituye un frente de combustión que se mueve en la misma dirección del flujo de aire, la combustión comienza con la inyección de gas y la parte delantera de la combustión pasa del pozo de inyección al pozo de producción, los fluidos se mueven detrás del frente de combustión (Dong, et al., 2018) (Navarro, S. F. M., et al. 2008) (Sierra, D. M., & Navarro, S. M. 2008)
	Combustión Húmeda Directa.	Consiste en agregar una cierta cantidad de agua en la inyección de gas, creándose vapor que contribuye a una mejor utilización del calor y reduce los requerimientos de aire, es más efectiva que la combustión seca. (Naranjo, P. A. L., et al, 2015)
	THAI	Por sus siglas en inglés (<i>Toe-to-Heel Air Injection</i>) que traduce inyección de aire desde el dedo hasta el talón del pozo productor horizontal. Es una tecnología que combina pozos inyectores verticales y pozos productores horizontales. (Guerra, J. J., & Grosso, J. L. 2005)
	CAPRI	Proceso de mejora catalítica in situ (por sus siglas en inglés <i>Catalytic upgrading process in-situ</i>) Variación del THAI con un catalizador de hidrotreamiento (HDT) tales como óxidos de Mo, Co, Ni y W, que incluyen Ni-Mo, Co-Mo sobre un soporte de alúmina, sílice o sílice-alúmina; (Liu, Y., Gao, L., Wen L., & Zong, B. 2009).
	CAGD	Drenaje Asistido por Gravedad de Combustión). Esta técnica usa un par de pozos horizontales, el frente de combustión se desarrollará hacia el extremo del talón del inyector y se extenderá lateralmente, el aceite calentado comienza a fluir en dirección al pozo productor horizontal por drenaje gravitacional. (Dong, et al., 2018) (Alvarado, et al. 2002).
	Inyección cíclica de vapor (CSS). O método "huff and puff"	Por sus siglas en inglés <i>Cyclic Steam Stimulation</i>), también conocida como estimulación de vapor o, es el método térmico de recuperación mejorada más utilizado. (Fonseca, J. M., & Sánchez, M. A. 2017) consiste en suministrar calor a la formación productora inyectando un alto volumen de vapor húmedo durante días o semanas; dicho tiempo dependerá de la viscosidad del crudo, así como también de la cantidad de vapor inyectado (Trigos, E. et al 2012) (Venera, A. M. P., et al 2017).. Se utiliza un mismo pozo que cumple la función de inyector y productor en distintas etapas del proceso. (Ardila, K., Rodríguez, R., Muñoz S., & Rodríguez A. 2015) (Sierra, D. M., et al. 2006 (CSS) (Escobar, Y. A. 2011) (Gil, C. O. 2018).
Inyección de vapor	Inyección de agua alternada con vapor (WASP).	El proceso de agua alternada con vapor, por sus siglas en inglés WASP (<i>water alternating steam process</i>), aprovecha al máximo la energía térmica del agua caliente y el vapor inyectado para optimizar el funcionamiento del proyecto. Los fluidos inyectados viajan a lo largo del depósito por diferentes áreas y aumentan la conformidad vertical. Finalmente, el aceite restante ubicado en la parte inferior de la formación que no se barrió durante la inyección de vapor se desplaza reduciendo la saturación de aceite irreductible y mejorando la recuperación de petróleo pesado (Pérez, A. et al, 2017) (Ariza, M.C. et al. 2016) (Hong, K. C., & Stevens, D. E. 1990).
	Inyección de vapor asistida por gravedad (Steam-Assisted Gravity Drainage, SAGD).	Por sus siglas en inglés SAGD (<i>Steam Assisted Gravity Drainage</i>), consiste en inyectar vapor a la formación a través del pozo superior, el aceite es calentado originando la reducción de su viscosidad y por ende un aumento en su movilidad. (Jha, A. K, 2011) El mecanismo de producción que se evidencia en esta técnica es la segregación gravitacional, ya que como es aplicada a yacimientos con bitúmenes sólo fluirán los hidrocarburos calentados hacia el pozo productor por efecto de la gravedad, por lo cual es necesario que exista una conectividad entre los dos pozos (Rodríguez, A., Palma, J., & Muñoz, S. 2016) (Liu, M., & Zhao, G. 2013).
Calentamiento eléctrico.		Convierte la energía eléctrica en calor, causando una disminución en la viscosidad del crudo y en la fricción, provocando incremento en la movilidad del crudo, mejorando el flujo del fluido y aumentando la producción del mismo. (Almeida, M., & Tovar, J. V. 2016) (Carpenter, C. 2014) (Farouq, S. M., & Bayestehparvin, B. 2018).
Inyección de agua caliente.		En este método, el aceite es desplazado inmisciblemente por zonas de agua caliente y zonas de agua que se encuentran a temperatura del yacimiento. La recuperación de aceite incrementa debido al aumento de la movilidad del aceite producto de la reducción de su viscosidad, y a la reducción de la saturación de aceite residual a altas temperaturas ya que existe una alteración de la tensión interfacial y de la mojabilidad y por consecuencia de esto se modifica la presión capilar (Ardila, K. & Barrera C.D., 2016).

