



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 2

Neiva, 15 de Julio de 2019

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

_____ Angélica María Gutiérrez Ramírez, con C.C. No. 1075297867,

_____ Martha Patricia Medina Casas, con C.C. No. 1075288972,

_____, con C.C. No. _____,

_____, con C.C. No. _____,

Autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado o _____

titulado Estudio técnico de la implementación de una planta de energía solar para procesos térmicos

de recobro mejorado en Colombia

presentado y aprobado en el año 2019 como requisito para optar al título de

Ingeniero de petróleo;

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que, con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales “open access” y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que, de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

Vigilada Mineducación



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 2

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, “Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores” , los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: Angelica Maana Gutierrez R.

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: Arthuro Roberto Cepeda Cuervo.

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____



TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: Estudio técnico de la implementación de una planta de energía solar para procesos térmicos de recobro mejorado en Colombia

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Gutiérrez Ramírez	Angélica María

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Medina Casas	Martha Patricia

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Guerrero Martin	Camilo Andrés
Escobar Macualo	Freddy Humberto

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero de petróleos

FACULTAD: Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Ingeniería de petróleos

CIUDAD: Neiva

AÑO DE PRESENTACIÓN: 2019

NÚMERO DE PÁGINAS: 130

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Diagramas__x_ Fotografías___ Grabaciones en discos___ Ilustraciones en general_x___ Grabados___
Láminas___ Litografías___ Mapas__x_ Música impresa___ Planos___ Retratos___ Sin ilustraciones___
Tablas o Cuadros_x_



SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento: No aplica

MATERIAL ANEXO: No aplica

PREMIO O DISTINCIÓN (*En caso de ser LAUREADAS o Meritoria*):

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. Factor de recobro	Recovery factor	6. Limite económico	Economic limit
2. Recuperación primaria	Primary recovery	7. Energía térmica	Thermal energy
3. Recuperación secundaria	Secondary recovery	8. _____	_____
4. Recuperación terciaria	Tertiary recovery	9. _____	_____
5. Recuperación mejorada	Enhanced oil recovery	10. _____	_____

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

La industria de la ingeniería de petróleo se ha caracterizado por innovar y optimizar las técnicas utilizadas en el recobro y el mejoramiento del factor de recobro en los campos petroleros, si bien estas técnicas resultan atractivas para el desarrollo de yacimientos de crudo pesado y extra-pesado alrededor del mundo debido a que la demanda de los productos finales obtenidos a partir de la explotación de éstos yacimientos aumenta exponencialmente con la finalidad de satisfacer las necesidades energéticas y los múltiples beneficios que esta actividad genera a la comunidad.

La tecnología Solar actualmente desempeña un papel importante en la combinación de las tecnologías de procesos de recobro térmico con inyección continua de vapor; debido a que, en lugar de quemar gas natural para producir vapor, esta tecnología involucra el uso de la tecnología de concentración de energía solar para producir vapor por medio de unos espejos parabólicos que concentran la luz solar y la reflejan hacia un tubo receptor por donde fluye agua que se calienta y se convierte en vapor, este vapor presenta la misma calidad y temperatura para ser inyectado. En Colombia existen zonas que tienen campos con las características adecuadas tanto del fluido como del yacimiento, así como de la irradiación normal directa necesaria para la implementación de esta tecnología, por lo



tanto, se realiza un análisis económico para determinar si es factible su implementación en estos campos que se les ha realizado recobro térmico.

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

The oil engineering industry has been characterized by innovating and optimizing the techniques used in the recovery and improvement of the recovery factor in the oil fields, although these techniques are attractive for the development of heavy and extra-heavy oil fields around the world because the demand for the final products obtained from the exploitation of these deposits increases exponentially in order to meet the energy needs and the multiple benefits that this activity generates for the community.

Solar technology currently plays an important role in the combination of thermal recovery process technologies with continuous steam injection; because, instead of burning natural gas to produce steam, this technology involves the use of solar energy concentration technology to produce steam by means of parabolic mirrors that concentrate sunlight and reflect it towards a receiver tube where water that is heated and converted into steam flows, this steam presents the same quality and temperature to be injected. In Colombia there are areas that have fields with the appropriate characteristics of both the fluid and the deposit, as well as the direct normal irradiation necessary for the implementation of this technology, therefore, an economic analysis is carried out to determine if its implementation is feasible. these fields that have been made thermal recovery.



Empty box for the description of the thesis or degree work.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Presidente Jurado:

Firma:

Nombre Jurado: Javier Andrés Martínez P.

Firma: *Javier A. Martínez P.*

Nombre Jurado: German Martínez B.

Firma: *German Martínez B.*

**ESTUDIO TÉCNICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA PLANTA DE
ENERGÍA SOLAR PARA PROCESOS TÉRMICOS DE RECOBRO
MEJORADO EN COLOMBIA**

MARTHA PATRICIA MEDINA CASAS
ANGÉLICA MARÍA GUTIÉRREZ RAMÍREZ

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA, COLOMBIA

2019

**ESTUDIO TÉCNICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA PLANTA DE
ENERGÍA SOLAR PARA PROCESOS TÉRMICOS DE RECOBRO
MEJORADO EN COLOMBIA**

MARTHA PATRICIA MEDINA CASAS
ANGÉLICA MARÍA GUTIÉRREZ RAMÍREZ

TRABAJO DE GRADO PRESENTADO COMO REQUISITO PARCIAL PARA
OPTAR AL TÍTULO DE:
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director:

M.Sc. CAMILO ANDRÉS GUERRERO MARTIN

Codirector:

Ph.D. FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA, COLOMBIA

2019

Nota de Aceptación

Firma del Director

Firma del Codirector

Firma de Evaluador

Firma de Evaluador

Palabras de **Martha Patricia Medina Casas**

En primer lugar, a Dios por darme salud y la constancia para cada día luchar por mis sueños, por permitirme hoy ser profesional comprometida con la vida, la ética y la integridad.

Quiero agradecerle a mi madre Martha Cecilia Casas Gómez por ser mi más grande motivación, por sus valiosas palabras y apoyo incondicional cuando más lo necesitaba, por siempre hacernos sentir la calidez de un hogar y ser un ejemplo a seguir, a mi padre Jose Emel Medina Trujillo por su apoyo y constante lucha por vernos triunfar, a mi hermana Anggy Liseth Medina Casas por ser mi mejor amiga, mi confidente y ejemplo de superación, a mi hermanito Marcelo José Medina Casas por ser un luchador aferrado a esta vida destinado para grandes cosas, a mi hermano Hemmel Andrés Medina Casas nunca es tarde para empezar y luchar por un mañana mejor, a mi abuelito Jose Joaquín Casas Polanco Q.E.P.D que aunque le pedí que me acompañara este día, partió de esta vida terrenal dejándonos su gran ejemplo de vida, humildad y amor eterno, a mi abuelita Ofelia Casas por su infinito amor y dulzura y por supuesto al amor de mi vida Gentil Andrés Collazos Escobar por ser ejemplo de hombre luchador, perseverante, por su grandiosa compañía y siempre estar ahí para recordarme que todo va estar bien, a él este logro que hoy culmina. A todos ellos, solo me resta darles las gracias y decirles que los amo con todas mis fuerzas.

Agradezco a Dios por permitirme culminar un sueño más en mi vida, el cual dedico especialmente a mis padres Rosalba Ramírez Cedeño, Ángel María Gutiérrez Rodríguez y hermano David Ricardo Gutiérrez Ramírez por todo su apoyo, amor y cariño, quienes en esencia constituyen mi gran pilar. También agradezco a mi familia y amigos que me acompañaron y dejaron una enseñanza. A mi novio Santiago Puentes por su gran apoyo en la realización de este proyecto, por brindarme muchas alegrías y guiarme en este camino de ser mejor persona y mejor profesional. Finalmente quiero agradecer a David Manrique Mendoza por estar conmigo en todo el trayecto de este sueño y por brindarme su amistad, mi compañera de tesis Martha por ayudarme en todo este proceso y cada uno de los profesores que me formaron como profesional.

AGRADECIMIENTOS

vi

Los autores de este proyecto agradecen al alma máter Universidad Surcolombiana, Facultad de Ingeniería, Programa de Ingeniería de Petróleos, por ser un templo de conocimiento y darnos la oportunidad de ser hoy profesionales, al director M.Sc. Camilo Martin por su dirección y apoyo en el transcurso de este proyecto, al Co Director Ph.D. Freddy Humberto Escobar Macualo y a toda la planta de docentes del programa de Ingeniería de petróleo por habernos transmitido sus conocimientos en sus clases magistrales, que fueron la base para el desarrollo del presente proyecto, aportando significativamente a la formación académica y profesional de quienes hoy culminan esta etapa.

CONTENIDO	vii
LISTA DE TABLAS	xii
LISTA DE FIGURAS.....	xiii
LISTA DE ECUACIONES.....	xv
GLOSARIO	xvii
LISTA DE SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS	xix
RESUMEN	xxi
INTRODUCCIÓN	22
OBJETIVOS	24
Objetivo general	24
Objetivos específicos.....	24
JUSTIFICACIÓN	25
CAPÍTULO I. TÉCNICAS DE RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS	26
1.1 Técnicas de Recobro	26
1.1.1 Recuperación primaria.....	26
1.1.2 Recuperación secundaria.....	26
1.1.3 Recuperación mejorada del petróleo.....	26
1.2 Métodos térmicos de Recuperación Mejorada.....	29
1.2.1 Combustión In-Situ (CIS) o invasión con fuego.....	30
1.2.1.1 Combustión en reversa.....	30
1.2.1.2 Inyección de aire a alta presión, HPAI.....	31
1.2.1.3 Combustión directa o hacia adelante.....	31
1.2.1.3.1 Seco.....	32
1.2.1.3.2 Combustión Húmeda Directa.....	32
1.2.1.3.3 Con aditivos.....	32
1.2.1.3.4 THAI.....	32
1.2.1.3.5 CAPRI.....	33
1.2.1.4 CAGD (Drenaje Asistido por Gravedad de Combustión).....	33
1.2.2 Inyección de agua caliente.....	33
1.2.3 Calentamiento eléctrico.....	34

1.2.3.1	Corrientes de baja frecuencia.	35viii
1.2.3.1.1	Calentamiento por resistencia (ERH).	36
1.2.3.2	Corriente de frecuencia baja-media.	36
1.2.3.2.1	Calentamiento por inducción.	36
1.2.3.3	Corriente de alta frecuencia.	36
1.2.3.3.1	Calentamiento electromagnético (EM).	36
1.2.3.3.2	Calentamiento microondas (MW).	37
1.2.4	Inyección de Vapor.	37
1.2.4.1	Inyección cíclica de vapor (CSS).	37
1.2.4.2	Inyección continua de vapor, ICV.	38
1.2.4.2.1	Desplazamiento horizontal alterno con vapor, HASD.	40
	Diferencias Inyección Cíclica de vapor (ICV) - Inyección Continua de vapor (CSS)	40
2.1.1.1	Inyección de agua alternada con vapor (WASP).	41
2.1.1.2	Inyección de vapor asistida por gravedad, SAGD.	42
2.1.1.2.1	Extracción por vapor, VAPEX.	43
2.1.1.2.2	Expansión del solvente de SAGD, ES-SAGD.	43
2.1.1.2.3	Empuje de vapor y gas, SAGP.	43
	CAPITULO II. GENERACIÓN CONVENCIONAL DE VAPOR EN PROYECTOS DE RECOBRO MEJORADO TÉRMICO	44
2.1	Propiedades térmicas del agua	44
2.1.1	Calidad de vapor	44
2.1.2	Vapor húmedo.	45
2.1.4	Calor sensible.	45
2.1.5	Temperatura de saturación.	45
2.1.6	Entalpía	46
2.2	Tratamiento del agua para inyección de vapor en procesos <i>EOR</i>	47
2.2.1	Características del agua posterior al tratamiento para inyección de vapor	49
2.3	Equipos utilizados en la generación de vapor	50
2.3.1	Generadores de Recirculación (RSG)	50
2.3.2	Generadores de Paso Único (OTSG)	50
2.4	Costos asociados a la generación de vapor convencional	54
	CAPÍTULO III. POTENCIAL EOR DE COLOMBIA	55
3.1	Producción de crudo pesado en Colombia	55

3.2 Zonas productoras de hidrocarburos en Colombia.....	55ix
Cuenca Llanos Orientales.....	58
Cuenca Valle Medio Del Magdalena.....	58
Cuenca del Valle Superior del Magdalena	58
Cuenca del Valle inferior del Magdalena	58
Cuenca Caguán-Putumayo	59
Cuenca Cordillera oriental.....	59
Cuenca del Catatumbo.....	59
3.3 Estado actual de EOR en Colombia	59
3.3.1 Antecedentes EOR Térmico en Colombia.....	62
3.3.1.1 Campo Moriche.....	62
3.3.1.2 Campo Jazmín	63
3.3.1.3 Campo Abarco.....	64
3.3.1.4 Campo Girasol.....	64
3.3.1.5 Campo Teca Cocorná	65
3.3.1.6 Campo Nare Sur	67
3.3.1.7 Campo Chicala	67
3.3.1.8 Campo Chichimene	67
3.3.1.9 Campo Quifa.....	68
3.3.1.10 Campo Ocelote	68
CAPÍTULO IV. RECUPERACIÓN TÉRMICA SOLAR MEJORADA DE PETRÓLEO (<i>SOLAR EOR</i>)	70
4.1 Cómo funciona <i>Solar EOR</i>	70
4.1.1 Impacto de los ciclos diarios y estacionales en el vapor generado por <i>Solar EOR</i>	71
4.2 Antecedentes de Solar EOR en la Industria Petrolera.....	73
4.2.1 Proyecto piloto ARCO Solar Taft, California.....	74
4.2.2 Campo 21Z en McKittrick, California.....	74
4.2.3 Campo Coalinga en Coalinga, California	75
4.2.4 Proyecto piloto de POD en Campo Amal West, Omán	75
4.2.5 Campo Amal Proyecto Solar Miraah, Omán	76
4.2.6 Campo Belridge Proyecto Solar Integrado Kern, CA.....	77
4.2.7 Proyecto Mukhaizna, Occidental de Omán	78
4.2.8 Prospecto Kuwait	78

4.3	Tecnologías de concentración de energía solar (CSP).....	78x
4.3.1	Solar Térmica CSP Vs. Solar CPV.....	81
4.3.2	Ventajas de las tecnologías CSP del <i>Solar EOR</i>	82
4.3.3	Variantes de CSP existentes en el mercado.....	82
4.3.3.1	Tecnología de Torre Solar (ST).....	83
4.3.3.2	Tecnología de colector Fresnel lineal (FR).....	84
4.3.3.3	Tecnología de plato Stirling.....	85
4.3.3.4	Tecnología de colectores cilindro parabólicos (PTC).....	85
4.3.3.5	Canal de transito único (STI) o Canal cerrado.....	86
4.3.3.5.1	Arquitectura de la tecnología Canal Cerrado.....	89
4.3.3.5.2	Bloque estándar de GlassPoint.....	91
4.3.4	Comparación de las tecnologías solares CSP.....	92
4.4	Principios de funcionamiento y requerimientos de la tecnología Solar EOR.....	94
4.4.1	Radiación solar.....	95
4.4.1.1	Radiación difusa.....	95
4.4.1.2	Radiación reflejada (albedo).....	95
4.4.1.3	Radiación global.....	95
4.4.1.4	Irradiación normal directa (DNI).....	96
CAPÍTULO V. IMPLEMENTACIÓN DE SOLAR EOR EN COLOMBIA.....		98
5.1	Análisis de detección recursos solares en Colombia.....	99
5.1.1	Parámetros para implementar la tecnología SOLAR EOR en Campos A y B.....	102
5.1.1.1	Determinación de DNI.....	102
5.1.1.2	Fluido de transferencia de calor (HTF).....	104
5.1.1.3	Delimitaciones y Condiciones de superficie para el Campo solar.....	104
5.1.2	Radiación incidente sobre la superficie terrestre.....	104
5.1.2.1	Dirección del haz de radiación sobre Solar EOR.....	104
5.1.3	Incidencia solar sobre tubo absorbedor.....	105
CAPÍTULO VI. ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE <i>SOLAR EOR</i> EN CAMPOS ESTUDIO COLOMBIANOS.....		107
6.1	Cálculo de producción de petróleo con la tecnología <i>SOLAR EOR</i>	107
6.2	Pronóstico de rendimiento teniendo en cuenta el impacto de la intermitencia del sol en el <i>TEOR</i> con <i>SOLAR EOR</i>	108
6.2.1	Simulación tiempos de operación del generador de vapor <i>Solar EOR</i>	109

6.3 Integración de la Tecnología <i>SOLAR EOR</i> en los Campos de estudio	109xi
6.3.1 Esquema ET Híbrido Aplicado al Recobro Mejorado.....	110
6.3.2 Esquema ET Aplicado al Recobro Mejorado	111
6.4 Viabilidad financiera de <i>SOLAR EOR</i> aplicado a Campos de estudio.....	112
6.4.1 Análisis <i>CAPEX</i>	112
6.4.2 Análisis <i>OPEX</i>	113
6.5 Aprovechamiento del gas natural ahorrado.....	115
6.6 Evaluación financiera.....	115
6.6.1 Flujo de caja.....	116
CONCLUSIONES	118
RECOMENDACIONES.....	120
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	121
ANEXOS	130

Tabla 1. Características de los mecanismos de producción primaria	28
Tabla 2. Propiedades de yacimiento y fluidos para <i>CIS</i>	30
Tabla 3. Propiedades de yacimiento y fluidos para CAPRI	33
Tabla 4. Parámetros y rangos de aplicación para Calentamiento Eléctrico	35
Tabla 5. Clasificación de los Sistemas de Calentamiento Eléctrico por Frecuencia Aplicación.	35
Tabla 6. Parámetros y Rangos de Aplicación para CSS	38
Tabla 7. Parámetros y rangos de aplicación para Inyección Continua de Vapor.....	40
Tabla 8. Características del agua posterior al tratamiento	49
Tabla 9. Parámetros de operación de un Generador de paso único con serpentín	52
Tabla 10. Costos asociados del gas para la generación de vapor convencional	54
Tabla 11. Información general de Cuencas productoras de hidrocarburos en Colombia.	57
Tabla 12. Factor de Recobro por cada Cuenca productora de crudo en Colombia.....	60
Tabla 13. Producción fiscalizada de petróleo por Campo en superficie con recobro térmico....	62
Tabla 14. Propiedades de fluido y yacimiento Campo Moriche.....	63
Tabla 15. Campos Asociación Nare.....	63
Tabla 16. Propiedades de fluidos y yacimiento Campo Jazmín	64
Tabla 17. Propiedades de fluido y yacimiento Campo Girasol.....	65
Tabla 18. Propiedades de la roca Campo Teca Cocorna.....	66
Tabla 19. Propiedades de los fluidos Campo Teca Cocorna.....	66
Tabla 20. Propiedades de fluidos y yacimiento Campo Chichimene	67
Tabla 21. Propiedades de la roca y fluidos Campo Quifa.....	68
Tabla 22. Propiedades de la formación productora del campo Ocelote.....	69
Tabla 23. Comparación de las tecnologías CSP existentes en el mercado	92
Tabla 24. Radiación solar en Departamentos de interés para <i>SOLAR EOR</i>	100
Tabla 25. Parámetros de fluido y yacimiento Campos Solar EOR	102
Tabla 26. Radiación solar en los Campos de estudio.....	103
Tabla 27. Costos asociados a la generación de vapor a partir de gas natural	107
Tabla 28. Comparación volumen de vapor inyectado Generador Convencional - Generador SOLAR EOR	109
Tabla 29. Desglose de CAPEX	113
Tabla 30. Costos de inversión para tecnología Canal Cerrado	113
Tabla 31. Costos asociados a generación de vapor con sistema convencional.....	114
Tabla 32. Costos de Operación para tecnología Canal Cerrado	114