Inicialmente fue llevado a cabo un levantamiento bibliográfico sobre las principales técnicas de recuperación avanzada de petróleo a partir de procesos térmicos, posteriormente fueron comparadas las tecnologías de energía solar en cuanto a su viabilidad económica y eficiencia energética. En la Tabla 2 quedan evidenciados los parámetros que fueron objeto de comparación. Subsecuentemente, fueron detallados los factores clave que aseguran el éxito de los procesos de recobro térmico, tales como la generación de vapor en superficie que permite su eventual llegada al reservorio, teniendo en cuenta las pérdidas de vapor en la tubería de producción y las técnicas empleadas para evitar la pérdida de vapor generada por la falta de control del frente de inyección. Por otra parte, en cuanto a las tecnologías de energía solar, los parámetros determinantes pueden enumerarse: radiación solar, tecnología de concentración de energía solar (CSP) seleccionada, radiación incidente sobre la superficie terrestre, disponibilidad de las facilidades de superficie para la instalación del parque solar y señales de indicación de temperatura con la cual cuenta la tecnología. Acto seguido, fueron determinadas las características petrofísicas y de propiedades de los fluidos necesarios para que un yacimiento fuese candidato a trabajos de recuperación por métodos térmicos.

Ponderando cada uno de los factores que fueron expuestos encima, la implementación de esta tecnología en un campo petrolífero depende principalmente de los siguientes factores:

1. La tecnología de concentración de energía solar (CSP) seleccionada.
2. Radiación incidente sobre la superficie terrestre.
3. Irradiación normal directa (DNI).
4. Propiedades petrofísicas del yacimiento y los fluidos que se encuentran en él.
5. Mecanismo de recobro que se le han implementado al Campo.

Resultados y discusiones

Como fue planteado en la metodología, cada uno de los cinco parámetros críticos que fueron evaluados. (Figura 2)

La incidencia de la irradiación solar uno de los factores decisivos. Según especificaciones técnicas de algunos colectores solares comerciales un valor adecuado (Vogel, 2010) promedio de irradiación global horizontal para obtener resultados satisfactorios es de 4,2 KWh/m²/día.

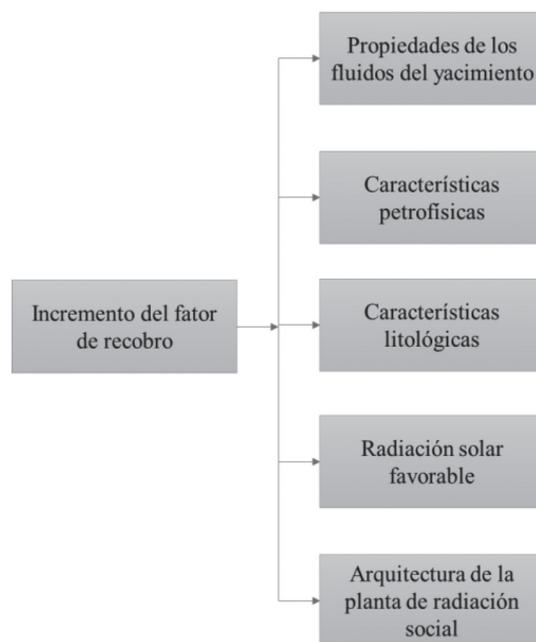


Figura 2. Parámetros para el incremento de factor de recobro.

La consulta arrojó que la irradiación normal directa (DNI) en Colombia, el IDEAM es la entidad oficial encargada, a nivel nacional, de hacer el seguimiento a la radiación y cuenta con la red más grande de estaciones y de mayor cobertura; los valores de irradiación global horizontal media recibida en superficie oscilan, desde un máximo de entre 5,5 y 6,0 kWh/m² por día (entre 2.000 y 2.200 kWh/m² por año) en el norte de la región Caribe, hasta mínimos de entre 3,0 y 3,5 kWh/m² por día (entre 1.100 y 1.280 kWh/m² por año), en sectores de la región Pacífica (Gupta et al. 2017).

Colombia, debido a su posición geográfica, es favorecida con una gran disponibilidad de recurso solar; como se puede observar en la Figura 3, las zonas de mayor intensidad de radiación solar global, superiores a los 4,5 kWh/m² por día, son: las Islas de San Andrés y Providencia, amplios sectores de la región Caribe, Vichada, Arauca, Casanare, Meta, el norte, sur y oriente de Antioquia, el centro y norte de Boyacá, el occidente de Cundinamarca, el oriente y centro del Tolima, el norte del Huila; la zona que se inicia en el norte del Cauca, atraviesa el Valle del Cauca de sur a norte y llega hasta el Eje Cafetero, así como sectores puntuales del norte de Nariño, del norte de Norte de Santander y del suroriente de Santander. Los valores más altos (superiores a los 5,5 kWh/m² por día) se muestran en pequeños sectores del centro y norte de La Guajira (Benavides, et al., 2017).

Tabla 2. Comparación de Tecnologías Solares CSP.

Tecnología CSP	Canal parabólico	Torre solar	Lineal Fresnel	Canal cerrado	Plato Stirling
Madurez de la tecnología	Comercialmente probado	Proyectos comerciales piloto	Proyecto de piloto	Proyectos comerciales piloto	Demostración
Riesgo de desarrollo tecnológico	Bajo	Medio	Medio	Bajo	Medio
Temperatura de funcionamiento (°C)	Hasta 550	Hasta 565	Hasta 550	Hasta 350	Hasta 750
Receptor / absorbedor	Absorbente unido al colector, se mueve con colector, diseño complejo	Superficie o cavidad externa, receptor fijo	Amortiguador fijo, reflector secundario	Tubo receptor fijo	Absorbedor unido al colector, se mueve con colector
Líquido de trabajo	Aceite de transferencia de calor o sal fundida	Agua tratada, generación directa de vapor o fundido	Agua tratada, generación directa de vapor	Agua mínimamente tratada, generación directa de vapor	n/a
Solución de lavado	Camiones manuales y lavado de manos	Camiones manuales y semiautomatizados	Robots de limpieza manuales y prototipo	Robots de limpieza automáticos comprobados con reciclaje de agua	Manual, lavado a mano
Uso de la tierra (toneladas de vapor por día por hectárea)	6	12	24	33	n/a
Velocidad máxima del viento de operación	Bajo	Bajo	Medio	Alto	Bajo
Capacidad total Instalada (MW)	> 1500	< 50	< 50	> 1500	n/a
Tamaño de capacidad Generadora típica (MW)	14 – 250	50 – 370	5 – 30	> 370	10 – 25 (kW)
Porcentaje de eficiencia (%)	14 – 16	15 – 17	8 – 13	>30	>30
Capacidad de almacenamiento térmico (hr)	0.0 - 7.5	1.0 - 15	0.5	> 15	n/a
Tiempo de construcción (años)	1 – 3	1 – 2	1 – 2	1 – 2	1
Tiempo de vida (años)	> 30	30	n/a	> 30	> 15

Fuente: Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), Tecnologías de energía renovable: serie de análisis de costos.