Figura 1. Métodos de Recuperación del petróleo	27
Figura 2. Diagrama Combustión In-Situ.....	31
Figura 3. Diagrama de Inyección de agua caliente	34
Figura 4. Diagrama Calentamiento Eléctrico	35
Figura 5. Inyección cíclica de vapor (CSS)	38
Figura 6. Diagrama Inyección de vapor.....	39
Figura 7. Diagrama de un proceso de inyección de agua alternada con vapor (WASP). (Modificado de Hong y Steven, 1992).....	41
Figura 8. Diagrama Inyección de vapor asistida por gravedad (SAGD)	42
Figura 9. Diagrama para el agua Entalpia-Presión	46
Figura 10. Diagrama de flujo captación, tratamiento, generación e inyección de vapor.....	48
Figura 11. Generadores de vapor en fondo.....	51
Figura 12. Diseño del generador de paso único con serpentín de flujo en serie.....	53
Figura 13. Porcentaje de crudos pesados en la producción del país	55
Figura 14. Cuencas Sedimentarias en Colombia	56
Figura 15. Distribución de la producción de petróleo por cuenca en Colombia (2015).....	57
Figura 16. Campos con proyectos IOR/EOR en Colombia.....	61
Figura 17. Diagrama <i>Solar EOR</i>	70
Figura 18. Integración Combustible equilibrado / Vapor solar	73
Figura 19. Primer proyecto Solar EOR 21Z	74
Figura 20. Proyecto Solar EOR Coalinga, CA.	75
Figura 21. Proyecto Piloto Solar EOR.....	76
Figura 22. Proyecto Solar EOR Miraah.....	76
Figura 23. Representación del futuro campo solar en South Belridge	77
Figura 24. Diferentes rutas termoquímicas para producir combustibles con CSP	79
Figura 25. Capacidad global de almacenamiento de energía térmica de CSP y adiciones anuales, 2007-2017	80
Figura 26. Disminuyendo costos y aumentando producción.....	80
Figura 27. Solar térmica Vs. Solar PV.....	81
Figura 28. Tecnología de Torre Solar.....	83
Figura 29. Tecnología Fresnel Lineal	84
Figura 30. Tecnología Plato Stirling.....	85
Figura 31. Tecnología de Colectores Cilindro-parabólicos.....	86
Figura 32. Configuración del Tubo absorbedor de Canal Cerrado.....	88
Figura 33. Vista externa del tubo absorbedor del Canal Cerrado.....	88
Figura 34. Tecnología de Canal Cerrado.....	89
Figura 35. Diagrama del canal cerrado.....	90
Figura 36. Especificaciones bloque estándar	91
Figura 37. Componentes de la Radiación Solar.....	96

Figura 38. Mapa global Irradiacion Normal Directa DNI	97xiv
Figura 39. Metodología de trabajo evaluación de las variables de interés	98
Figura 40. RETScreen Expert.....	99
Figura 41. Irradiación Global Horizontal medio diario en Colombia.....	101
Figura 42. Promedio de radiación solar diaria para 2019 en Campos de estudio.....	102
Figura 43. Condiciones promedio de referencia Campos de estudio	103
Figura 44. Dirección del haz de radiación	105
Figura 45. Diagrama de flujo de calor en el Tubo Absorbedor - Colector	106
Figura 46. Relación vapor-petróleo para inyección a diferentes calidades de vapor Arenas productoras.....	108
Figura 47. Esquema ET Aplicado al Recobro Mejorado.....	110
Figura 48. Esquema ET Híbrido Aplicado a Recobro Mejorado	111
Figura 49. Flujo de caja Implementación SOLAR EOR	116

LISTA DE ECUACIONES

xv

Ecuación 1. Cálculo de Calidad del Vapor.....	44
Ecuación 2. Calor Sensible.....	45
Ecuación 3. Calor Latente.....	45
Ecuación 4. Entalpía de vapor húmedo.....	46
Ecuación 5. Dirección del haz de radiación sobre Solar EOR.....	105
Ecuación 6. Flujo de calor absorbido por pared metálica del absorbedor.....	106
Ecuación 7. Balance de energía en la cobertura de vidrio.....	106
Ecuación 8. Ecuación general del Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE).....	115

LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Apéndice Nomenclatura de la Industria..... 130

Cuenca sedimentaria. Área subsidente de la corteza terrestre producto de la actividad tectónica de las placas que permite la acumulación de sedimentos, una fuente importante de sedimentos y un lugar que favorezca la deposición de estos, estos sedimentos son capas de arena, limo, arcilla, etc. las rocas generadoras de hidrocarburos presentes en las cuencas, si se encuentran en unas condiciones adecuadas de profundidad y sepultamiento, pueden generar hidrocarburo en la cueca. (OilField Glossary,s.f.).

Gravedad API. Escala de gravedad específica desarrollada por el Instituto Estadounidense del Petróleo (American Petroleum Institute, API) para medir la densidad relativa de diversos líquidos de petróleo, expresada en grados. Mide si es un crudo pesado o liviano, crudo con grado API mayor a 31,3 es crudo liviano; entre 29.9 y 22 es crudo mediano; entre 21,9 y 10 crudo pesado y crudos extra-pesados son aquellos con grados API inferiores a 10. (OilField Glossary,s.f.).

Irradiancia normal directa o DNI. Medida de la disponibilidad de la luz solar en una ubicación, es la cantidad de radiación solar recibida por unidad de área por una superficie que siempre se mantiene perpendicular (o normal) a los rayos que vienen en línea recta desde la dirección del sol hasta su posición actual en el cielo, cantidad de energía solar que cae por metro cuadrado por día en una ubicación, su unidad es kWh/m²/día. (Firstgreen Consulting Private Limited. 2012).

Porosidad. Es una propiedad de la roca, es el espacio vacío presente en la roca lo que permite el almacenamiento de algún fluido en ella, es la razón entre el volumen de los espacios vacíos y el volumen total de la roca, se expresa en porcentaje; existen diferentes tipos de porosidad, la porosidad absoluta que es la razón entre el espacio poroso total de la roca y el volumen bruto; porosidad efectiva que es el espacio poroso que se encuentra interconectado con respecto al volumen total de la roca. (Paris de Ferrer, M.2009).

Pozo inyector. Pozo destinado a inyectar algún tipo de fluido (gas natural, agua, vapor de agua), siendo el objetivo principal de mantener la presión de yacimiento, otra función es para almacenamiento o conservación del ambiente. (Rodríguez, P.2006).

Pozo productor. Pozo que permite extraer los fluidos de las formaciones productoras, estos fluidos pueden ser crudo, gas, gas condensado o agua, estos pozos tienen diferentes configuraciones pueden ser pozos tipo J, vertical, horizontal y cuyo objetivo es llegar a las formaciones productoras. (OilField Glossary,s.f.).

Recuperación mejorada de petróleo. Técnicas utilizadas con el propósito de alterar las propiedades fisicoquímicas del petróleo para aumentar la producción de petróleo y el factor de recobro ayudando en el desplazamiento del petróleo o el flujo de fluidos en el yacimiento y a restaurar la presión de yacimiento, existe varios métodos como lo son los métodos térmicos, la inyección de químicos, fluidos miscibles, entre otros; cada uno de estos métodos se usan de acuerdo a las propiedades del yacimiento y el pozo. (OilField Glossary,s.f.).

Viscosidad. Propiedad de los fluidos, es la medida de la resistencia a la deformación del fluido,xviii existen dos tipos de viscosidad, la cinemática y la dinámica, esta última también llamada como viscosidad absoluta, es la relación entre el gradiente de la velocidad (velocidad de movimiento de las partículas) y el esfuerzo cortante; la viscosidad cinemática, es la razón entre la viscosidad dinámica y la densidad del fluido. (Concepto.de,s.f).

Permeabilidad. Se define como la capacidad que tiene la roca para permitir el movimiento de un fluido, para transmitir fluidos, se mide en darcies o milidarcies; hay diferentes permeabilidades como la efectiva que es el movimiento de un fluido cuando la saturación de este sea menor del 100%; la permeabilidad relativa, es cuando dos o más fluidos fluyen al mismo tiempo en el medio poroso, es la relación entre la permeabilidad efectiva de un fluido determinado, con una saturación determinada, y la permeabilidad absoluta de ese fluido con un grado de saturación total. (Paris de Ferrer, M.2009).

Plazo de recuperación. El Plazo de Recuperación, también conocido como ‘‘Payback’’ es la duración de tiempo necesario para recuperar el coste de la inversión. El periodo de recuperación de una inversión o proyecto determinado es un determinante importante de si debe llevarse a cabo la posición o proyecto, ya que períodos de recuperación muy largos no suelen ser deseables en las posiciones de inversión. Se puede tener en cuenta, por ejemplo, que el Plazo de Recuperación de los proyectos más costos, será más largo pues al final todos están destinados a generar una misma cantidad de vapor así las eficiencias de las tecnologías sean diferentes (Enciclopedia Financiera, 2018).

Yacimiento. Formaciones de cuerpo rocosos del subsuelo que presenta las características adecuadas de porosidad y permeabilidad para almacenar y transmitir fluidos. Las rocas sedimentarias son las rocas yacimiento más comunes debido a que poseen más porosidad que la mayoría de las rocas ígneas o metamórficas. (OilField Glossary,s.f.).

LISTA DE SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS

xix

API	American Petroleum Institute (Instituto Americano del Petróleo)
Bbl	Barril o barriles
Bo	Factor volumétrico del petróleo
BPD	Barriles por día
BOPD	Barriles de petróleo por día
BSW	Basic Sediment and Water (contenido de agua y sedimento)
BTU	British Thermal Unit (unidad térmica británica)
CAPEX	Capital Expenditure (Costos de inversión en capital)
CAUE	Costo Anual Uniforme Equivalente
CSP	Concentrating Solar Power (Concentración de energía solar)
D - mD	Darcy - miliDarcy
DNI	Direct Normal Irradiance (Irradiación normal directa)
DSG	Downhole Steam Generator (Generadores de vapor en fondo)
EOR	Enhanced Oil Recovery (Recuperación mejorada de petróleo)
GOR	Gas Oil Ratio (Relación gas – petróleo)
GVA	Gross Value Added (Valor Bruto Agregado)
HP	Horse Power (Caballos de fuerza)
IDEAM	Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales
Hr	Horas
IRENA	International Renewable Energy Agency (Agencia Internacional de Energías Renovables)
JULES	Jules (Julio – Unidad de energía Sistema Internacional)
K	Permeabilidad [mD]
LCOE	Levelized Cost of Energy (Costo nivelado de energía)
MMBTU	Million British Thermal Unit (Millones de BTU)
MD	Measured Depth (Profundidad medida)
MW	Mega Watts (Megavatios)
MWe	Megawatt electrical (megavatios eléctricos)
MWt	Megawatt thermal (megavatios térmicos)
OPEX	Operational Expenditures (Costos de operación)
OTSG	once-through steam generator (Generador de vapor de un solo paso)
PDO	Petroleum Development Oman (Desarrollo del petróleo en Omán)
PTC	Parabolic Trough Collectors (Colectores cilindro parabólicos)
SAGD	Steam-Assisted Gravity Drainage (Inyección de vapor asistida por gravedad)

SEOR or SOLAR EOR	Solar Enhanced Oil Recovery (Recuperación solar mejorada de petróleo)
ST	Solar Tower (Torre solar)
TEOR	Thermal Enhanced Oil Recovery (Recuperación Térmica Mejorada del Petróleo)
TIO	Tasa de interés de oportunidad
TIR	Tasa Interna de Retorno
VPN	Valor Presente Neto
WASP	Water Alternating Steam Process (Agua alternada con vapor)

La industria de la ingeniería de petróleo se ha caracterizado por innovar y optimizar las técnicas utilizadas en el recobro y el mejoramiento del factor de recobro en los campos petroleros, si bien estas técnicas resultan atractivas para el desarrollo de yacimientos de crudo pesado y extra-pesado alrededor del mundo debido a que la demanda de los productos finales obtenidos a partir de la explotación de éstos yacimientos aumenta exponencialmente con la finalidad de satisfacer las necesidades energéticas y los múltiples beneficios que esta actividad genera a la comunidad.

La recuperación de hidrocarburos de los yacimientos se clasifica en recuperación primaria, secundaria y terciaria, de acuerdo al mecanismo utilizado para su extracción. Durante la recuperación primaria, la producción se debe a fuentes naturales de energía presentes en el yacimiento, las cuales desplazan el hidrocarburo hacia los pozos productores. Por otro lado, la recuperación secundaria se define como un proceso en el que se adiciona energía a la que naturalmente contiene el yacimiento con el fin de mantener la presión y proveer un empuje adicional al yacimiento mediante la inyección de fluidos en forma inmisible (Rangel, 2012). Finalmente, la recuperación terciaria o recuperación mejorada (EOR, por sus siglas en inglés, Enhanced Oil Recovery) es catalogada como una tercera etapa de producción en la se utilizan gases miscibles, sustancias químicas y/o energía térmica para desplazar el petróleo adicional después de que un proceso de recuperación secundaria ha alcanzado su límite económico (Green & Willhite, 1998), aunque no en todos los casos se utiliza la recuperación mejorada como técnica final para mejorar el factor de recobro de un yacimiento, en algunos casos es necesario implementar energía térmica desde una etapa muy temprana para poder producirlo.

Palabras clave: factor de recobro, recuperación primaria, recuperación secundaria, recuperación terciaria, recuperación mejorada (EOR), limite económico, energía térmica.

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 de este recurso es de 89 millones de barriles diarios, algo más de 14 millones de metros cúbicos, el ritmo de consumo actual del mundo ha sido identificado como insostenible debido a la creciente demanda energética y al impacto ambiental derivado en una creciente preocupación por el cambio climático. Proyecciones realizadas por la International Energy Agency (IEA) muestran que para el año 2035 el consumo energético mundial se incrementará en un 36% incluso si los países logran implementar satisfactoriamente sus planes de transformación de los sistemas energéticos y de reducción de gases de efecto invernadero. Los hidrocarburos al ser un recurso natural no renovable, permanece en constante búsqueda todo lo relacionado con la reinversión y la maximización de producción de los campos petrolíferos, con la finalidad de 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; su principal característica es que no pueden fluir a menos que se los caliente y se reduzca su viscosidad lo suficiente para permitirles fluir hacia los pozos productores.

La fluctuación del precio del petróleo y la escasez de nuevas áreas para exploración han aumentado la inversión en *EOR*, que se refiere a las técnicas utilizadas para impulsar la producción de crudo en campos maduros, generalmente mediante la inyección de vapor o gas en el pozo. Según el Departamento de Energía de los EE. UU., Se puede extraer hasta el 60 por ciento del aceite original de un reservorio con *EOR*, en comparación con el 20 por ciento al 40 por ciento utilizando métodos primarios y secundarios. 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), según datos del Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018, el petróleo representa aproximadamente el 50 % de las exportaciones del país y más del 60 % de la producción nacional de hidrocarburos es destinada a la venta en los mercados internacionales; por consiguiente, la implementación de técnicas *EOR* para aumentar producción de estos hidrocarburos se hace cada vez más necesaria.

En muchos proyectos, los costos asociados a la implementación de técnicas *TEOR* 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. La tecnología *Solar EOR*, propone producir energía térmica utilizando la radiación solar reflejada en *CSP* para redirigir esta energía y convertir el agua en vapor apta para procesos de recobro térmico en campos petrolíferos que cumplan los criterios de implementación requeridos, de esta manera se reemplazaría los métodos convencionales de generación de vapor que implican la utilización de combustibles fósiles como el gas natural. Este proyecto de grado plantea determinar la factibilidad técnica y financiera 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 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 la irradiación solar. Estudios muestran que el *Solar EOR* puede producir aproximadamente un 16 por ciento más de petróleo de un pozo que el gas natural, ya que el gas tiene un costo de combustible. Incluso el precio históricamente bajo de \$ 3.50 a \$ 4.00 por MMBTU en detrimento de la viabilidad económica de la producción, adicionalmente los estudios realizados, incluso los pilotos y proyectos comerciales puestos en marcha, afirman que *Solar EOR* no tiene costo de combustible y su costo operacional, aproximadamente \$ 0.35 por MMBTU, es esencialmente fijo durante la vida del proyecto.

OBJETIVOS

Objetivo general

Determinar la factibilidad técnico-económica de la instalación de *SOLAR EOR* (en inglés *Solar Enhanced Oil Recovery*) que utiliza generadores solares que sirven como calentadores de agua para procesos de inyección de vapor en campos petroleros de Colombia.

Objetivos específicos

- ✚ Detallar el estado del arte de las técnicas de recuperación mejorada enfatizando en las utilizadas para procesos de recobro térmico.
- ✚ Determinar cuál es el potencial *EOR* en Colombia, reconociendo los Campos en los que actualmente se les ha aplicado estas técnicas y específicamente aquellos a los que se implementa alguna técnica de recobro térmico.
- ✚ Describir los diferentes proyectos globales que han implementado y/o planean implementar tecnologías de Energía Solar Térmica para la inyección continua de vapor en Campos petroleros de crudo pesado.
- ✚ Conocer cuál es la arquitectura y el funcionamiento de los equipos que son utilizados para instalación de una planta solar en procesos de recobro térmico.
- ✚ Comprender y describir cuál es el proceso realizado para captar la energía solar y convertirla en energía térmica para posterior inyección en un pozo.
- ✚ Identificar los parámetros requeridos para la implementación de la tecnología *SOLAR EOR* en los Campos A y B ubicados en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena.
- ✚ Analizar la factibilidad Técnica del proyecto utilizando el Software Ret Srem para la simulación de la implementación de la tecnología solar en los Campos A y B.
- ✚ Determinar el incremento de la producción de crudo en los Campos seleccionados de acuerdo con la generación de vapor para inyección continua con *Solar EOR*, partiendo de los datos de producción con generadores de vapor convencional.
- ✚ Realizar un estudio de factibilidad económica enfocado en tasa interna de retorno (TIR), valor presente neto (VPN), valor presente líquido (VPL) y el tiempo de recuperación económica de la facilidad mediante el indicador del Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE).

JUSTIFICACIÓN

La extracción de crudo pesado de los campos petroleros alrededor del mundo es un tema que cada vez toma mayor atracción, debido a que la demanda de los productos finales obtenidos a partir de la explotación de yacimientos aumenta exponencialmente, es ahí donde la aplicación de técnicas de recobro mejorado toma valor y prioriza la optimización; para este caso en particular, se hará 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 que representan el 70% del petróleo restante en el mundo, 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 pozo productor. La técnica en la que se enfocará este proyecto de grado es en la de inyección vapor utilizando planta solar como fuente generadora de energía (en inglés Solar Enhanced Oil Recovery, por sus siglas SEOR). Esta técnica consiste en utilizar el mismo agua de alimentación y producir vapor con la misma calidad, temperatura y presión que el vapor producido al quemar gas natural. Sin embargo, en lugar de usar llamas para calentar agua y generar vapor, la tecnología de solar EOR usa luz solar concentrada. Actualmente la inyección de vapor para EOR quema más de 1.4 billones de pies cúbicos (TCF) de gas natural cada año; eso es más del 10% de todo el gas natural licuado (GNL) que se comercializa a nivel mundial. Este número continúa aumentando cada año a medida que se desarrollan más campos petrolíferos pesados. El gas ahorrado gracias a la tecnología solar EOR puede en cambio exportarse como GNL, utilizarse para la generación de energía o redirigirse al sector privado para impulsar nuevas industrias y crear empleos.