La Tabla 3 destaca las diferencias en *DNI* en Departamentos que cumplen con los criterios de *DNI* para la implementación de *Solar EOR* seleccionados de

Colombia. Los promedios anuales estimados en los Departamentos seleccionados oscilan entre 1.642 a 2.190 kWh/m²/año.

Tabla 3. DNI en Departamentos de interés para SOLAR EOR

Departamento	Radiación diaria promedio (kWh/m ² /día)	Radiación anual estimada (kWh/m ² /año)
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
Casanare	5,0 – 5,5	1.825 - 2.007
Arauca	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: Benavides, et al. (2017).

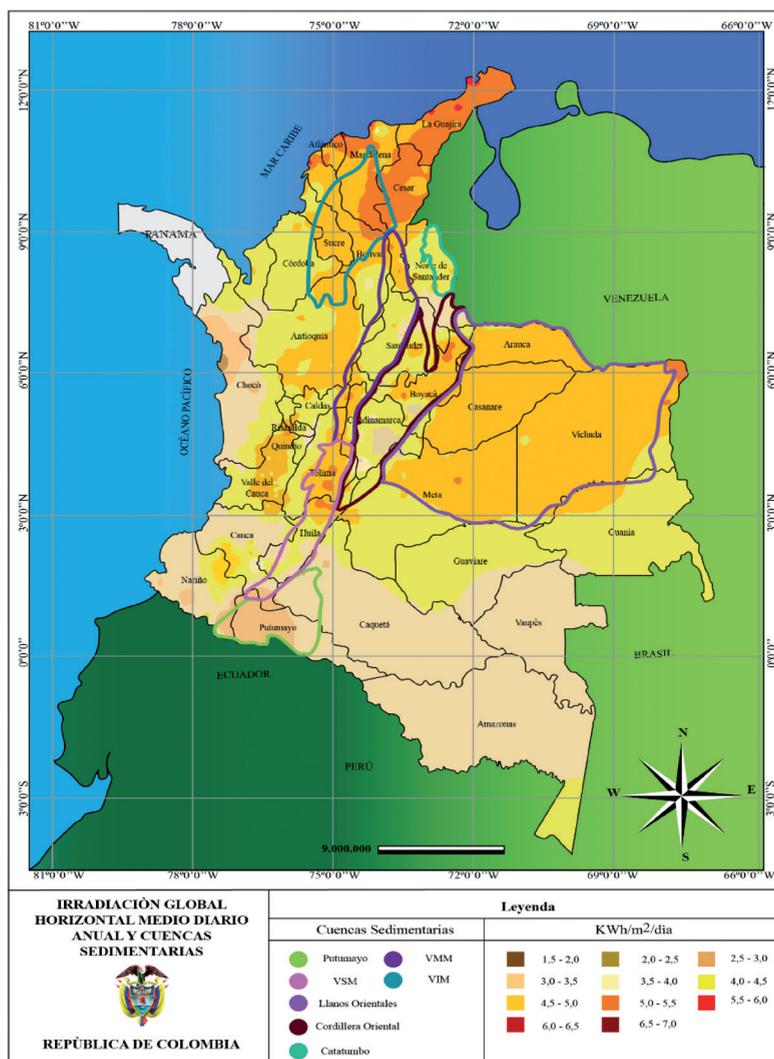


Figura 3. Irradiación Global Horizontal en Colombia.

Fuente: Modificado (Barrero, et al, 2007).

La producción actual de petróleo en Colombia se basa principalmente en procesos térmicos de extracción conocidos como en una primera instancia como Procesos de Levantamiento Artificial y en una etapa posterior Recobro Mejorado (*EOR/IOR*). Ecopetrol, la principal empresa productora del país cuenta actualmente con cerca de 52 proyectos de Recobro No Térmico (*IOR*) en 44 campos y cerca de 6 proyectos con Recobro Térmico (*EOR*). De acuerdo con los Departamentos seleccionados que cumplen con los requerimientos de *DNI* para la implementación de la tecnología *Solar EOR* se procede a identificar los campos petrolíferos ubicados en estas zonas de interés que a su vez cumplen con los parámetros de yacimiento y de fluidos mencionados anteriormente en la Tabla 3; a continuación, en la Tabla 4 se encuentran los campos en mención. (Ecopetrol S.A. 2014)

La radiación solar y el tipo de mecanismo de producción que presenta el yacimiento es importante en la determinación de la implementación de *Solar EOR*, los campos ubicados que presentan recobro térmico son: en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena se encuentra el campo **Teca-Cocorná** que presenta una gravedad *API* de 12.5, el mecanismo de producción es drenaje gravitacional y de compactación de la formación, tiene implementado inyección cíclica de vapor e inyección continua de vapor. El campo **Jazmín**, el crudo es 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 vapor. En la cuenca sedimentaria de los Llanos Orientales, se encuentra el campo **Quifa**, presenta una gravedad *API* de 13.73, a este campo se le realizó un proyecto piloto de recobro térmico de combustión seca directa el cual no cumplió con los objetivos establecidos, el mecanismo de producción del yacimiento es empuje hidráulico debido a la presencia de un acuífero activo. El campo Quifa está ubicado en la Cuenca Sedimentaria que recibe más irradiación solar normal directa, debido al mecanismo de producción que es un acuífero activo no es factible realizar un recobro térmico, ya que perdería eficiencia.

Por otra parte, en cuanto a la tecnología más adecuada es recomendable usar un colector de tipo canal cerrado. Despliega una tecnología cilindro-parabólica avanzada. En este diseño de campo solar, los espejos, el sistema de puntería y otros componentes delicados están protegidos dentro de una estructura de invernadero (Glasspoint. 2018). Los espejos rastrean automáticamente el sol durante todo el día y concentran la luz solar en un tubo estacionario de la caldera que contiene agua. El calor del sol hierve el agua para producir vapor a alta presión para EOR (Gregory, et al., 2014). De igual manera, se establece la medición de temperatura a través del circuito mostrado en la Figura 4.

Así, la Tabla 4 resume los campos seleccionados como potenciales candidatos para implementación de solar EOR.

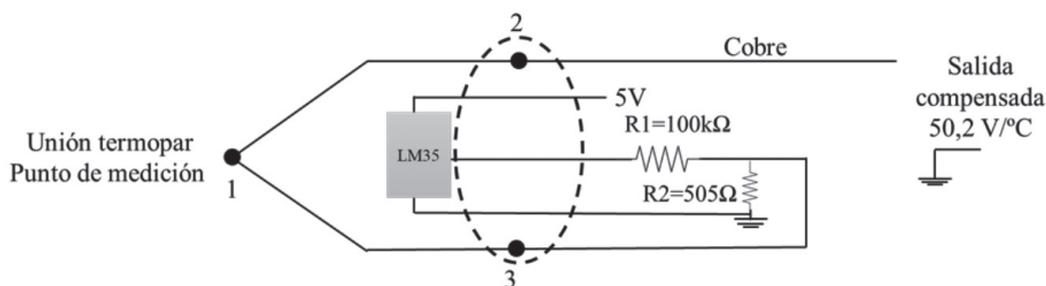


Figura 4. Medición de temperatura y medición de junta fría.

Fuente: Modificado (Souza y Canto, 2004).