Desde el punto de vista académico científico este proyecto se justifica debido a 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, 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. la calidad del crudo con el que vamos a trabajar es pesado a extrapesado justamente para ver cuál es el beneficio y/o gano de la inyección de vapor con la tecnología solar EOR.

CAPÍTULO I. TÉCNICAS DE RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS

1.1 Técnicas de Recobro

Existen varias técnicas utilizadas para hacer que el aceite fluya a los pozos, desde donde puede bombearse a la superficie. Estas técnicas se pueden describir en forma de etapas del desarrollo del petróleo y se clasifican en: recuperación primaria, recuperación secundaria y recuperación mejorada del petróleo (Ver Figura 1).

1.1.1 Recuperación primaria.

Durante la recuperación primaria, la producción se debe a fuentes naturales de energía presentes en el yacimiento, las cuales desplazan el hidrocarburo hacia los pozos productores mediante los siguientes mecanismos (Marquéz 2016):

- Expansión de la roca y los fluidos
- Empuje por gas en solución
- Empuje por capa de gas
- Empuje por agua
- Segregación gravitacional
- Combinación de dos o más de lo anteriores

La Tabla 2 muestra un resumen de las características relevantes de cada uno de los mecanismos de producción primaria.

1.1.2 Recuperación secundaria.

Es el proceso en el que se agrega energía a la que naturalmente contiene el yacimiento con el fin de mantener la presión y proveer un empuje adicional al yacimiento mediante la inyección de fluidos en forma inmiscible (Rangel, 2012). Los factores de recuperación esperados después de la recuperación secundaria para yacimientos convencionales con una adecuada administración varían entre 50 y 65 por ciento del volumen original (Satter & Thakur, 1994). La recuperación secundaria incluye:

- Inyección de gas
- Inyección de agua
- Inyección combinada agua-gas

1.1.3 Recuperación mejorada del petróleo.

La recuperación mejorada del petróleo – *Enhanced Oil Recovery (EOR)* por sus siglas en inglés) se refiere a la recuperación de petróleo obtenida como resultado de la inyección de materiales que normalmente no están presentes en el yacimiento, o materiales que comúnmente están en el yacimiento pero que son inyectados a condiciones específicas con el fin de alterar el comportamiento fisicoquímico de los fluidos del yacimiento y de la interacción de dichos fluidos con la roca.

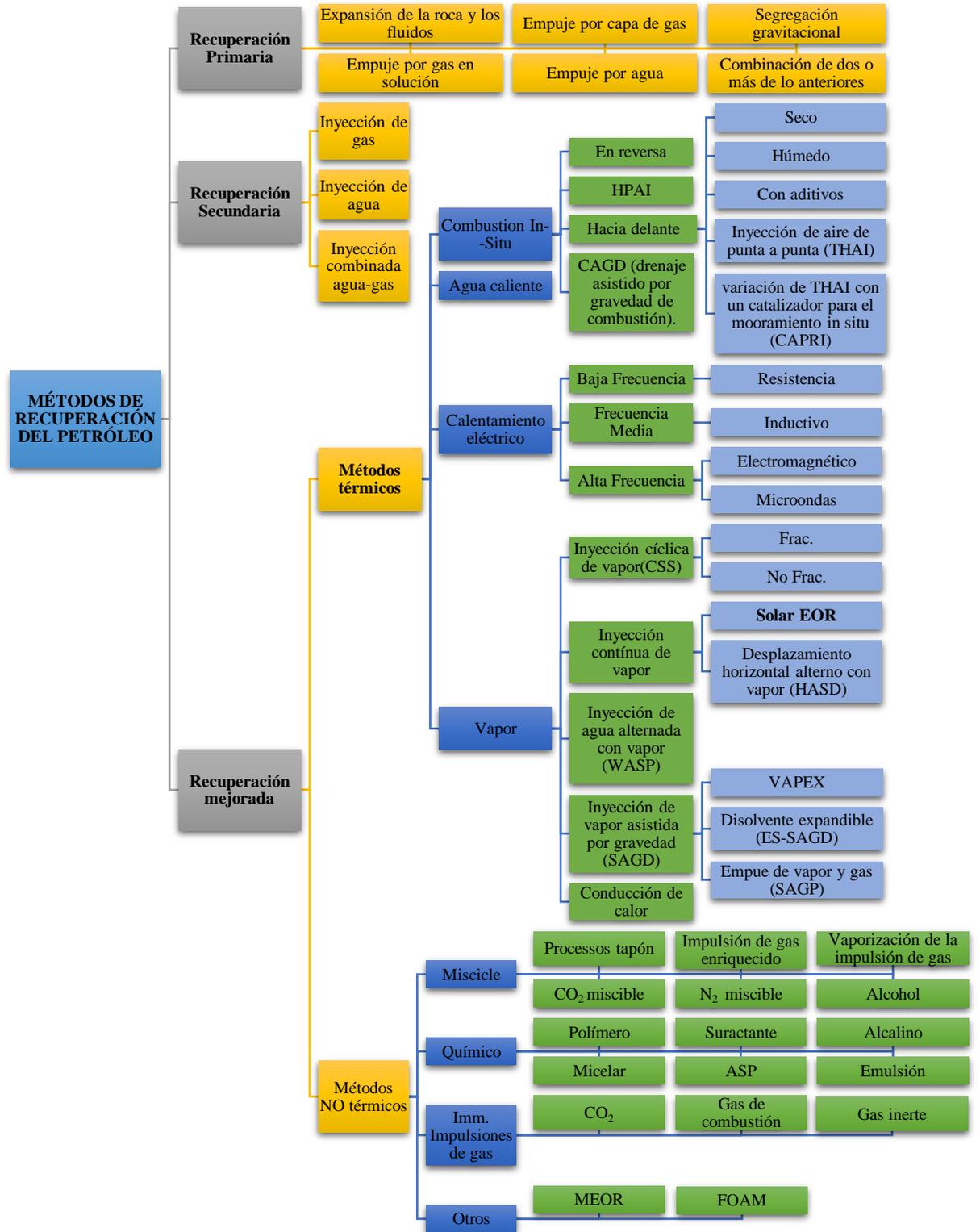


Figura 1. Métodos de Recuperación del petróleo
Fuente: Enhanced Oil Recovery - An Overview. S. Thomas. (2008)

Tabla 1. Características de los mecanismos de producción primaria

Mecanismo	Presión del yacimiento	Relación Gas-Aceite (RGA)	Producción de agua	Eficiencia	Otros
Expansión roca-fluidos	Declina rápido y continuamente $p_i > p_b$	Permanece baja y constante	Ninguno (Excepto en yacimientos con alta S_{wi})	1-10% Promedio: 3%	
Empuje por gas disuelto	Declina rápido y continuamente	Primero baja, luego sube a un máximo y cae nuevamente	Ninguno (Excepto en yacimientos con alta S_{wi})	5-35% Promedio: 20%	Requiere bombeo al comienzo de la producción
Empuje por casquete de gas	Declina rápido y continuamente	Aumenta continuamente en pozos terminados en zonas estructurales altas	Ausente o insignificante	20-40% Promedio: >25%	La sugerencia del gas en los pozos terminados en zonas estructuralmente bajas indican un empuje por gas
Empuje por acuífero	Permanece alta y es sensible a la producción de aceite, gas y agua	Permanece baja si la presión permanece alta	Aumenta apreciablemente y los pozos terminados en zonas estructuralmente bajas producen agua muy temprano	35-80% Promedio: 50%	N calculado por balance de materia cuando We no se considera
Segregación gravitacional	Declina rápido y continuamente	Permanece baja en pozos terminados en zonas estructurales altas	Ausente o insignificante	40-80% Promedio: 60%	Cuando $k=200$ mD y el ángulo del yacimiento $> 10^\circ$ y la μ_o es baja (< 5 cp)

Fuente: Adaptada de: Satter, A. y Thakur, G. C.; Integrated Petroleum Reservoir Management – A Team Approach; PennWell Books, 1994.

Esta definición abarca todos los modos de procesos de recuperación (desplazamientos, remojo e intervenciones a pozo), y considera muchas sustancias para la recuperación de aceite (Lake, 1989). Para yacimientos de crudo ligero, los métodos *EOR* se aplican generalmente después de las operaciones de recuperación secundaria y buscan recuperar aproximadamente el 45 por ciento del aceite original in-situ. Los yacimientos de aceite pesado y arenas bituminosas tienen una mala respuesta a los métodos de recuperación primaria y secundaria, por lo que la mayor parte de la producción proveniente de dichos

yacimientos se debe a la implementación de métodos *EOR* (Thomas, 2008). La aplicación óptima de cada método depende 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. Entre los métodos de recuperación mejorada se encuentran:

- Térmico - vapor, agua caliente, combustión
- Inyección de gas: CO₂, hidrocarburo, nitrógeno / humos
- Químico: álcali, tensioactivo, polímero
- Otro - Microbiano, acústico, electromagnético

1.2 Métodos térmicos de Recuperación Mejorada

Los métodos térmicos de recuperación mejorada se caracterizan porque incrementan el factor de recuperación de crudos y son altamente utilizados en crudos de naturaleza pesados y extra – pesados, estas 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. Comúnmente se aplican a yacimientos de aceites pesados y viscosos, los cuales tienen densidades menores a 20°API y viscosidades entre 200-2000 *cP*, aproximadamente (Lake, L.W., *et al.*, 1992).

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. Se aplica calor al crudo para:

- Reducir la viscosidad del aceite
- Activar el empuje por gas en solución en algunas instancias
- Producir una expansión térmica del aceite y por lo tanto incrementar el efecto de empuje por expansión de fluidos
- Alterar la mojabilidad, la tensión interfacial y por consecuencia modificar la presión capilar y la permeabilidad relativa
- Crear destilación y en algunos casos, craqueo térmico del aceite (Schumacher, M. M. 1981).

Los métodos térmicos se pueden clasificar en:

- i. Combustión *in situ*
- ii. Inyección de agua caliente
- iii. Calentamiento térmico (eléctrico)
- iv. Inyección de vapor

1.2.1 Combustión In-Situ (CIS) o invasión con fuego

Se caracteriza por la combustión de componentes pesados, alta eficiencia térmica y alta recuperación de aceite. Consiste en la inyección de un gas oxidante (aire o aire enriquecido con oxígeno) para generar calor quemando una porción de aceite residente. Durante el curso, la viscosidad del petróleo pesado se ha reducido y la fluidez del petróleo crudo se ha mejorado enormemente. La mayor parte del petróleo se dirige hacia los productores mediante una combinación de gasdrive (de los gases de combustión), vapor y agua. (Sun, H.J., Hu, S.Q., Li, P.W.,2014)

Este método de recobro mejorado utiliza un pozo inyector donde se coloca un calentador o encendedor, luego se inyecta aire enriquecido con oxígeno continuamente y se procede a generar chispa para que se produzca la combustión dentro del yacimiento, se retira el calentador y la inyección de aire continúa manteniéndose y se calienta la formación y por medio del aire el frente de combustión avanza junto con los fluidos hasta el pozo productor (ver Figura 2). La reacción de combustión puede proporcionar suficiente calor para movilizar el petróleo crudo pesado, la temperatura de la zona de combustión puede alcanzar 345-650 ° C (650-1200 ° F). La mezcla de gases de combustión, componentes livianos de crudo producto de la pirolisis térmica, vapor y agua caliente, generan el movimiento del crudo. Después de la reacción de combustión, el coque producido se mantiene (generalmente precipitado en la matriz mineral) detrás del petróleo crudo movido para proporcionar suficiente combustible para el proceso de combustión (Dong, X., Liu, H., Wu, K., Chen, Z.,2018). En la Tabla 2 se muestran los parámetros ideales para la aplicación de este método:

Tabla 2. Propiedades de yacimiento y fluidos para CIS

Parámetro	Rango de aplicación
API	< 40
Viscosidad	100 cP
Composición	Componentes asfálticos
Espesor del yacimiento	>10 ft
Profundidad	>500 ft
Saturación de petróleo	>500 Bbls/(acre-pie)
Temperatura	>150°F

Fuente: Adaptado de Paris, M. (2001)

Las siguiente corresponden a las variaciones de la combustión in-situ:

1.2.1.1 Combustión en reversa.

La ignición ocurre cerca del pozo productor y la zona de calor se mueve en dirección contraria al flujo de aire. El frente de combustión se mueve en dirección opuesta al flujo de aire inyectado, aplicable para yacimientos con menor permeabilidad. La zona de combustión se inicia alrededor del pozo de producción, se disminuye la viscosidad del fluido y se mueven detrás del frente de combustión. La combustión no es tan eficiente con la directa, debido a

que una fracción deseable del petróleo se quema como combustible mientras que la fracción no deseable permanece en la región detrás del frente de combustión (Paris, M., 2001).

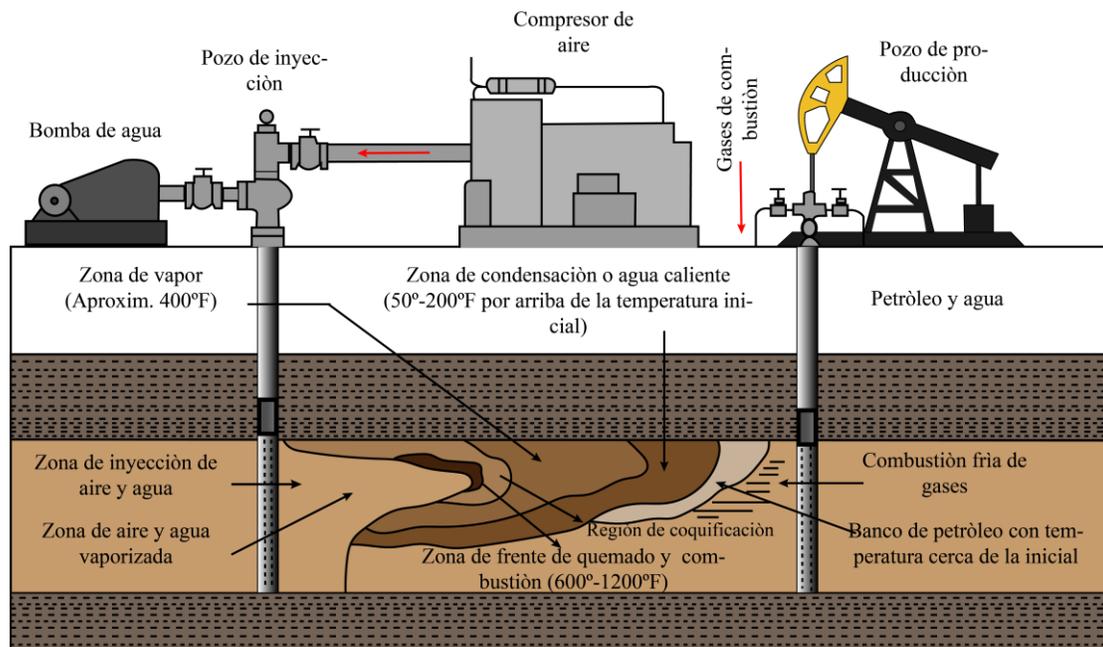


Figura 2. Diagrama Combustión In-Situ

Fuente: Elaboración propia Adaptada de Bailey, R.E. y Curtis, L.B.; Enhanced Oil Recovery; National Petroleum Council; Washington, D.C., Estados Unidos, 1984

1.2.1.2 Inyección de aire a alta presión, HPAI.

Por sus siglas en inglés *High Pressure Air Injection*. No existe ignición, involucra una oxidación de baja temperatura del aceite in-situ. Se define como un proceso en el que se inyecta aire comprimido en un yacimiento de aceite de alta presión y alta gravedad, con la expectativa de que el oxígeno en el aire inyectado reaccione con una fracción del aceite del yacimiento a una temperatura elevada para producir dióxido de carbono. La mezcla de gases de combustión resultante, que es principalmente CO₂ y nitrógeno, proporciona la fuerza de movilización al petróleo aguas abajo de la región de reacción, barriéndolo a los pozos de producción. En su implementación más simple, el proceso se inicia simplemente inyectando aire, que encenderá espontáneamente el aceite en el lugar debido a las condiciones de alta temperatura y presión en el yacimiento (Moore 2002).

1.2.1.3 Combustión directa o hacia adelante.

En este proceso no existe una inyección de agua junto con el aire, la ignición ocurre cerca del pozo inyector y el frente de combustión se mueve desde el pozo inyector hasta el pozo productor. El aire (aire enriquecido con oxígeno, o aun oxígeno puro) se inyecta para oxidar el petróleo, dando como resultado la producción de grandes volúmenes de gases residuales que causan problemas mecánicos como: baja eficiencia de bombeo, abrasión, erosión, y otros; además se crea una restricción al flujo de petróleo en el yacimiento debido a la alta

saturación de gas. A medida que el proceso de combustión avanza, se genera calor dentro de una zona de combustión muy estrecha, hasta una temperatura muy elevada (alrededor de 1200°F). En contrapartida, la viscosidad del petróleo se reduce notablemente, de manera que la tasa de producción de petróleo alcanza su máximo (Paris 2001). Dentro de los procesos de combustión hacia adelante, se encuentran:

1.2.1.3.1 *Seco.*

El frente de combustión se mueve en la misma dirección del flujo de aire, la combustión comienza con la inyección de aire 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. Desde el pozo de inyección hasta el pozo de producción, básicamente se incluyen la zona de combustión, la zona de coquización, la zona de evaporación (pirólisis, destilación), la zona de petróleo ligero, la zona rica en petróleo y el área no afectada y otras zonas (Dong, X., Liu, H., Wu, K., Chen, Z., 2018).

1.2.1.3.2 *Combustión Húmeda Directa.*

Consiste en agregar una cierta cantidad de agua en la inyección de aire, creándose vapor que contribuye a una mejor utilización del calor y reduce los requerimientos de aire, es más efectiva que la combustión seca. Dependiendo de la relación aire-agua inyectada, el proceso de combustión húmeda se clasifica como “combustión húmeda incompleta”, “combustión húmeda normal” y “súper húmeda o extinguida”. A tasas bajas (combustión húmeda incompleta), el agua inyectada genera vapor sobrecalentado, a medida que se mueve hacia el frente de combustión. En este caso, el agua inyectada falla en recuperar todo el calor de la zona quemada. A mayor tasa de inyección de agua (combustión húmeda normal), el agua inyectada recuperará todo el calor de la zona quemada. Incluso a una tasa de inyección de agua aún mayor (combustión súper húmeda) la temperatura máxima en el frente de combustión declina (Amaro 2013).

1.2.1.3.3 *Con aditivos.*

En algunos casos, son utilizados aditivos para incrementar la recuperación, mejorar la eficiencia térmica del proceso o promover la formación de monóxido de carbono CO en vez de CO_2 que es un gas invernadero. Dependiendo de la variación del proceso in Situ son utilizados aditivos o agua que son inyectados a la par del aire (Fisher 2015). Estas sustancias por lo general han sido catalizadores sólidos porosos basados en uno o múltiples metales de transición (Ramírez, 2007), sin embargo, también están en estudio los catalizadores líquidos (Reinoza, 2012). En 2005, He, Chen y colaboradores reportaron la aplicación de aditivos de sales metálicas para mejorar el rendimiento de la combustión, mediante la propuesta de intercambiar dichas sales con arcilla como mecanismo para crear sitios activos que mejoren las reacciones de oxidación y de combustión entre el crudo y el oxígeno.

1.2.1.3.4 *THAI.*

Por sus siglas en inglés (*Toe-To-Heel Air Injection*) que traduce inyección de aire desde el dedo hasta el talón del pozo productor horizontal. Es una tecnología que combina pozos inyectoros verticales y pozos productores horizontales. Durante el proceso, se crea un frente de combustión que consume parte del crudo presente originalmente en el yacimiento,

generando calor y reduciendo con ello la viscosidad del crudo desplazado e induciendo a que éste fluya por gravedad hacia el pozo productor horizontal. El frente de combustión barre la formación desde el dedo hasta el talón del pozo horizontal (*Toe-to-Hell*), mientras el crudo es parcialmente mejorado in situ. El alto potencial de *THAI* está en el desarrollo de un frente de combustión estable, en el que las fuerzas gravitacionales, viscosas y cinéticas se combinan para generar un frente de combustión cuasi-vertical, sin el “*overriding*” del gas inyectado (sobre posición de gases y vapores en la parte más alta de la formación) y mejor aún, con cero ruptura del oxígeno inyectado, beneficiando la operación general, la eficiencia térmica y la eficiencia del barrido del proceso (Guerra y Grosso, 2005).

1.2.1.3.5 CAPRI.

Variación del *THAI* con un catalizador de hidrotratamiento (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; para el mejoramiento in-situ. Para el proceso *CAPRI*, se propone el uso de una cubierta catalizadora activa entre los revestimientos ranurados concéntricos del pozo de producción horizontal para transformar el aceite pesado, craqueándolo térmicamente, a fracciones más ligeras y así incrementar su valor económico (Xia graves, 2001a). Las propiedades de yacimiento y de fluidos para la aplicación de *CAPRI* se discriminan en la Tabla 3.

Tabla 3. Propiedades de yacimiento y fluidos para *CAPRI*

Parámetro	Rango de Aplicación
Contenido de componentes pesados	Alto
Espesor de arena	8 – 100 ft
Gravedad API	8° - 25°
Profundidad	3000 – 5000 ft
Saturación del aceite	Menor o igual a 80%
Viscosidad del aceite @Ty	Menor a 250000 cP
Presión	630 – 900 lpc
Contenido de arcilla	Lentes no continuos
Temperatura del yacimiento	100 – 140 °F

1.2.1.4 CAGD (*Drenaje Asistido por Gravedad de Combustión*).

Esta técnica usa un par de pozos horizontales donde el pozo inyector horizontal se ubica en la parte superior de la formación y el productor cerca de la parte inferior del yacimiento, se inyecta aire y la combustión se inicia con un calentador eléctrico, el frente de combustión se desarrollará hacia el extremo del talón del inyector y se extenderá lateralmente, el aceite calentado comienza a fluir hacia abajo hacia el pozo productor horizontal por drenaje gravitacional. (Dong, X., Liu, H., Wu, K., Chen, Z.,2018).

1.2.2 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 (ver Figura 3). Estos procesos de recuperación son aplicados a crudos relativamente viscosos, en yacimientos que requieren sólo un calentamiento suave. En comparación con inyección de vapor, la inundación de agua caliente funciona a una presión de superficie menor y, presumiblemente, puede ocuparse una fuente de agua de menor calidad (Márquez 2016).

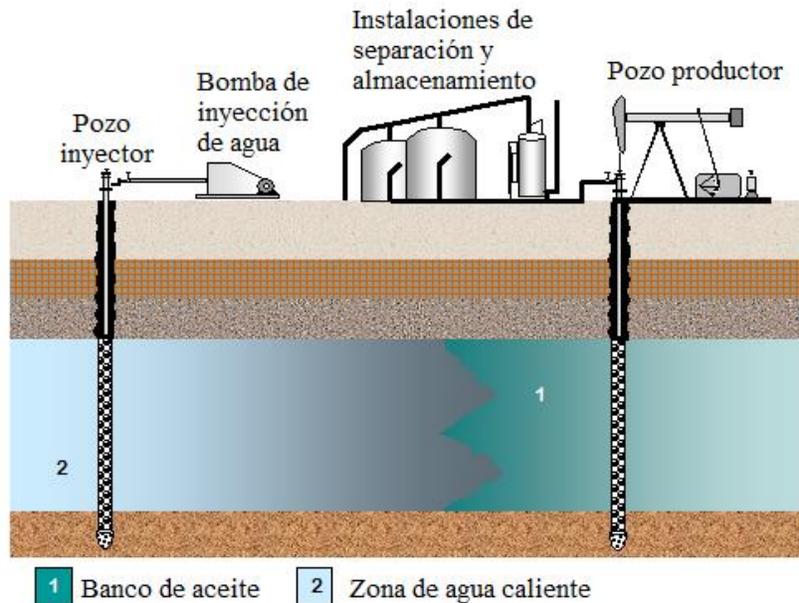


Figura 3. Diagrama de Inyección de agua caliente
Fuente: Petropedia. Hot Water Flooding.

1.2.3 Calentamiento eléctrico.

El Calentamiento eléctrico, se refiere a cualquier proceso, el uso de la excitación molecular que convierte la energía eléctrica en calor, esto se hace creando un gradiente de potencial eléctrico entre un elemento de baja conductividad, se crea una corriente eléctrica. La corriente pasa a través del elemento de baja conductividad que enfrenta la restricción y esto, por lo tanto, se convierte en calor. Esto se explica por el principio de calentamiento de Joule; que dice que cualquier corriente que pase a través de una resistencia convertirá la energía eléctrica en calor (Randy, 2015). Para que este método sea aplicable en yacimientos petrolíferos se deben tener en cuenta los parámetros y rangos de aplicación de la Tabla 4, la Figura 4 muestra el diagrama para el Calentamiento Eléctrico. Hay varias formas de convertir la energía eléctrica en calor, como explica Gasbarri et al. donde clasificaron el calentamiento eléctrico en tres categorías principales como se describe en la Tabla 5.

Tabla 4. Parámetros y rangos de aplicación para Calentamiento Eléctrico

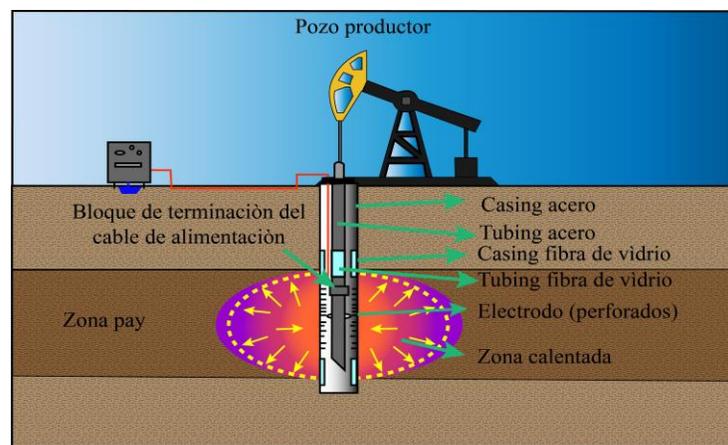
Parámetro	Rango de aplicación
Viscosidad del crudo	>1000 cP
API	<10°
BSW%	<15%
Rata de crudo	>300 BOPD
Presión	>450 psi
Temperatura	<120 °F

Fuente: Adaptado de Randy, A. (2015).

Tabla 5. Clasificación de los Sistemas de Calentamiento Eléctrico por Frecuencia Aplicación

Clasificación Sistemas de Calentamiento Eléctrico por frecuencia y aplicación				
	Categoría	Calentamiento	Elemento de resistencia	Rango de frecuencia
Técnicas de calentamiento eléctrico	Baja frecuencia	Resistivo Óhmico	(Liner o Casing)	0-60 Hz
	Frecuencia media	Inductivo	Fluido del yacimiento, Antenna	0-100 GHz
	Corriente de frecuencia alta	Microondas	Antenna	60 Hz- 1 GHz
Electromagnético			Antenna y cable	1 GHz <

Fuente: Adaptado de Randy, A. (2015).

**Figura 4.** Diagrama Calentamiento Eléctrico

Fuente: Adaptada de Sierra, R., Tripathy, B., Bridges, J.E., Farouq Ali, S.M. (2001).

1.2.3.1 Corrientes de baja frecuencia.

Incluye calentamiento resistivo u óhmico.

1.2.3.1.1 Calentamiento por resistencia (ERH).

Este método limita la velocidad de calentamiento y la velocidad de producción de los fluidos, la corriente eléctrica pasa a través de la formación y se calienta por efecto de joule, el calor se genera debido a las pérdidas óhmicas asociadas en la formación. La fuente de calor está dentro del pozo de producción usando una tubería caliente, una temperatura constantemente en el límite del pozo, por lo tanto, causa un menor aumento de temperatura cerca de la zona del pozo (Liu, M., Zhao, G., 2013), la corriente eléctrica penetra más a temperaturas inferiores al punto de vaporización del agua, el camino de conducción iónica de esta es el agua connata del yacimiento.

1.2.3.2 Corriente de frecuencia baja-media.

Técnicas de calentamiento inductivo, puede usar corrientes de frecuencia variable dependiendo de los requisitos de temperatura.

1.2.3.2.1 Calentamiento por inducción.

Este método produce campos electromagnéticos, que inducen corrientes de Foucault en el *casing* o *liner* que resultan en la generación de calor, proporcionando calor para la sección del pozo cercana del yacimiento. Estas herramientas son muy eficientes y la tecnología de calentamiento por inducción se aplica mucho. para aplicaciones de calentamiento in situ de yacimientos de petróleo pesado (Sierra, R., Tripathy, B., Bridges, J.E., Farouq Ali, S.M., 2001).

1.2.3.3 Corriente de alta frecuencia.

Microondas y calentamiento electromagnético y radiofrecuencia.

1.2.3.3.1 Calentamiento electromagnético (EM).

Este método puede calentar grandes volúmenes de fluido de forma homogénea en el yacimiento, la profundidad no es una limitante y es una forma efectiva de aplicar energía de forma controlada en regiones explícitas del reservorio. Genera calor a la formación por medio de las corrientes parásitas que son inducidas in situ por un campo electromagnético alterno que se genera mediante una corriente alterna (CA) impulsada a través de un cable inductor, los cables del inductor se colocan en forma de bucle en el depósito y se alimentan con una corriente alterna de la superficie (Rafiee, M., Behr, A., Lessner, E., Diehl, D., Trautmann, B., Koch, A., 2015), se enfatiza el efecto de Joule de las corrientes de Foucault mediante el uso de corrientes alternas de frecuencia moderada de 10 kHz a 200 kHz, el agua connata del yacimiento que contiene iones de sales disueltas es el camino de conducción de las corrientes de Foucault, esta agua es una resistencia eléctrica de la corriente y hace que la energía se convierta en calor.

1.2.3.3.2 *Calentamiento microondas (MW).*

Este método utiliza partes de alta frecuencia del espectro electromagnético (300-3000 MHz) para generar rápida transferencia de calor de forma controlada, el calentamiento es selectivo y calienta grandes volúmenes de fluidos de yacimiento, la velocidad de encendido y apagado y un entorno libre de contaminación, ya que no hay coque residual u otra combustión, este tipo de calentamiento reemplaza a otros sistemas de calefacción. La radiación Micro-Wave no es ionizante, por lo que requiere una corriente de alta frecuencia que provoca la fricción por vibración de las moléculas, lo que da como resultado el calentamiento dieléctrico de la muestra. Dado que el calentamiento de Micro-Wave no es ionizante, no es peligroso como las radiaciones ionizantes (por ejemplo, rayos X y rayos gamma). Durante el funcionamiento de la microonda en el rango de alta frecuencia (3.0 GHz), tiene lugar el calentamiento dieléctrico. La energía de la microonda es absorbida por los fluidos de la formación y el medio poroso en sí mismo, principalmente debido a la presencia de partículas magnéticas microscópicas o moléculas dipolares permanentes que tienden a reorientarse bajo la influencia de un campo eléctrico de micro ondas. (Kumar, A., Joshi, N., Singh, A.,2011).

1.2.4 **Inyección de Vapor**

1.2.4.1 *Inyección cíclica de vapor (CSS).*

La inyección cíclica de vapor, CSS (por sus siglas en inglés *Cyclic Steam Stimulation*), también conocida como estimulación de vapor o método “*huff and puff*”, es el método térmico de recuperación mejorada más utilizado. Se implementa a aceites altamente viscosos. Este método térmico de recuperación mejorada proporciona factores de recuperación que varían de 10 a 40% del aceite original in situ (Thomas, 2008). El proceso consta de tres etapas en las cuales el pozo funciona como inyector y productor de manera alternada. La primera etapa consiste en inyectar vapor de alta calidad (80% de calidad aproximadamente) a la formación por un periodo de tiempo de dos a tres semanas. En la siguiente etapa, el pozo es cerrado algunos días para que el vapor se distribuya a través de la formación en la vecindad del pozo y caliente al aceite. Finalmente, el pozo se abre a producción y se deja produciendo durante un periodo que va de tres meses a aproximadamente un año, dependiendo de la declinación de la producción. Cuando la producción de aceite caliente termina, se inicia un nuevo ciclo.

Este ciclo de tres etapas es repetido hasta que los ritmos de producción alcancen un límite económico. Puede proporcionar factores de recuperación del orden de 10 a 40 por ciento del volumen original in-situ (Thomas 2008). Para que este método *EOR* sea aplicable en yacimientos petrolíferos se deben tener en cuenta los parámetros y rangos de aplicación de la Tabla 6. La Figura 5, ilustra el proceso de inyección cíclica de vapor (*CSS*).

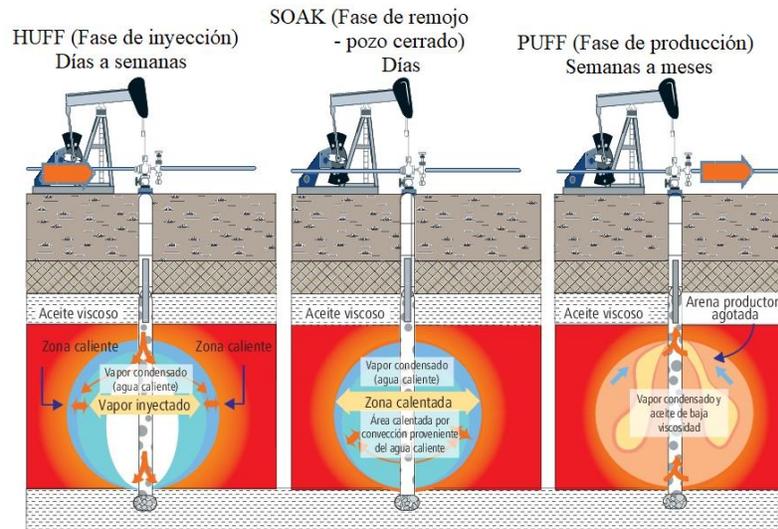


Figura 5. Inyección cíclica de vapor (CSS)

Fuente: Adaptada de National Energy Technology Laboratory. Exploration & Production Technologies - EOR Process Drawings.

Tabla 6. Parámetros y Rangos de Aplicación para CSS

Parámetro	Rango de Aplicación
Petróleo	
viscosidad	> 400 cP a condiciones del yacimiento
Gravedad API	< 25° API
Yacimiento	
Profundidad	< 3000 pies
Espesor	> 50 pies
Porosidad	> 25%
Saturación de petróleo	> 1000 Bbls (acre – ft)
Transmisibilidad	> 100 mD pies/cP
Permeabilidad	> 100 mD
Temperatura	No es crítica
Litología	Contenido de arcillas bajo
Agua	
Las propiedades del agua connata del yacimiento no son críticas	El agua para la generación del vapor debería ser relativamente suave, ligeramente alcalina, libre de oxígeno, de sólidos, de petróleo, de H ₂ S, y de hierro disuelto.

Fuente: Adaptado de Paris, 2001.

1.2.4.2 Inyección continua de vapor, ICV.

La inyección continua de vapor es un proceso de desplazamiento térmico que contribuye con poco más de dos tercios de la producción por procesos térmicos (Pautz, Sarathi & Thomas,

1990). Consiste en inyectar vapor de agua de manera continua desde un pozo para desplazar hidrocarburos hacia los pozos productores; Este tipo de procesos se realizan generalmente en patrones (5, 7 ó 9 puntos) o en línea. El proceso en general cuenta con pozos inyector y productores y consiste en inyectar a la formación vapor que ha sido generado en superficie o con el uso de generadores especiales en fondo. Al interior de la formación, el vapor circula a través del espacio poroso donde se vaporizan ciertos hidrocarburos durante el lapso de tiempo previo a la temperatura de condensación; el crudo que no es movido por el vapor se mantiene a mayor temperatura.

El frente de vapor avanza conjunto al frente de crudo, y se condensa fortuitamente gracias a las pérdidas de calor que ocurren hacia las formaciones vecinas. El agua condensada estará a la misma temperatura del vapor, generando a la vez un banco de condensado que favorece el empuje del aceite durante el lapso de tiempo que decae a la temperatura del yacimiento, momento desde el cual se agrega como influjo de agua. Esto define 3 zonas principales en el área de influencia del vapor: zona de vapor, zona de agua caliente y zona de agua fría (temperatura de yacimiento) (ver Figura 6).

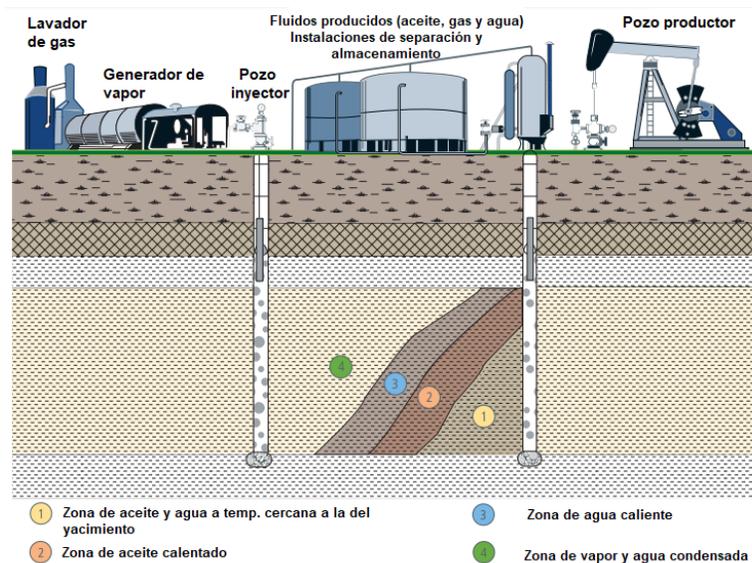


Figura 6. Diagrama Inyección de vapor

Fuente: Adaptada de Bailey, R.E. y Curtis, L.B.; Enhanced Oil Recovery; National Petroleum Council; Washington, D.C., Estados Unidos, 1984

Para que este método sea aplicable en yacimientos petrolíferos se deben tener en cuenta los parámetros y rangos de aplicación de la Tabla 7.