Los campos que se encuentran en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena son prospectos para implementar *solar EOR* ya que son campos que presentan pozos someros (profundidad menor a 4000 pies) y su gravedad *API* es menor a 25°. El campo **Moriche** presenta un

espesor de formación de 526 pies, el campo **Jazmín** 215 pies y una profundidad de 1200 a 2500 pies; el Campo **Girasol** posee un espesor de formación que varía entre 15-35 pies.

De esta manera, el aprovechamiento de energía proveniente del sol para el calentamiento de agua, generación de vapor para su posterior inyección, es una posibilidad latente para el desarrollo sostenible de la industria de los hidrocarburos en Colombia.

Tabla 4. Campos petrolíferos seleccionados para la implementación de Solar EOR.

Campo	Departamento	Cuenca	API	Producción (BPD)	Método de recobro utilizado	Detalles
Teca - Cocorna	Antioquia	Valle Medio del Magdalena	12,5	1.264,54	Inyección cíclica de vapor e inyección continua de vapor	Se implementa actualmete
Nare	Antioquia	Valle Medio del Magdalena	12,5	198,92	Inyección cíclica de vapor	Se implementa actualmete
Jazmín	Boyacá	Valle Medio del Magdalena	11,5 – 12,5	4.260,43	Inyección cíclica de vapor	Se implementa actualmete
Moriche	Boyacá	Valle Medio del Magdalena	12,4 – 15,8	11.204,71	Inyección cíclica de vapor	Se implementa actualmete
Girasol	Boyacá	Valle Medio del Magdalena	11,4	3.155,75	Inyección cíclica de vapor	Se implementa actualmete
Chichimene	Meta	Llanos orientales	8.93	51.835,75	Combustión in situ	Se implementa actualmete
Quifa	Meta	Llanos Orientales	13,9	42.407,93	Piloto STAR combustión seca directa (Recobro Adicional Térmico Sincronizado)	No cumplió con la meta, establecida

Fuente: Producción fiscalizada de petróleo por campo en superficie 2018, 2. Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH, 2018.

Conclusiones y recomendaciones

- La tecnología Solar EOR se consolida como alternativa viable a la producción de vapor a gas para la industria petrolera debido a que puede generar la misma calidad de vapor que el gas natural, alcanzando temperaturas de hasta 750 ° F y 2,500 PSI.
- Una vez revisados los parámetros de yacimiento y el mapeamiento de Se concluye que los campos: Teca-Cocorna, Nare, Jazmín, Moriche, Girasol y Chichimene son campos potenciales para la aplicación de la tecnología expuesta. La implementación de *Solar EOR* podría reducir la demanda requerida de gas natural para *EOR*, que puede redirigirse a otras actividades económicas tales como generación de energía, desalinización de agua y como materia prima y energía para procesos industriales.
- Además de los beneficios económicos, la implementación de la tecnología SOLAR EOR trae consigo la posibilidad de estrechar la relación con la comunidad y los estados, lo anterior, dado a la reducción de emisiones indirectas. Comprometiendo de esta manera a la industria del petróleo y gas con la agenda de sustentabilidad de la ONU.
- Se recomienda calcular la cantidad de CO₂ emitidas mediante la construcción y posterior puesta en marcha del proyecto. De igual manera, en caso de que la tecnología planteada reduzca las emisiones de CO₂ es necesario cuantificar su costo de abatimiento.
- Se recomienda realizar los trabajos de ingeniería básica, conceptual y de diseño para los campos candidatos.

Referencias

- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2018). Producción fiscalizada de petróleo por campo en superficie (barriles promedio por día calendario - bpd). Bogotá, Colombia.: ANH. Recuperado de <http://www.anh.gov.co/>
- Almeida, M., & Tovar, J. V. (2016). Evaluación de los mecanismos de recuperación térmica para aumentar el factor de recobro del crudo pesado y extrapesado en la faja petrolífera del Orinoco “Hugo Chavez Frias” (tesis de pregrado). Universidad Nacional Experimental Politécnica de la Fuerza Armada Nacional Bolivariana, San Tomé, Venezuela.