Tabla 7. Parámetros y rangos de aplicación para Inyección Continua de Vapor

Parámetro	Rango de aplicación
Petróleo	
Viscosidad	20 – 1000 cP
Gravedad API	Menor a 25° API
Composición	No crítica
Yacimiento	
Espesor	Mayor a 20 ft
Profundidad	300-3300 ft
Saturación de petróleo	Mayor a 500 Bbls (acre – ft)
Transmisibilidad	kh/μ > 100 mD pies/cP
Permeabilidad	> 200 mD
Litología	Contenido de arcillas bajo
Agua	
Las propiedades del agua de formación no son críticas	El agua para la generación del vapor debería ser suave, ligeramente alcalina, libre de oxígeno, de sólidos, de petróleo, de H ₂ S, y de hierro disuelto.

Fuente: Adaptado de Paris 2001.

1.2.4.2.1 Desplazamiento horizontal alterno con vapor, HASD.

Proceso de recuperación térmica que integra tecnología de pozos horizontales, con inyección cíclica e inyección continua de vapor y es una opción interesante para mejorar la explotación de yacimientos de crudos pesados y extrapesados en arenas delgadas y muy delgadas, donde la eficiencia térmica y la construcción de pozos para la aplicación de otros métodos de recuperación térmica como *SAGD* e *ICV* se ven comprometidos.

Este sistema consiste en la combinación de tecnología de pozos horizontales (paralelos al buzamiento de los estratos) que se encuentren en el mismo plano horizontal, junto con mecanismos de desplazamientos que incluyen la disminución de la viscosidad con la temperatura (calentamiento de la formación). Los pozos son perforados uno al lado del otro en la zona baja del yacimiento y con un espaciamiento similar al utilizado en *SAGD*. Cada pozo sería inyector y productor de forma alternada, pero los periodos de inyección y producción serían iguales y coordinados entre pozos vecinos, es decir, cuando un pozo cambia a productor su vecino cambia a inyector. El período de tiempo típico para cambiar la modalidad de los pozos puede estar alrededor de los seis meses (Recuperación de crudos pesados, 2016).

Diferencias Inyección Cíclica de vapor (ICV) - Inyección Continua de vapor (CSS)

En general, el equipo y el tratamiento de los fluidos producidos de un proceso de inyección continua de vapor y un proceso de inyección cíclica son casi idénticos, sin embargo, existen dos principales diferencias a continuación:

1. Variaciones de temperatura	
ICV	CSS
Debido a que la inyección cíclica de vapor es también conocida como un proceso de estimulación, se entiende que el pozo es sometido a condiciones de calentamiento y enfriamiento. Las variaciones de temperatura que experimenta un pozo utilizado en un proceso de inyección cíclica de vapor requieren de atención especial en el diseño y desarrollo del proyecto.	En un proyecto de inyección continua las condiciones que se presentan en los pozos de inyección son diferentes pues el vapor es inyectado continuamente en el pozo por algunos años y por lo tanto el pozo no es sometido a cambios de temperatura.
2. Equipos utilizados	
ICV	CSS
El equipo utilizado en la generación de vapor en un proceso de inyección cíclica es mucho más pequeño y por lo tanto es mucho más fácil de transportar de un pozo a otro.	En la inyección continua generalmente se prefiere un equipo centralizado debido a que la inyección se prolongara por varios años. En muchos proyectos, se prefieren varias plantas de generación permanentes distribuidas en todo el campo para minimizar la longitud de las redes de distribución, y reducir así, las pérdidas de calor.

2.1.1.1 Inyección de agua alternada con vapor (WASP).

El proceso de agua alternada con vapor, por sus siglas en inglés WASP (water alternating steam process), es una técnica diseñada para superar los problemas asociados con la inyección de vapor. Implica la inyección de vapores alternados de vapor y agua durante más de un ciclo, con el fin de mejorar el frente de inyección porque, debido a su naturaleza,

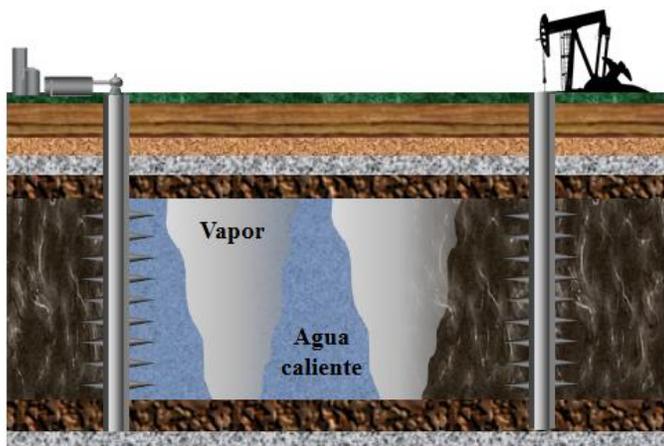


Figura 7. Diagrama de un proceso de inyección de agua alternada con vapor (WASP).
(Modificado de Hong y Steven, 1992).

los fluidos inyectados pasan por diferentes áreas del yacimiento que no han sido contactadas y que tienen cantidades considerables de hidrocarburos (ver Figura 7). La técnica *WASP* 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 (Dong, et al., 2011).

2.1.1.2 Inyección de vapor asistida por gravedad, *SAGD*.

La inyección de vapor asistida por gravedad, por sus siglas en inglés *SAGD* (*Steam Assisted Gravity Drainage*), se emplea en yacimientos someros con buena permeabilidad vertical productores de bitumen o aceite con baja movilidad. Este método de recuperación térmica emplea un par de pozos horizontales y paralelos, uno encima del otro, el pozo inferior debe estar colocado en la base del yacimiento. La separación entre los pozos debe ser de pocos metros, dicha separación dependerá de las características del yacimiento, un valor típico para arenas bituminosas son cinco (5) metros. El proceso 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. Por efecto de la gravedad, el aceite drena hacia el pozo inferior a través del cual es producido. Los factores de recuperación obtenidos con este método pueden llegar a ser del orden de 60 por ciento (Rangel G, 2012). La Figura 8 muestra el proceso térmico de *SAGD*.

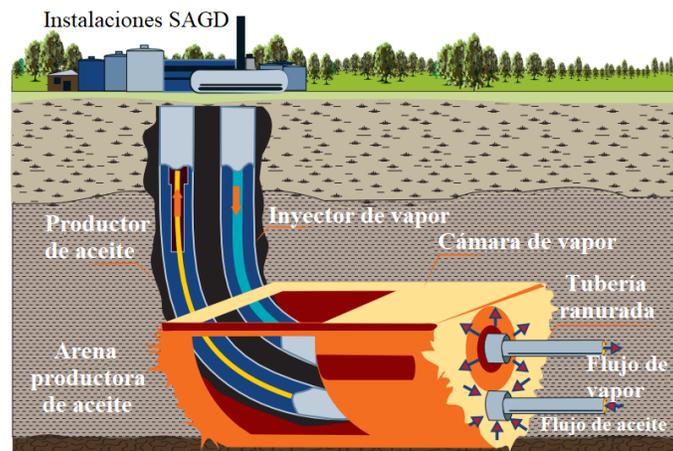


Figura 8. Diagrama Inyección de vapor asistida por gravedad (SAGD)

Fuente: Adaptada de National Energy Technology Laboratory. Exploration & Production Technologies - EOR Process Drawings, 2018.

2.1.1.2.1 *Extracción por vapor, VAPEX.*

El proceso de extracción por vapor por sus siglas en inglés *VAPEX (Vapour Extraction)*, por lo general usa un par de pozos horizontales uno encima del otro y también desplazados horizontalmente. Este proceso utiliza un solvente de hidrocarburo liviano en el rango de propano y butano (o alguna combinación de hidrocarburos livianos) inyectado en el pozo horizontal superior. El solvente se difunde en el petróleo pesado o bitumen diluyéndolo y, al final, reduciendo su viscosidad para permitirle drenar por gravedad al pozo de producción horizontal inferior.

Las condiciones de operación son controladas con el objetivo de mantener el solvente en la fase de vapor muy cercano a su presión de vapor para así aumentar al máximo los efectos de dilución del solvente. El solvente también puede tener efectos de remoción de asfalto sobre el crudo pesado o bitumen dependiendo de la composición del solvente (James et al., 2008).

2.1.1.2.2 *Expansión del solvente de SAGD, ES-SAGD.*

El drenaje por gravedad asistido por vapor de *ES-SAGD* o de expansión de solventes implica la inyección conjunta de un solvente de hidrocarburo y vapor para mejorar la recuperación del proceso *SAGD*. El solvente hidrocarbonado es soluble en betún en condiciones de yacimiento y sirve para disminuir su viscosidad, aumentando así la tasa de producción en un proceso conducido únicamente por vapor (Orr, 2009).

2.1.1.2.3 *Empuje de vapor y gas, SAGP.*

El empuje de vapor y gas por sus siglas en inglés *SAGP (Steam and gas push)*, un gas no condensable (como el gas natural, N_2 o metano) es inyectado junto con el vapor para reducir la demanda de vapor que comúnmente tiene el *SAGD*. En *SAGP*, la concentración de gas no condensable en la parte superior de la cámara se mantiene intencionalmente en un nivel muy superior al 90% en moles y el punto de rocío de este gas es mucho más bajo que la temperatura de saturación del vapor a presión de depósito. Estas altas concentraciones de gas se mantienen mediante la adición de gas natural al vapor de inyección. El proceso se opera de manera que se extrae algo de gas con los fluidos producidos. Esto purga el gas no condensable de las proximidades del pozo de producción y permite temperaturas más altas allí. Como resultado, la viscosidad del aceite producido es baja y es posible operar con una posición de interfaz baja sin una derivación excesiva de gas (Buttler, 1999).

CAPITULO II. GENERACIÓN CONVENCIONAL DE VAPOR EN PROYECTOS DE RECOBRO MEJORADO TÉRMICO

La generación de vapor de agua para inyección, consiste en el calentamiento de agua en su estado líquido, a través de la aplicación de calor a temperaturas y presiones mayores que las atmosféricas, mediante equipos tales como calderas y generadores que funcionan convencionalmente mediante la quema de combustibles fósiles como gas natural o petróleo, actualmente existen técnicas para reemplazar la quema de combustibles fósiles debido a que el costo y acceso se provee cada vez más limitado y a su vez éstos pueden ser redirigidos para otros usos del área industrial, estas técnicas hacen referencia al aprovechamiento de la irradiación solar como generador de energía para calentar el agua y convertirla en vapor, esta técnica será descrita en el desarrollo del presente documento.

2.1 Propiedades térmicas del agua

Existen propiedades térmicas del agua que deben ser monitoreadas para la obtención de vapor de agua de inyección, esto con el fin de determinar los volúmenes de vapor que se pueden generar y los volúmenes de combustible asociados a su generación. Las propiedades térmicas del agua de mayor importancia son: calidad del vapor, vapor húmedo, calor específico, calor sensible, calor latente, temperatura de saturación y entalpía.

2.1.1 Calidad de vapor

La calidad del vapor es el porcentaje (fracción) de la masa total de vapor en una mezcla líquido-vapor y suele denotarse con la letra “x”, al tener una mezcla líquido-vapor saturado suelen desconocerse la masa de cada fase, por eso pueden relacionarse los volúmenes, en cuyo caso se definiría como una relación existente entre el aumento de volumen durante la vaporización y el aumento de volumen que correspondería al vapor saturado seco a la misma presión. Una calidad del vapor entre 80 y 90%, expresada en porcentaje, es el valor promedio que normalmente se utiliza en inyección de vapor. Sin embargo, tales cifras pueden variar de acuerdo a las propiedades del agua usada y al tratamiento al cual ha sido sometida (Jones, J. 1977). En la actualidad, existen varios métodos para medir la calidad del vapor, sin embargo, no existe ninguno que pueda considerarse simple y preciso. Entre los más utilizados se pueden mencionar los siguientes: Método del separador, Método de los cloruros, Método de la conductividad eléctrica, Método del medidor de orificio; para cálculos manuales a veces resulta más cómodo utilizar tablas de vapor y valores obtenidos a partir de las correlaciones de Ejoigu, G. C. y Fiori, M. La calidad de vapor se puede calcular mediante la Ecuación 1.

$$x = \frac{m_s}{m_s + m_l} \cong \frac{V_x - V}{V_s - V_l} \quad \text{Ecuación 1}$$

2.1.2 Vapor húmedo

El vapor seco y saturado tiene una calidad de 100% puesto que no existe agua en estado líquido; mientras que el agua saturada puede considerarse como vapor húmedo con calidad igual a 0%. Al vapor con calidades entre estos extremos se le denomina simplemente, vapor húmedo. Normalmente, el vapor que se utiliza en los procesos de inyección de vapor es húmedo, ya que puede transportar más calor que el agua caliente y además es capaz de mantener en solución las impurezas sólidas que de otra manera se depositarían en las calderas o en cualquier otro equipo del sistema de generación de vapor, reduciendo así su eficiencia y vida útil.

2.1.3 Calor latente de vaporización (L_v)

Cantidad de energía en forma de calor que puede ser liberado u absorbido por una sustancia durante un cambio de fase, pero esta energía en forma de calor se invierte para el cambio de fase y no para un aumento de la temperatura y es numéricamente igual al calor latente de condensación. En términos de recobro térmico, se refiere al calor liberado durante la condensación del vapor caliente inyectado que termina siendo agua caliente a la misma temperatura (Cengel & Boles, 2002).

2.1.4 Calor sensible

Mientras el calor latente es reflejado en un cambio de calor, el calor sensible es un cambio en la temperatura. Se expresa como el producto de la masa con la capacidad calorífica y el cambio en la temperatura de la sustancia.

$$H_{sensible} = m * C * (T - T_0) \quad \text{Ecuación 2}$$

$$h_w = C_w * (T - T_0) = \rho_s C_w \quad \text{Ecuación 3}$$

Por unidad de masa de agua líquida, cualquier diferencial de calor que ocurra, puede ocasionar un diferencial de temperatura en el medio.

2.1.5 Temperatura de saturación

La temperatura de saturación es la temperatura de la fase gaseosa o vapor de un sólido o un líquido sobre la fase líquida, para una presión determinada, en la que la fase líquida y el vapor se encuentran en equilibrio dinámico; en la situación de equilibrio, las fases reciben la denominación de líquido saturado y vapor saturado.

2.1.6 Entalpía

La entalpía o contenido de calor del vapor húmedo depende fuertemente de la calidad, especialmente a baja presiones, donde la entalpía del agua saturada es baja. Dado que la entalpía del vapor húmedo es intermedia entre la del agua saturada y la del vapor seco y saturado, esta viene dada por la relación:

$$H_{ws} = H_w + XL_v \quad \text{Ecuación 4}$$

donde:

H_{ws} : calor total o entalpía del vapor húmedo, en

H_w : calor sensible del agua o entalpía del agua saturada, en

L_v : calor del vapor o calor latente de vaporización, en

X : calidad del vapor, fracción

En un diagrama entalpía-presión para el agua (ver Figura 9), se pueden analizar los siguientes criterios: L_v es la diferencia en entalpía entre las curvas de saturación y de rocío a una presión dada. El L_v desaparece en el punto crítico del agua (21.8 MPa, 647K, 3162 psi/374°C). El calor sensible es la cantidad de calor que debe adicionarse a una masa dada de agua para elevar su T sin cambio de fase.

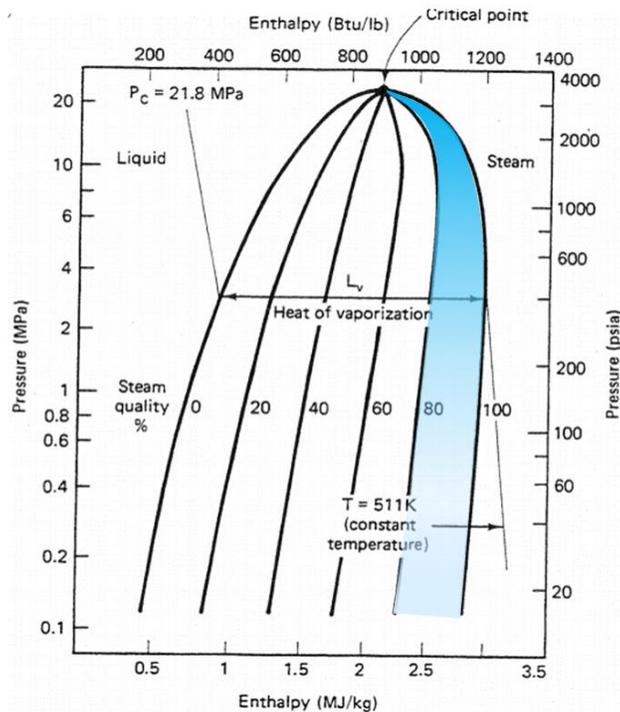


Figura 9. Diagrama para el agua Entalpía-Presión

Fuente: Adaptada del Bleakley, 1965.

La envolvente de fases define la región del comportamiento de dos fases: curva de la presión de saturación, curva de presión de rocío. En la zona izquierda de la envolvente de fases, se

tiene líquido súper calentado y vapor súper calentado. En la región bifásica P y T son interdependientes. La calidad del vapor representa la cantidad relativa de la masa total que es vapor. Un líquido es saturado si existe a la T y P a la que se genera el vapor. Un vapor es saturado cuando a la P y T exactamente el 100% de agua presente se convierte en vapor. El calor es latente porque el proceso se hace a T constante.

En la Figura 9, se encuentra sombreada el área de interés, es decir, con calidad de vapor igual o superior al 80%, representando el rango de presiones y entalpías a las cuales se puede producir vapor con calidad suficiente para inyectar en yacimiento. Para lograr la calidad de vapor deseada es necesario que el agua que ingresa al proceso cumpla con una serie de características que implican desde su grado de pureza para asegurar que los resultados obtenidos cumplan con el objetivo principal logrando transferir energía en forma de calor al yacimiento. Los procesos deben ser de alta eficiencia para asegurar que no habrá pérdidas económicas por mala gestión en factores operacionales que están bajo el control del ingeniero. Los excesos de combustible para generación de vapor fuera de especificaciones puede ser un ejemplo de la importancia de conocer y gestionar las diferentes variables que influyen en el proceso de generación de vapor de forma efectiva (Installation, Operation & Maintenance Manual 100 MMBTU/HOUR Once Through Steam Generator, 2012).

2.2 Tratamiento del agua para inyección de vapor en procesos *EOR*

En una típica operación de inyección de vapor, el volumen de agua producida es de entre tres a cinco veces mayor que el volumen de aceite producido (Donalson, E. & Chilingarian, G. 1989). Por lo tanto, debe tenerse en cuenta el capital y los costos operacionales necesarios para el tratamiento de agua. Como el desarrollo del proyecto entero depende del adecuado tratamiento de agua y de la calidad del vapor generado, es de vital importancia conocer el proceso.

La generación de vapor requiere de agua limpia, no debe contener sólidos suspendidos ni minerales disueltos, los líquidos y gases no deben ser nocivos para el equipo de generación de vapor, el sistema de distribución y el pozo. Básicamente, el agua no debe contener material suspendido o disuelto ya que podría precipitarse y dañar la tubería en el generador de vapor. Los sólidos suspendidos tienden a caer y a formar una capa de lodo. Además, cualquier sólido que logre pasar a través del sistema de generación podría acumularse en la cara de la formación del intervalo de inyección, y reducir así, la capacidad de inyección del pozo. El aceite en el agua de alimentación ayuda a formar incrustaciones en las tuberías del equipo de generación y tiende a hacer una película de resina en el fondo y posteriormente formación de coque.