3. Alvarado, D., Bánzer S. C., & Rincón, A. (Ed.). (2002). *Recuperación Térmica de Petróleo*, Caracas, Venezuela.
4. Ardila, C. A., & Barrera, C. D. (2016). Evaluación técnico – financiera de compatibilidad de secuestrantes de H₂S en fluidos de perforación y completamiento en operaciones del campo jazmín mediante pruebas de laboratorio (Trabajo de grado). Fundación Universidad de América, Bogotá, Colombia.
5. Ardila, K., Rodríguez, R., Muñoz S., & Rodríguez A. (2015). Uso de un solvente como alternativa para mejorar la inyección cíclica de vapor en un yacimiento de crudo pesado móvil. *Revista fuentes: el Reventón energético*, 13(1), 33-45.
6. Barrero, D., Pardo, A., Vargas, C., & Martínez J. (2007). *Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal*. Bogotá, Colombia.: ANH. Recuperado de http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencas-sedimentarias/Documents/colombian_sedimentary_basins.pdf
7. Benavides, H. O., Simbaqueva, O., & Zapata, H. J. (2017). *Atlas de radiación solar, ultravioleta y ozono de Colombia*. Bogotá D.C., Colombia.: Atlas IDEAM. Recuperado de <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>
8. Bustos, S. M., & Angarita, W. Y. (2013). Aplicación de la tecnología visbreaking para el mejoramiento del crudo del campo Jazmín (trabajo de grado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
9. Carpenter, C. (2014). Downhole Electrical Heating for Enhanced Heavy-Oil Recovery. *Journal of Petroleum Technology*, 66(03), 132-134. doi: 10.2118/0314-0132-JPT.
10. Chilingar, G. V., & Yen, T. F. (1984). *Enhanced Recovery of Residual and Heavy Oils (Second Edition)*, edited by M. M. Schumacher, Noyes Data Corporation, Park Ridge, NJ, 1980. 389. *Energy Sources*, 7(4), 403-418. doi: 10.1080/00908318408908095.
11. Choudry, S. A., Müller, S., Alber, U., Riedel, F., & Landgrebe, D. (2018). A Multidimensional Assessment and Selection Methodology: Optimized Decision-making of Joining Technologies in Automobile Body Development. *Elsevier Procedia Manufacturing*, 21, 281-288. doi: 10.1016/j.promfg.2018.02.122.
12. Dong, X., Liu, H., Wu, K., & Chen, Z. (2018). EOR potential in the post steam injection era: Current and future trends. *SPE Improved Oil Recovery Conference*. doi: 10.2118/190195-MS.
13. Escobar, Y. A. (2011). Evaluación del completamiento de subsuelo para la inyección de vapor y el sistema de levantamiento artificial en los pozos del campo Jazmín orientada a la reducción del lifting cost (tesis de especialización). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
14. Farouq, S. M., & Bayestehparvin, B. (2018). Electrical Heating – Doing the Same Thing Over and Over Again *SPE Canada Heavy Oil Technical Conference*. doi: 10.2118/189724-MS.
15. Fonseca, J. M., & Sánchez, M. A. (2017). Evaluación de la inyección localizada de vapor con la técnica huff and puff para ocho pozos en el campo Teca-Cocorná mediante simulación numérica (trabajo de grado). Fundación Universidad de América, Bogotá, Colombia.
16. Garzon, F. C. Y., & Navarro, S. F. M. (2011). Una nueva mirada a la combustión in-situ: Tratando de romper un viejo paradigma. *Revista Fuentes*, 9(1).
17. Gil, C. O. (2018). 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.
18. Guerra, J. J., & Grosso, J. L. (2005). Segregated In-Situ Combustion Process (SISC) y Toe to Heel Air Injection (THAI), alternativas potenciales de recobro mejorado en campos Colombianos de crudo medio y pesado. Paper ACIPET, Artículo elegido por el Comité Técnico para presentación en el XI Congreso Colombiano de Petróleo y gas, organizado por ACIPET. Bogotá D.C, Colombia.
19. Gupta, S., Guédez, R., & Laumert, B. (2017). Market potential of solar thermal enhanced oil recovery-a techno-economic model for Issaran oil field in Egypt. *AIP Conference Proceedings*, 1850(1)1850, 190001. doi:10.1063/1.4984573.
20. IRENA, R. E. S. (2015). *International Renewable Energy Agency. Renewable Energy Target Setting*, Abu Dhabi, UAE.
21. Jha, A. K, Joshi, N., & Singh, A. (2011). Applicability and assessment of micro-wave assisted gravity drainage (MWAGD) applications in Mehsana heavy oil field, India. *SPE Heavy Oil Conference and Exhibition*. doi: 10.2118/149591-MS