Las incrustaciones que se adhieren a las tuberías de los generadores tienden a reducir la transferencia de calor, y entonces provocan calentamientos localizados y posibles debilitamiento en algunas partes de la tubería. Además, cualquier depósito formado en las tuberías puede ocasionar corrosión acelerada. Las incrustaciones más comúnmente encontradas contienen calcio, magnesio, hierro y sílice. Debido a que una parte del agua de alimentación es convertida en vapor, la materia disuelta que permanece en la fase líquida tenderá a alcanzar su punto de saturación. Entonces, los minerales podrían precipitarse

incluso si las solubilidades son independientes de la temperatura. La solubilidad de los carbonatos disminuye con el incremento de la temperatura, agravando el problema. Los carbonatos de solubilidad limitada (aquellos de calcio y magnesio) están presentes en todas las fuentes de agua natural. Los gases disueltos, como el oxígeno, dióxido de carbono, y sulfuro de hidrógeno también pueden afectar la operación de los generadores de vapor al ocasionar diversos tipos de corrosión o ayudando a la vida de bacterias. El principal problema del tratamiento de agua es tratarla lo más económicamente posible y considerar que un tratamiento insuficiente o inapropiado podría resultar en el incremento de los costos de mantenimiento del equipo de generación de vapor, e incluso en los del pozo mismo.

En una operación típica de inyección de vapor el agua utilizada para la generación de vapor proviene de pozos de agua (o agua de producción), esta es frecuentemente más difícil y costosa de tratar que el agua de otras fuentes, debido a que se incrementa su contenido de sólidos disueltos, salinidad, y contenido de aceite. Para poder disponer de esta, es necesario someterla a procesos de tratamiento hasta obtener las características deseadas. Una guía de los procesos a seguir para la obtención del vapor a la calidad adecuada se muestra en la Figura 10, iniciando por el proceso de captación de agua, el proceso de tratamiento de agua, la generación de vapor y finalmente la inyección de vapor.

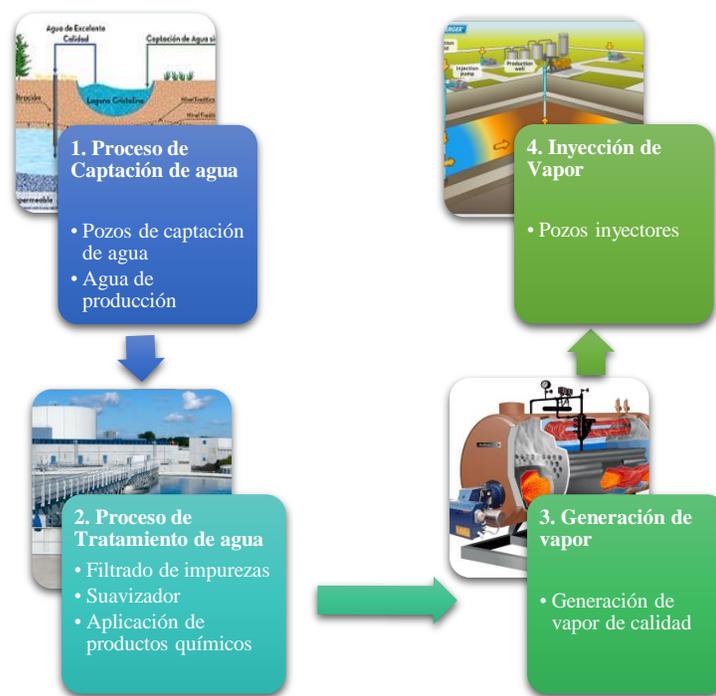


Figura 10. Diagrama de flujo captación, tratamiento, generación e inyección de vapor

Fuente: Modificada por autores

El agua después de ser captada de los pozos, en su proceso de “purificación” debe pasar a través de una planta de tratamiento que consiste en su primera fase en fluir a través de un filtro que contiene regularmente antracita, arena y grava cuyo objetivo es eliminar los sólidos suspendidos presentes en el agua provenientes de la formación.

Posteriormente, el agua pasa a un suavizador que contiene resina zeolita-catódica para eliminar la dureza del agua determinada por la concentración de minerales presentes en el agua tales como calcio, estroncio y magnesio.

Luego del proceso de filtrado y suavizado se aplican los productos químicos útiles para el manejo de la alcalinidad, ya que, si el agua es de carácter ácido, se aplicará la concentración necesaria de fosfato trisódico para neutralizarla, un pH debajo de 7 podría causar corrosión acida en las tuberías, lo cual podría resultar en acarreo del hierro por el agua de alimentación. Las concentraciones de hierro deben estar debajo de 0.1 ppm, pero límites bajos deben requerirse en presencia de altas concentraciones de sílice; si el agua es de carácter básico, el ácido clorhídrico se contempla como primera opción para también neutralizar el carácter básico del agua, para pH mayores a 13 generan corrosión caustica. También se utiliza el sulfito de sodio como un secuestrante de oxígeno y biosidas para controlar colonias de bacterias y así, disminuir la corrosión de los equipos.

Uno de los problemas frecuentes inherentes a las características del agua además de la corrosión es la formación de escamas en las zonas de transferencia de calor en los equipos de generación de vapor, debido a que las impurezas presentes en el agua se carbonizan y se adhieren a la zona de transferencia, formando una capa que disminuye la transferencia de calor y asimismo la eficiencia del equipo, lo que genera un mayor consumo de combustible para la generación de una cantidad igual o inclusive menor de vapor. Por eso es importante el tratamiento del agua, entre muchos otros factores pero que recalcan la importancia de éste proceso para salvaguardar la formación y alargar la vida útil de los equipos que influyen en el proceso.

2.2.1 Características del agua posterior al tratamiento para inyección de vapor

Luego de realizarle el debido tratamiento al agua de producción, los valores reales promedio esperados para las propiedades del agua se mencionan en la Tabla 8.

Tabla 8. Características del agua posterior al tratamiento

Propiedad	Rango
Oxígeno disuelto	0 ppm
Dureza	0 ppm
Sólidos disueltos	200 ppm
Hierro	<0,1 mg/L
pH	7,0 – 7,5
Cloruros	80 ppm
Sílice	25 ppm

Fuente: Adaptada de EN-FAB, INC. Installation, Operation & Maintenance Manual 100 MMBTU/HOUR Once Through Steam Generator. 2012.

2.3 Equipos utilizados en la generación de vapor

Tienen como función generar vapor a través de la aplicación de energía térmica a un fluido, mediante la quema de combustibles tales como petróleo, diésel o gas, o tecnologías que permitan transferir suficiente energía térmica para elevar el estado del agua de líquido a vapor para poder ser utilizado en diversos procesos, en este caso para su inyección en yacimiento con fines de aumentar la producción crudo y aumentar el recobro de un yacimiento. Los generadores de vapor o calderas se pueden clasificar según el patrón de flujo que tenga el agua dentro de ellos y la forma de como el calor es absorbido desde el combustible, por lo tanto, pueden ser:

2.3.1 Generadores de Recirculación (RSG)

Un flujo de agua alimenta el generador que contiene unos “tubos verticales” por los cuales fluye el agua, hasta que alcanzan la parte superior, y en ese punto un 30% del flujo de agua aproximadamente es evaporado, luego la mezcla líquido vapor ingresa a una sección llamada tambor, donde se encuentran dispositivos de separación de fases tales como ciclones, deflectores o placas onduladas, donde la dirección de las fases cambia así también como sistemas de purificación para el agua. Funcionan bajo el principio de diferencia de densidad entre los estados de líquido y vapor, ya que el vapor cambia de dirección mientras que el líquido choca con placas (debido a su densidad) permitiendo recircular el líquido, al ser desviado por tuberías al punto inicial del proceso hasta que sea vaporizado (Marcano, J. 2013).

2.3.2 Generadores de Paso Único (OTSG)

Los generadores de paso único, el flujo de agua que ingresa al generador, atraviesa zonas de precalentamiento, en las cuales se aprovechan los gases de combustión provenientes de la fuente de energía del proceso, ya que el agua tiene que ser vaporizada en altas proporciones, es decir, tiene que tener una buena calidad (por encima del 70%). Los generadores de paso único, alcanzan condiciones operacionales de temperaturas y presiones superiores a los 550°F y 1.400 Psia. Los generadores de paso único requieren de agua con altos niveles de pureza, puesto que no contiene un sistema de purificación en la caldera (Marcano, J. 2013). Entre los generadores de vapor utilizados en la industria petrolera están:

➤ Generadores de vapor en fondo (DSG)

Los generadores de vapor en fondo fueron creados en la década de los setenta/ochenta por empresas como la Sandia National Laboratories, Phillips Petroleum, entre otras, con ánimo de dar solución a ciertas limitaciones que tenían los equipos en superficie (ver Figura 11). Dentro de las ventajas más notables que tienen los *DSG*, se enuncia minimizar pérdidas de energía en el recorrido de superficie y fondo, hasta la cara de la formación, reducir el impacto ambiental ya que los gases de combustión pueden ser inyectados a la formación,

disminuyendo la contaminación del aire y economizando gastos invertidos en lavadores que eliminen y controlen SO_x y NO_x ; otra ventaja valiosa de los generadores de vapor en fondo es su capacidad de operar a profundidades mayores de tres mil pies, permitiendo recuperar un gran volumen de crudo pesado en el mundo.

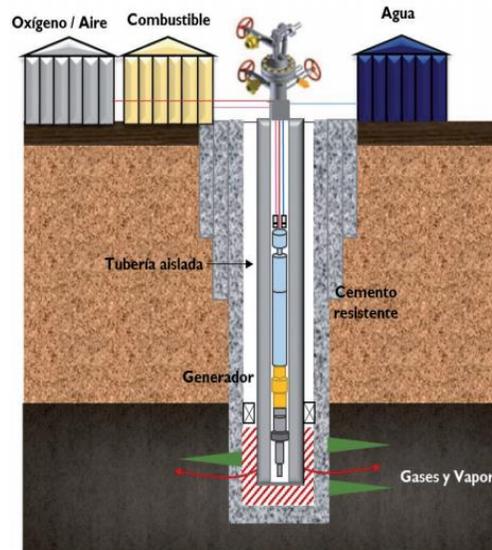


Figura 11. Generadores de vapor en fondo

Fuente: Adaptada de Villaquirán A, Rodríguez A, Muñoz S. 2017.

Adicionalmente, los gases generados por la combustión ayudan al mantenimiento de presión del yacimiento, esto es de gran importancia debido a que se requieren altas presiones para que el aceite fluya hasta los pozos productores. Los DSG pueden usarse en yacimientos offshore que requieren de un proceso térmico para reducir la viscosidad del crudo, puesto que el vapor generado con una máquina en superficie se condensaría muy rápido debido a la columna de agua; además, los equipos convencionales ocupan mayor espacio en la plataforma y necesitan de más facilidades de superficie, razón por la cual un equipo en fondo resulta ser una alternativa atractiva. Los generadores de vapor en fondo reciben una clasificación de acuerdo al tipo de energía que usan para generar calor. En la actualidad existen numerosos prototipos y patentes que van desde generadores de combustión hasta generadores que usan energía nuclear o electromagnética (Schirmer, R. & Eson, R. 1985).

➤ Generadores de combustión

Los generadores de combustión son aquellos que a través de la reacción química de un comburente (oxígeno) y un combustible (propano, aceite in situ, entre otros) generan calor para transformar el agua líquida en vapor. Para su funcionamiento requieren de varias tuberías de alimentación: agua, combustible y aire, razón por la cual son herramientas de gran complejidad en cuanto a su instalación en el pozo y funcionamiento. Éstos a su vez se sub-clasifican en generadores de contacto directo o de alta presión y de contacto indirecto o de baja presión (Villaquirán A, Rodríguez A, Muñoz S. 2017).

➤ **Generadores de combustión de contacto directo**

Son herramientas tubulares cuyo ensamblaje consta de un atomizador, el cual controla la cantidad de combustible que entra, con el fin de minimizar el tiempo de combustión; un quemador, situado en el extremo superior de la herramienta, donde el aire es debidamente mezclado con las gotas de combustible para generar una reacción de combustión estable que calentará el agua que se inyecta desde las paredes laterales de la cámara y se pone en contacto con los gases y la llama que sale del quemador; un mezclador, donde el agua se combina uniformemente con los productos de la combustión, y un vaporizador, cuya función es proporcionar un tiempo de residencia suficiente para alcanzar la evaporación completa del agua. La característica más representativa de esta clase de generadores es que los gases de combustión se mezclan con el vapor que va a ser inyectado a la formación y salen por el extremo inferior de la herramienta que se encuentra abierto (Eson R. 1982).

➤ **Generadores de combustión de contacto indirecto**

Tienen un funcionamiento similar a los generadores de combustión de contacto directo; su diferencia radica en que los gases de combustión no se mezclan con el vapor, puesto que los primeros retornan a superficie por medio de una tubería. El generador es alimentado con aire y combustible a través de dos tuberías que llegan a la cámara de combustión, donde luego reaccionarán liberando la energía necesaria para evaporar el agua. El agua ingresa al equipo por una tubería externa a la cámara de combustión, y simultáneamente, gracias al calor de los gases de combustión, ocurre un intercambio de calor de forma que el agua pasa a fase vapor. Finalmente, los gases de combustión salen por una tubería ubicada en la parte superior del generador y llegan a superficie, mientras que el vapor sale por la parte inferior del equipo (Schirmer R. & Eson R. 1985).

➤ **Generador de paso único con serpentín**

El generador de paso único con serpentín de flujo en serie a diferencia de los demás, logra convertir en vapor un 87% (calidad) aproximadamente del agua que fluye a través de él. Algunos de los parámetros de operación más relevantes se mencionan en la Tabla 9. Los principales elementos y/o secciones se discriminan a continuación (ver Figura 12).

Tabla 9. Parámetros de operación de un Generador de paso único con serpentín

Tipo	Generador de paso único con serpentín de flujo en serie
Calidad del Vapor	80%-90%
Calor Generado	100 MMBTU/Hr
Condición de Operación	Estático
Cantidad de Vapor Promedio	150 GPM (8235 BWPD equivalente a vapor)
Eficiencia de Operación	90%
Temperatura de Operación	550 °F

Fuente: Adaptado de Fuquen J, & Rodriguez J. 2017.

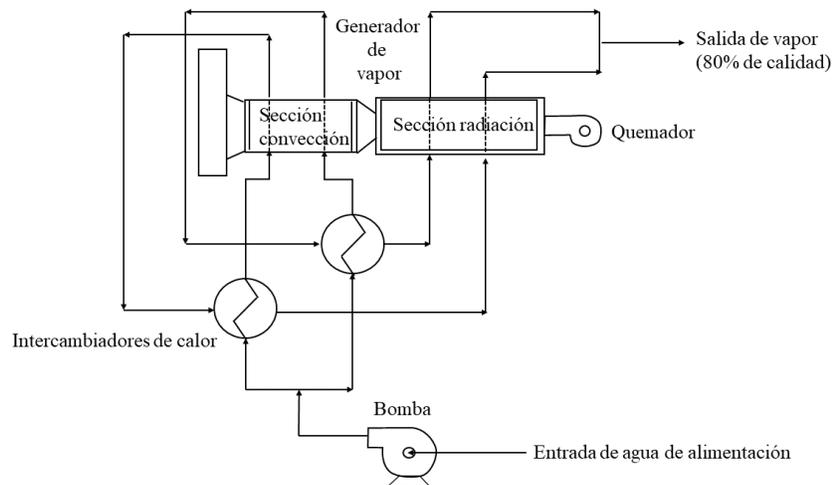


Figura 12. Diseño del generador de paso único con serpentín de flujo en serie

- ✓ **Bomba de Alimentación:** La bomba de alimentación eleva la presión del agua por encima de la presión de salida de vapor y provee la fuerza necesaria para poder llevar el agua y el vapor a fondo de pozo. Puede ser reciprocante o centrífuga de múltiples etapas.
- ✓ **Quemador:** Mezcla el combustible con la cantidad de aire necesaria para lograr una quema eficiente del combustible.
- ✓ **Calentador de Agua de Alimentación:** El agua de alimentación es calentada para prevenir la condensación de componentes sulfurados.
- ✓ **Sección de Convección:** El agua de alimentación es calentada en esta sección a una temperatura cercana a la de vapor y los gases de combustión son enfriados de 1600°F a 600°F.
- ✓ **Sección de Radiación:** El agua a una temperatura de saturación es convertida en vapor de una calidad entre el 60 y 80 por ciento. El calor es transferido desde de la llama del quemador a través del contacto con gases calientes por radiación.
- ✓ **Válvulas de Seguridad:** Las válvulas de liberación de presión son los dispositivos iniciales y finales en el generador de vapor para prevenir fallas catastróficas por sobrepresiones.
- ✓ **Sistema de Control de Flujo del Agua:** Una válvula de control de flujo de agua es operada neumáticamente en bypass alrededor de la bomba de alimentación para cambiar la tasa de flujo a través del quemador.
- ✓ **Controles de Combustión:** Los controles eléctricos en el quemador son utilizados para Light off la llama principal del quemador de una forma segura.
- ✓ **Circuito de Apagado de Seguridad:** Previene light off y mantiene la operación del quemador si llega a existir una condición insegura y apaga la llama cuando aparece una condición insegura.

2.4 Costos asociados a la generación de vapor convencional

La generación de vapor de agua llevada a cabo de forma convencional, es decir, utilizando generadores de vapor que utilizan gas como combustible en Colombia, tienen en promedio asociado los costos presentados en la Tabla 10, resaltando que existen retos que contemplan la disminución de costos en las operaciones, así como la reducción a la dependencia energética de combustibles fósiles en la generación de vapor de agua.

Tabla 10. Costos asociados del gas para la generación de vapor convencional

COSTO DEL GAS PARA LA GENERACIÓN DE VAPOR		
Demanda energética por generador	100	MMBTU/HR
Precio del gas	5.7	USD/MMBTU
Poder calorífico del gas	11.411	MMBTU/PC
Precio del gas por PC	65.427	USD/PC
Tasa consumo de gas	87.63	PC/Hr
Tasa consumo de gas	767,68	PC/año
Costo hora	570	USD/Hr
Costo día	13,68	USD/Día
Costo año	4.993.200	USD/año

Fuente: OCCIDENTAL ANDINA, LLC.

Los costos ascienden a 4.993.200 USD/año, es una cifra bastante elevada en relación al gas utilizado como combustible en los generadores de vapor, es en este momento donde la industria petrolera debe plantearse la implementación de tecnologías que sustituyan la demanda del gas, teniendo en cuenta que Colombia no es un potencial gasífero y que en su lugar este se puede re direccionar a usos industriales. Analizar como una opción viable la implementación de SOLAR EOR sería una opción viable, teniendo en cuenta que ya se utiliza en otros lugares del mundo como Omán, EE.UU, California, entre otros, que han sido de éxito y que han aumentado hasta en un 300% la producción de petróleo.

CAPÍTULO III. POTENCIAL EOR DE COLOMBIA

3.1 Producción de crudo pesado en Colombia

La producción de crudo en Colombia cerró en 889.352 bpd en diciembre de 2018, subiendo un 2,2 por ciento frente al mismo mes del año previo (870.319 bpd) (ANH, 2018). La producción de crudo es en su mayoría de tipo pesado y extrapesado, tal como se observa en la Figura 13 la tendencia hacia el aumento del porcentaje de crudos pesados dentro del total producido en los últimos años. En comparación, mientras que 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). Actualmente, el 70% de la producción del país corresponde a crudos pesados.

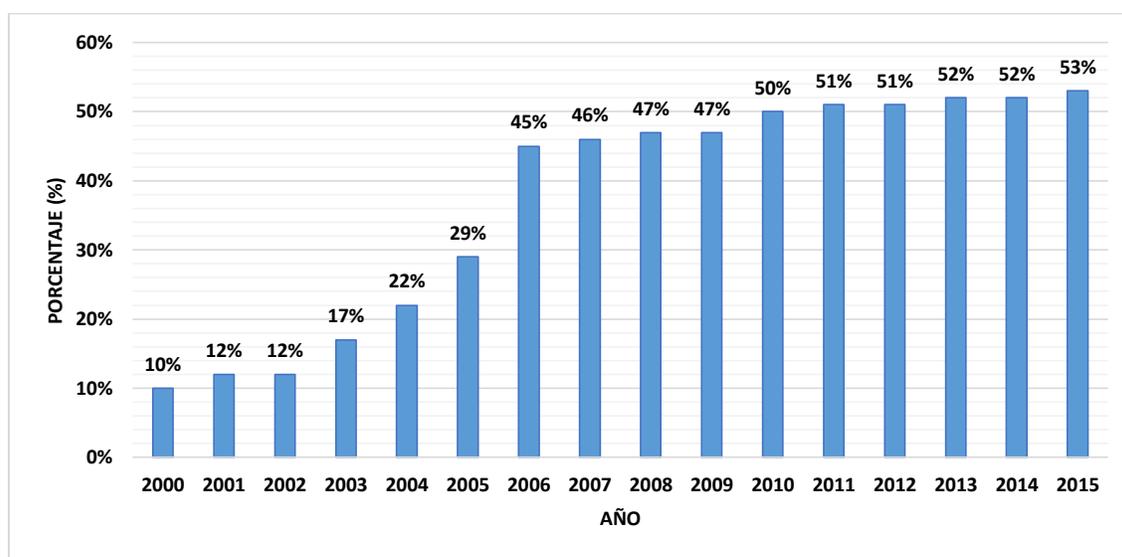


Figura 13. Porcentaje de crudos pesados en la producción del país

Fuente: Adaptada de Malagón, J. (2016).

En Colombia, al relacionar el petróleo con su gravedad API, se clasifica en las siguientes categorías: condensado con gravedades API mayores a 42°, liviano, con gravedades entre 30° y 41,9°; mediano, con gravedades entre 22° y 29,9°; pesado, entre 10° y 21,9°, y extrapesado, con gravedades API menores a 10°. Al respecto, la legislación colombiana solo define el crudo pesado como aquel con gravedad API igual o inferior a 15°, para efectos de regalías (Ecopetrol, 2014).

3.2 Zonas productoras de hidrocarburos en Colombia

En Colombia existen veintitrés (23) zonas geológicas, donde se depositan sedimentos con potencial de hidrocarburos, conocidas como cuencas (ver Figura 10), de las cuales solo nueve producen hidrocarburos: siete producen petróleo, y dos, gas. De las siete cuencas productoras de hidrocarburo, solo tres concentran más del 90 % de la producción de petróleo, las cuales, ordenadas por importancia, son: 1. Llanos Orientales, 2. Valle Medio del Magdalena y 3. Valle Superior del Magdalena (ver Tabla 11). De los 20 departamentos que extraen petróleo

actualmente, solo en Norte de Santander se extrae petróleo liviano, 5 extraen petróleo mediano y 10 más extraen petróleo pesado. La producción de crudo a nivel nacional se puede seccionar por cuencas (ver Figura 14), la principal cuenca productora del país es la de los Llanos Orientales, en donde se produce el 68,9% del crudo total del país. A esta le siguen la cuenca del Valle Medio del Magdalena con el 15,2% y la cuenca del Valle Superior del Magdalena con el 5,8% (Ecopetrol, 2014) (ver Figura 15).

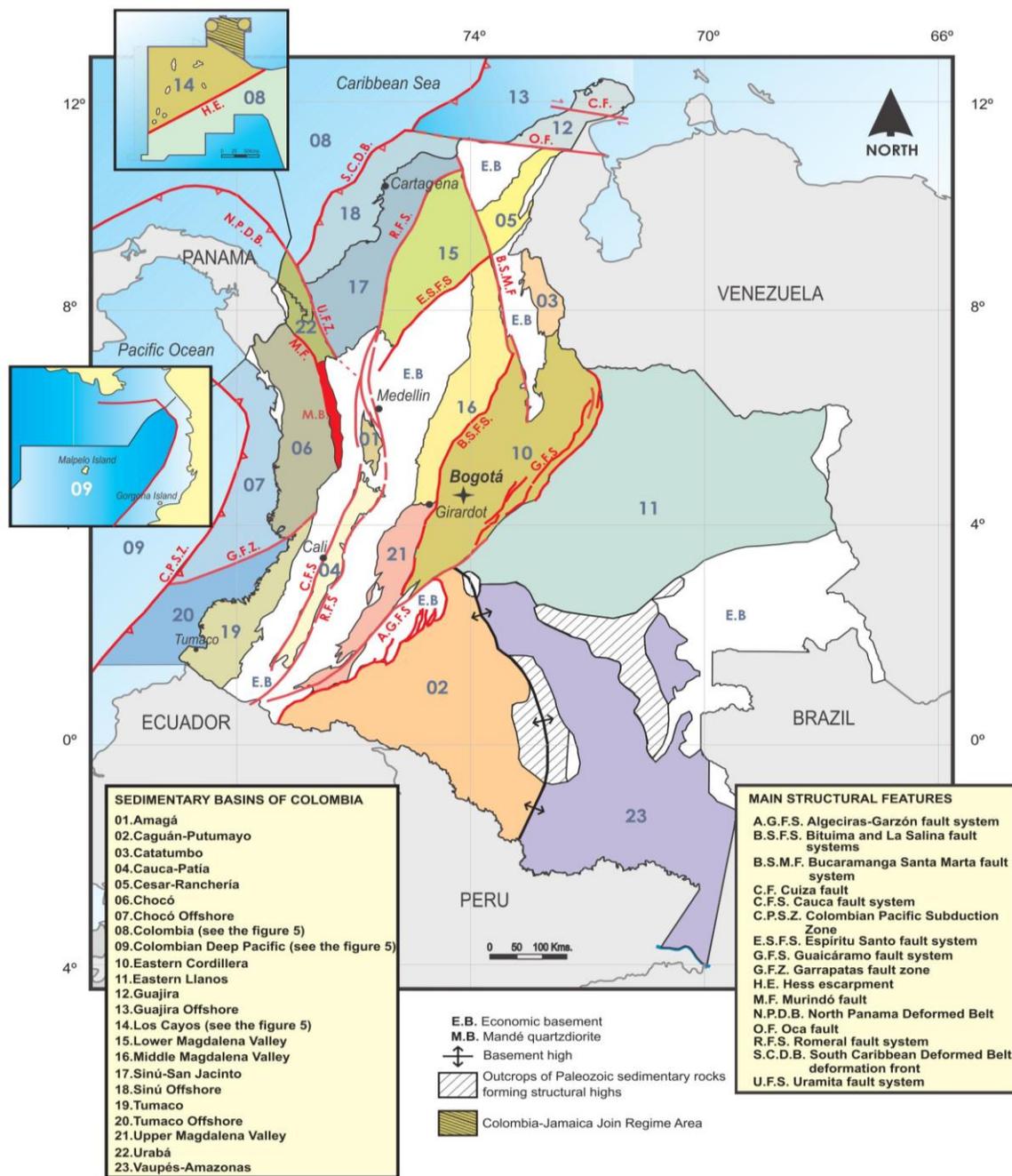


Figura 14. Cuencas Sedimentarias en Colombia

Fuente: Adaptado de ANH, (2007).

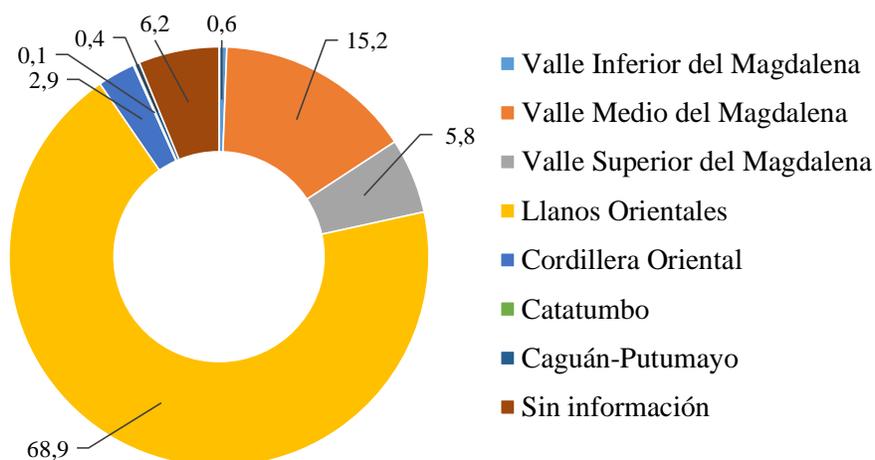


Figura 15. Distribución de la producción de petróleo por cuenca en Colombia (2015)

Fuente: Adaptada de Malagón, J. (2016).

Tabla 11. Información general de Cuencas productoras de hidrocarburos en Colombia.

Cuenca	Área (Km ²)	Departamentos	Tipo de producción	Porosidad de las rocas (%)	Gravedad API	Composición del crudo producido (%)
Llanos Orientales	225.603	Arauca, Casanare, Meta, Vichada y Cesar	Petróleo y Gas Natural	10 – 30	12,1 – 18,6	68,6 pesados 12,8 medianos 5,6 livianos
Valle Medio del Magdalena	32.949	Antioquia, Cesar, Santander, Boyacá y Cundinamarca	Petróleo	15 – 20	17,2 – 24,5	64,5 pesados 25,5 medianos
Valle Superior del Magdalena	21.513	Tolima, Huila y Cundinamarca	Petróleo	11 – 25	28,2	57,8 medianos 29,5 pesados 10,8 livianos
Valle Inferior del Magdalena	38.017	Bolívar, Sucre, Córdoba y Magdalena	Petróleo	15	30 - 52	75,6 condensados
Caguán – Putumayo	110.304	Putumayo, Cauca y Nariño	Petróleo	10 – 16	27,7	67,2 medianos 21,7 pesados 5,2 livianos
Coordillera Oriental	71.766	Boyacá y Casanare	Petróleo	5 – 10	42	Condensados medianos
Catatumbo	21.513	Norte de Santander	Petróleo	0,5 – 14	30	85,7 medianos 14,3 livianos
Guajira y Guajira Off Shore	71.766	Guajira	Gas Natural	3 – 40		

Fuente: Modificado de Vargas, 2009

Cuenca Llanos Orientales

La Cuenca de los Llanos Orientales es la cuenca sedimentaria más grande del país. Cuenta con una extensión de 225.603 km², en la que se ubican cerca de 337 campos petroleros que concentran el 68,9% de la producción total del país. Está ubicada entre los departamentos de Casanare, Cesar, Meta, Arauca y Vichada. En particular, el 71,5% del petróleo que se produce en dicha cuenca se extrae en el Meta, mientras que el 19,1% en Casanare y el 7,8% en Arauca. En cuanto a la composición del crudo producido, el 68,6% corresponde a crudos pesados, el 12,8% a crudos medianos y el 5,6% a crudos livianos (Vargas, 2009). Los principales campos petroleros que se ubican en esta zona son: Rubiales, Castilla y Quifa, precisamente los tres campos más grandes del país. Esta Cuenca a su vez, es la mayor productora de gas natural del país, con una participación cercana al 69,7% de la producción nacional.

Cuenca Valle Medio Del Magdalena

Es una de las cuencas más exploradas, está ubicada a lo largo del tramo central del río Magdalena, entre las cordilleras central y oriental, Se ha descubierto aproximadamente 1.900 MMBO, 2.5 TCF, presenta TOC altos (1- 6%) y RO de 0.6-0.2%. El 97% del crudo proviene del Paleógeno continental formaciones de areniscas (Paleoceno-Mioceno), Lisama, Esmeraldas-La Paz y Colorado-Mugrosa, con porosidades promedio de 15-20% y permeabilidades promedio de 20-600 md. Los yacimientos levemente explorados son sistemas fracturados del Grupo de Calizas Basálticas Cretáceas y la Formación La Luna (ANH.,2007). Los principales campos petroleros que se ubican en esta cuenca son: la Cira-Infantas, el más antiguo del país, y Yariguí-Cantagallo.

Cuenca del Valle Superior del Magdalena

La Cuenca del Valle Superior del Magdalena es la tercera cuenca sedimentaria más importante del país. Cuenta con una extensión de 21.513 km², distribuida en seis departamentos: Huila, Tolima, Meta, Cundinamarca, Casanare y Putumayo, entre los que se concentra el 5,8% del total de la producción nacional (con 68 campos petroleros). El 51,5% de la producción de la cuenca la realiza el departamento del Huila, seguido por Tolima, con un 23,7%, y Putumayo, cuya participación dentro de la producción total es del 23,5%. En cuanto al tipo de crudo extraído, el 57,8% corresponde a crudos medianos, el 29,5% a crudos pesados y el 10,8% a crudos livianos. El principal campo de esta cuenca es Guando, su indicador de gravedad API de 28,2, por lo que se considera un campo productor de crudos medianos (Malagon, 2016).

Cuenca del Valle inferior del Magdalena

Ubicada en el noroeste de Colombia, limitada por el sistema de fallas Bucaramanga-Santa Marta al noroeste, por la Cordillera Central al sur y por el sistema de fallas Romeral al oeste. “Esta cuenca está subdividida por tres elementos estructurales que tienen sedimentación controlada desde el Eoceno hasta el Mioceno tardío. Estos elementos estructurales son: la subcuenca de Platón hacia el norte, el Arco de Cicuco en la parte central y la subcuenca de San Jorge hacia el sur.” (ANH.,2007).

La principal roca generadora son shale temprano del Mioceno de la formación Porquero Baja, de gran espesor, rica en materia orgánica y kerogene tipo II. Las rocas sellos son shales de

las formaciones superiores de Porquero y Ciénaga de Oro y la formación Tubará más joven. En la Cuenca del VIM están ubicados 12 campos petroleros que producen el 0,1% de la producción total del país.

Cuenca Caguán-Putumayo

Es la extensión norte de la Cuenca Oriente de Ecuador, las reservas son de más de 365 MMBO, la exploración en la cuenca fue iniciada en 1948 por Texaco y en 1963 se descubrió el principal campo de Orito con reservas del orden de 250 MMBO. Produce el 2,9% del crudo total del país (en 37 campos). La principal roca generadora son de la formación Villeta calizas cretáceas y shales, con materia orgánica marina tipo II, con un TOC promedio de 0.5-1.0, una segunda fuente generadora son las rocas de la formación Caballos, shales cretáceas, materia orgánica tipo III, con un TOC promedio de más del 0.5%. Su principal pozo es Costayaco, este campo presenta una gravedad API de 27,70, es decir, produce predominantemente crudos medianos.

Cuenca Cordillera oriental

Ubicado entre el Valle del río Magdalena y la cuenca del antepais cenozoico de los Llanos, reservas de aproximadamente 1.700 MBO, 2.0 TCFG, en esta cuenca se encuentra los campos gigantes Cusiana y Cupiagua, Gibraltar gas condensado. Las principales fuentes generadoras de hidrocarburos presentan kerógeno I y II. Y contienen T.O.C. entre 1.0 y 3.0%, las rocas reservorio se depositaron durante el tiempo Albiano y Cenomaniano y las unidades siliciclásticas Paleógeno presentan porosidades promedio entre 5-10% y permeabilidades de 4-100 md. Las rocas sellos para los depósitos de arenisca Paleógeno consisten en shales intercaladas. El sello regional para los reservorios del Cretáceo son gruesos shales de origen marino. (ANH.,2007). Con tan solo cuatro campos petroleros, la cuenca produce el 0,6% de la producción total del país.

Cuenca del Catatumbo

Concentra una baja producción (0,4% del total de crudo producido en el país en siete campos). Está ubicada principalmente en el departamento de Norte de Santander y es la cuenca productora con la menor extensión (7.715 km²). El 85,7% del crudo que se extrae en esta zona corresponde a crudos medianos, mientras que el 14,3% a crudos livianos. La porosidad de las rocas está entre 0,5% y 14%, lo que significa una porosidad baja-media, situación que impide que se acumulen demasiados hidrocarburos.

3.3 Estado actual de EOR en Colombia

La producción actual de Colombia se basa en procesos técnicos de extracción conocidos como en una primera instancia como Procesos de Levantamiento Artificial y en una etapa posterior Recobro Mejorado (EOR/IOR). Alrededor del 90% de los campos petrolíferos del país se encuentran todavía produciendo en su etapa primaria (aproximadamente el 88% de la producción proviene de producción primaria y el 11% de la producción secundaria y menos del 1% EOR) (Maya et al., 2014). 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). 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 % mientras las reservas probadas son del 5%. Por otro lado, se estima que el 43% es petróleo residual y el 36% restante es petróleo móvil no contactado. 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 (Campetrol, 2015). En la Tabla 12, se relaciona la distribución del POES y el factor de recobro promedio respecto a cada Cuenca productora del país.

Tabla 12. Factor de Recobro por cada Cuenca productora de crudo en Colombia

Cuenca	Aceite original en Sitio (Mbbls)	POES (%)	FR promedio (%)
Llanos Orientales	26.649,32	51%	37%
Valle Medio del Magdalena	16.043,20	31%	13%
Valle Superior del Magdalena	4.103,73	8%	20%
Caguan – Putumayo	3.154,09	6%	21%
Catatumbo	1.793,03	3%	30%
Cordillera Oriental	669,49	1%	22%
Valle Inferior del Magdalena	252,68	1%	19%
Total	52.575,53		
Promedio Factor de Recobro			24%

Fuente: Tomado de Campetrol, (2015).

La implementación de métodos EOR juega un papel fundamental como tecnología tanto para incrementar el factor de recobro de los campos colombianos como para repotenciar los mismos para la aplicación de otras tecnologías tendientes al incremento de productividad de los pozos. Existen campos petrolíferos que por sus características están o fueron sometidos a procesos como inyección de agua, gas y vapor. Adicionalmente, se están diseñando pilotos para evaluar procesos de inyección de agua, gas, químicos y aire. Comparado con otros países del mundo el uso de métodos de recobro mejorado no es una práctica común en Colombia. El bajo desarrollo se limita a análisis experimentales y a pilotos que por diferentes razones no se han masificado.

Un breve resumen de los proyectos de recobro se describe a continuación: En el país se aplica o ha aplicado el proceso de inyección de agua a escala comercial en 25 campos petrolíferos, 7 en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM): Llanito, Galán, Nutria, Provincia, Tisquirama-San Roque, Aguas blancas, y Acordionero, 7 en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena (VSM): Las Brisas, Santa Clara, La Hochoa, Toldado, Palermo, Dina Terciario y Espinal, y 8 en la Cuenca de los Llanos Orientales: Chichimene WF, Castilla, Adalia, Chichimene, Suria, Apiay, Copa y Akira. En 10 campos se han implementado procesos de inyección de agua mejorada, 4 en el Valle Medio del Magdalena (VMM): Velasquez, Yarigui-Cantagallo, Casabe y La Cira Infantas, 4 en el Valle Superior del Magdalena (VSM): Yaguará, San Francisco, Tello y Palogrande-Cebu, y 2 en los Llanos Orientales (LLO): Chichimene y Caracas Sur. En 1 campo de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena (VSM) se implementan procesos de inyección de gas: Rio Ceibas. Se ha implementado proceso de recobro con inyección de agua alternada con gas en 2 campos petroleros: Florena Mirador (LLO) y Tello (VSM). Han existido 6 procesos de inyección cíclica de vapor en la

Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) en los campos de crudo pesado Teca-Cocorná, Jazmín, Moriche, Girasol, Quifa y Nare. En materia de recobro térmico se encuentran en etapa de diseño dos pilotos de inyección de aire en campos de la Cuenca de los Llanos Orientales y un proceso de inyección continua de vapor en el Campo Teca (VMM). Se está construyendo una metodología experimental para evaluar procesos de inyección de aire y un laboratorio de inyección con un tubo de combustión in situ. En la Figura 16, se detalla la ubicación y el método de recobro implementado por Campo petrolífero además del tipo de crudo predominante por departamento.