22. Liu, M., & Zhao, G. (2013). A performance comparison study of electromagnetic heating and SAGD process. SPE Heavy Oil Conference – Canada, 3, 2119-2129. doi: 10.2118/165547-MS.
23. Liu, Y., Gao, L., Wen L., & Zong, B. (2009). Recent advances in heavy oil hydroprocessing technologies. Recent Patents on Chemical Engineering, 2(1), 22–36. doi: 10.2174/2211334710902010022.
24. Márquez, D. S. (2016). Recuperación mejorada mediante el uso de energía geotérmica (tesis de pregrado). Universidad Autónoma de México, Ciudad de México, México.
25. Naranjo, P. A. L., Correa, D. L. B., Navarro, S. F. M., & Rodríguez, A. O. (2015). Inyección de vapor en medianos. recuperación y rentabilidad. Revista Fuentes, 13(1), 21-31.
26. Navarro, S. F. M., Olivares, C. A. P., & Becerra, E. M. T. (2008). Procesos de desplazamiento miscibles y su incidencia en el comportamiento de la inyección de vapor. Revista Fuentes, 6(2).
27. Pardo, D. F. (2015). Implicaciones de un Sector Petrolero inactivo. CAMPETROL Cámara Colombiana de bienes y servicios petroleros. Recuperado de http://campetrol.org/wp-content/uploads/noticias/boletin/ESTUDIO-01_Implicaciones-sector-petrolero-inactivo.pdf.
28. Rodríguez, A., Palma, J., & Muñoz, S. (2016). Drenaje gravitacional asistido Con vapor, SAGD, aplicado a yacimientos de crudos pesados. Revista Fuentes: El Reventón Energético, 14(1), 35-42. doi: <https://doi.org/10.18273/revfue.v14n1-2016003>.
29. Schlumberger. (2018). Teor. Schlumberger. Recuperado de: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/t/teor.aspx>.
30. Sierra, D. M., & Navarro, S. M. (2008). modelo analítico para inyección continua de vapor en yacimientos estratificados de crudo pesado. Revista Fuentes, 6(1).
31. Sierra, D. M., Navarro, S. F. M., & Tavera, C. P. S. (2006). Simulación de un piloto de inyección continua de vapor usando pozos horizontales. Fuentes: El reventón energético, 4(2), 2.
32. Souza, T. M. D., & Canto, M. A. R. D. (2004). Sistema de monitoramento de fontes de energias renováveis. Proceedings of the 5th Encontro de Energia no Meio Rural.
33. Venera, A. M. P., Tarazona, M. C. A., Castelblanco, A. X. R., & Martínez, S. F. M. (2017). Técnicas para el mejoramiento de la inyección continua de vapor. Revista Fuentes, 15(1), 109-117.
34. Vidal, E. A. & Fontalvo, C. A. (2018). Alternativa para la generación de gas natural sintético a partir de una fuente de energía renovable mediante tecnología “Power to Gas” en Colombia. Revista Fuentes: El reventón energético, 16(1), 71-79. doi: 10.18273/revfue.v16n1-2018006.
35. Vogel, W., & Kalb, H. (2010). Large-scale solar thermal power: technologies, costs and development. John Wiley & Sons

Recepción: 11 de julio de 2019
Aceptación: 02 de diciembre de 2019