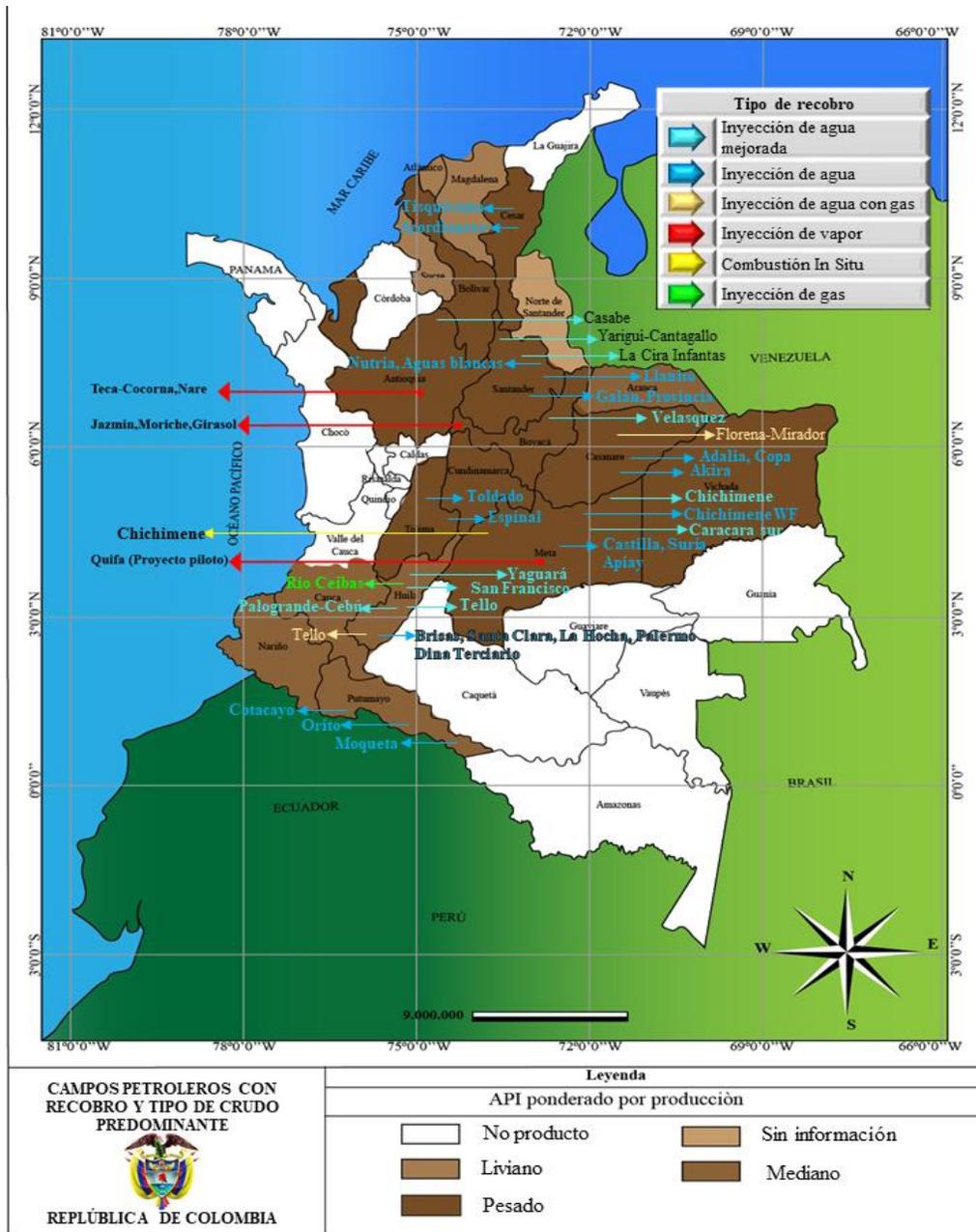


Figura 16. Campos con proyectos IOR/EOR en Colombia
Fuente: Modificado por autores

3.3.1 Antecedentes EOR Térmico en Colombia

Tal y como se identificó en la Figura 12, se pueden observar los campos a los que se les ha implementado o se proyecta realizar un piloto con mecanismo de recobro térmico para mejorar su producción; estos Campos se detallan en la Tabla 13, en donde además discrimina la producción alcanzada y el método de recobro térmico:

Tabla 13. Producción fiscalizada de petróleo por Campo en superficie con recobro térmico

Campo	Departamento	Cuenca	API	Producción (BPD)	Método de recobro utilizado
Moriche	Boyacá	VMM	12,4 – 15,8	11.062	Inyección continua de vapor
Jazmin	Boyacá	VMM	11,5 – 12,5	3.918	Inyección cíclica de vapor
Abarco	Boyacá	VMM	11,5 – 12,5	3.522	Piloto Inyeccion continua de vapor
Girasol	Boyacá	VMM	11,2	2.990	Inyección cíclica de vapor
Teca - Cocorna	Antioquia	VMM	12,5	1.374	Inyección cíclica de vapor
Nare Sur	Antioquia	VMM	12,5	207	Inyección cíclica de vapor
Chicala	Santander	VMM	12,5	18*	Piloto Inyeccion continua de vapor
Chichimene	Meta	LLO	9-20	48.108	Piloto Combustión In Situ
Quifa	Meta	LLO	13,9	44.613	Piloto STAR Recobro Adicional Térmico Sincronizado
Ocelote	Meta	LLO	23-26,5	9.323	Piloto Inyeccion continua de vapor

Fuente: Adaptado de ANH, (2018).

3.3.1.1 Campo Moriche

Hace parte del bloque A de la asociación Nare, actualmente la compañía operadora es MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD. Se encuentra en el municipio de Puerto Boyacá en el departamento de Boyacá y se localiza en la cuenca sedimentaria del Valle Medio del Magdalena, presenta una gravedad API de 13.4. Los pozos son someros, el recobro mejorado implementado en el campo es la inyección cíclica de vapor, presenta métodos de producción el sistema de levantamiento artificial es bombeo mecánico, el crudo de este

campo presenta poca relación gas-aceite. En la Tabla 14 se mencionan las principales características de fluidos y yacimiento del Campo Moriche.

Tabla 14. Propiedades de fluido y yacimiento Campo Moriche

Permeabilidad promedio (mD)	40-330
Porosidad (%)	21-34 (Zona A), 24-26 (Zona B)
Gravedad API	13.4

Fuente: Adaptado de Gil, C. O. (2018).

3.3.1.2 Campo Jazmín

Descubierto en 1982 por la empresa Texaco con la perforación del primer pozo Cedro-1, hace parte del contrato de Asociación Nare (ver Tabla 15) bloque B junto con los campos Girasol, Under River, Nare Sur y Moriche.¹ El campo Jazmín se encuentra en el municipio de Puerto Boyacá en el departamento de Boyacá y se localiza en la cuenca sedimentaria del Valle Medio del Magdalena, en el año 2011 el factor de recobro se encuentra alrededor del 11%², el crudo es bastante viscoso presenta una gravedad API de 11.5, es un yacimiento somero.

Tabla 15. Campos Asociación Nare

Bloque	Campo	Área (Acres)	Área (Has)
A	Chicalá	830	336
	Moriche	1085	439
B	Nare norte (Jazmín)	1700	688
	Underriver	630	255
	Nare Sur	630	267

Fuente: Adaptado de Bustos, S.M., Angarita, W.Y. (2013).

Las arenas productoras de la formación Chuspas son canales fluviales con intercalación de capas de arcillas, las arenas superficiales son menos consolidadas que las más profundas siendo estas últimas menos susceptibles a la estimulación con vapor y a los efectos de flujo y arrastre de sólidos asociados a este método de recobro.³ Inició producción en junio de 2002 y seis meses más tarde comenzó la inyección cíclica de vapor, proceso térmico que

¹ Asociación Nare **Campos Jazmín, Girasol y Under River**. <http://www.mansarovar.com.co>

² 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 (especialización). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.

³ 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 (especialización). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.

actualmente se encuentra implementado⁴, presenta métodos de producción como los son los sistemas de levantamiento artificial bombeo mecánico y cavidades progresivas. En la Tabla 16 se mencionan las propiedades de fluidos y yacimiento del Campo Jazmin.

Tabla 16. Propiedades de fluidos y yacimiento Campo Jazmín

Permeabilidad promedio (mD)	1000
Porosidad (%)	28
Presión del yacimiento (psi)	150-450
Viscosidad @ 90°F (cP)	9000-12000
Gravedad API	11.5
Temperatura de fondo (°F)	100
Tope del yacimeinto (pies)	1.100-1.250

Fuente: Adaptado de Escobar, Y. A. (2011).

3.3.1.3 Campo Abarco

El Campo Abarco se encuentra ubicado en el sector Nare Norte, Municipio de Puerto Boyacá y Puerto Serviez, en la región del Magdalena Medio. En el año 2011, se inició la primera etapa (fase 1) con el área Abarco Comercial, donde se construyeron y se pusieron en operación cuatro plataformas y la Estación de Transferencia (ETRA). La producción de este momento era recolectada en la ETR y transferida al Módulo de Tratamiento de Campo Moriche para posterior entrega al Oleoducto Velásquez – 26 El Sauce. A partir de 2013, inició el desarrollo de la fase 2 donde se construyeron y se pusieron en operación 11 plataformas, las estaciones intermedias (EINA y EISA) y el MTB del Campo Abarco Módulo 2, el cual queda ubicado en módulo Jazmín, donde se realiza la deshidratación del crudo y es enviado al Oleoducto Velásquez 26 – o al Oleoducto Jazmín - Vasconia. Actualmente se planea realizar un piloto de inyección continua de vapor, con el fin de aumentar el facto de recobro del 34% actual al 43%.

3.3.1.4 Campo Girasol

Se encuentra al oeste del municipio de Puerto Boyacá en el departamento de Boyacá y se localiza en la cuenca sedimentaria del Valle Medio del Magdalena, estructuralmente en el borde suroeste de la cuenca, se encuentra en la faja productora de crudos pesados en el bloque bajo de la falla Cocorná,⁵ presenta una gravedad API de 11.2. El yacimiento se compone de arenas sucias intercaladas por arcillas, la formacion chuspa es la reservorio, las arenas superficiales son menos consolidadas que las mas profundas siendo estas últimas menos

⁴ Asociación Nare **Campos Jazmín, Girasol y Under River.** <http://www.mansarovar.com.co>

⁵ Asociación Nare **Campos Jazmín, Girasol y Under River.** <http://www.mansarovar.com.co>

susceptibles a la estimulación con vapor y a los efectos de flujo y arrastre de sólidos asociados a este método de recobro.⁶ Profundidad de los pozos varían entre los 1.450 y 1.850 pies⁷.

En 2008 un proyecto piloto fue iniciado con dos pozos horizontales y dos pozos multilaterales, los pozos horizontales tuvieron una respuesta satisfactoria con respecto al método de recobro impelmentado debido a que incrementaron la producción, los pozos multilaterales no mostraron ninguna ventaja, por esta razón se decidió desarrollar el campo por medio de pozos horizontales.⁸ El método de recobro mejorado implementado para este campo es la inyección cíclica de vapor y este es inyectado por medio de pozos horizontales para hacer una mejor distribución uniforme de calor al yacimiento y lograr un mejor factor de recobro y una mejor producción. En la Tabla 17 se mencionan las principales propiedades de fluido y yacimiento del Campo Girasol.

Tabla 17. Propiedades de fluido y yacimiento Campo Girasol

Permeabilidad promedio (mD)	1000
Porosidad (%)	28
Gravedad API	11.2

Fuente: Adaptado de Álvarez, J.S., Pineda, J. G. (2015). Escobar, Y. A. (2011).

Para la producción de vapor de estos campos, la compañía operadora cuenta con seis generadores de 50 MMBTU y un generador móvil de 25 MMBTU para el campo Girasol, y ocho generadores de 50 MMBTU y un generador de 25 MMBTU para el campo Jazmín. Otros tipos de métodos de recobro mejorados implementados en los campos Jazmín y Girasol son la inyección de nitrógeno, inyección de gel e inyección de espuma⁹.

3.3.1.5 Campo Teca Cocorná

La compañía operadora Texas Petroleum Company descubrió en el año de 1965 el campo Cocorná y en 1967 el campo Teca; en 1984 se iniciaron los proyectos de inyección cíclica de vapor para estos campos. En el año 2011 el campo Teca y el campo Cocorná se unificarán debido a que estos campos hacen parte de la misma estructura, explotan el mismo yacimiento

⁶ 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 (especialización). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.

⁷ Álvarez, J.S., Pineda, J. G. (2015). Análisis de resultados en inyección de vapor mejorado con agente espumante en campo Girasol (especialización). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.

⁸ Asociación Nare **Campos Jazmín, Girasol y Under River**. <http://www.mansarovar.com.co>

⁹ Asociación Nare **Campos Jazmín, Girasol y Under River**. <http://www.mansarovar.com.co>

y no existe ningun limite estructural que separe a estos campos, desde entonces el nombre del campo pasó a ser Campo Teca- Cocorná.¹⁰

El campo Teca-Cocorná se encuentra en el municipio de puerto Boyacá en el departamento de Antioquia y se localiza en la cuenca sedimentaria del Valle Medio del Magdalena, el petroleo in situ es de aproximadamente 750 millones de barriles, presenta una gravedad API de 12.5, el mecanismo de producción es drenaje gravitacional y de compactacion de la formación. el reservorio mas somero se encuentra a 600 ft bajo el nivel del mar y el mas profundo se encuentra a 2000 ft bajo el nivel del mar. El yacimiento no presenta la suficiente energía para transportar los fluidos desde fondo hasta superficie debido a que tiene una presión que oscila entre 350 y 400 Psi, se hace uso del método de recobro termico y del sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico para extraerlo. Desde 1965 hasta mayo de 2017 el campo lleva produciendo por medio de tecnicas de recobro térmico como inyección ciclica de vapor e inyección continua de vapor, los cuales han presentado excelentes resultados en la produccion. Las propiedades de la roca y fluidos se puede ver en las Tablas 18 y 19 respectivamente.

Tabla 18. Propiedades de la roca Campo Teca Cocorna

Permeabilidad vertical (mD)	309.28
Permeabilidad horizontal (mD)	1030.946
Porosidad (%)	27.4
Compresibilidad de la formación (Psi⁻¹)	74*10 ⁻⁶
Capacidad calorifica de la formación (BTU/ft³*°F)	40
Conductividad térmica de la formación (BTU/ft*día*°F)	40

Fuente: Adaptado de Fonseca, J. M., Sánchez, M.A. (2017).

Tabla 19. Propiedades de los fluidos Campo Teca Cocorna

Densidad del petróleo (Lb/ft³)	61.1
Compresibilidad del petróleo (Psi⁻¹)	3.47*10 ⁻⁶
Viscosidad inicial @ 104 °F (cP)	4216
Gravedad API del petróleo (°API)	12.5
Conductividad térmica del petróleo (BTU/ft*día*°F)	1.8
Densidad del agua (Lb/ft³)	60.1661
Compresibilidad del agua (Psi⁻¹)	7.118*10 ⁻⁵

Fuente: Adaptado de Fonseca, J. M., Sánchez, M.A. (2017).

¹⁰ 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 (Tesis de pregrado).Fundación Universidad de América, Bogotá D.C.

3.3.1.6 Campo Nare Sur

Este Campo hace parte del contrato de Asociación Nare bloque B junto con los campos Girasol, Under River, Jazmin y Moriche, el cual se localiza estructuralmente en el borde suroeste de la cuenca del valle medio del Magdalena en el Departamento de Antioquia, el crudo producido en este Campo posee una graedad API 12,5 actualmente se planea implementar un piloto de Inyección cíclica de vapor para aumentar la producción actual que oscila entre los 207 barriles de petróleo por día.

3.3.1.7 Campo Chicala

El Campo Chicalá actualmente cuenta con (12) doce pozos perforados, de los cuales se han declarado en abandono (3) tres y (9) nueve se encuentran en pruebas de producción, pertenece al Bloque A de la Asociación Nare y tiene un área de 336 hectáreas; se localiza en jurisdicción de las veredas Manjares y El Aterrado, corregimiento Puerto Olaya del municipio de Cimitarra, departamento de Santander. Este Campo se encuentra en etapa no comercial y se planea realizar un piloto de inyección continua de vapor.

3.3.1.8 Campo Chichimene

El Campo Chichimene se encuentra ubicado en la Cuenca de los Llano Orientales, Departamento del Meta, consta de un área de 924,174 y 240,795.65 acres. El mecanismo de producción es el gas en solución; actualmente, El Campo Chichimene cuenta con 235 pozos activos, de los cuáles 198 son productores y 37 inyectores de los cuáles 22 producen crudo de aproximadamente 20° API de la Formación Guadalupe, Unidades K1 y K2, 5 pozos producen crudo de aproximadamente 15° API de las Formaciones San Fernando T2, Guadalupe K1 y K2 y los pozos restantes producen crudo de 9° API de la Formación San Fernando T2. La formación San Fernando (también conocida como unidad T2) es el objetivo para el desarrollo con CIS. A continuación, en la Tabla 20 se presentan las principales características de fluidos y yacimiento del Campo Chichimene.

Tabla 20. Propiedades de fluidos y yacimiento Campo Chichimene

Formación productora	K1, K2, San Fernando (T2)
Profundidad promedio	8000 Ft
T. yacimiento	300 °F
P. yacimiento	3230 psig
Permeabilidad	286.6
Porosidad	17 mD
Espesor arenas productoras	K1 K2 40 Ft, T2 300 Ft
Viscosidad @ T. yacimiento	K1 K2 200 Cp, T2 2000 Cp
Gravedad API	K1 K2 20, T2 8
GOR	T2 300-500 SCF/STB
BSW	K1 K2 90-95, T2 < 10

Fuente: ORTIZ ARENIZ Jenifer, Tatiana y JIMENEZ HERNÁNDEZ, Edith Yohana, 2011.

3.3.1.9 Campo Quifa

Se encuentra en el municipio de Puerto Gaitan en el departamento del Meta y se localiza en la cuenca sedimentaria de los Llanos Orientales, fue descubierto en el año de 2008. El campo Quifa tiene tres tipos de arenas principales de grano fino interlaminares que pueden generar un sello entre el acuífero y la arena que contiene petróleo lo que genera canales laterales de agua.¹¹ El mecanismo de producción del yacimiento es empuje hidráulico debido a la presencia de un acuífero activo y soporta la presión del yacimiento lo que genera un alto corte de agua en algunos pozos.

Se implementó un proyecto de recobro mejorado denominado STAR por sus siglas Synchronized Thermal Additional Recovery, se desarrolló entre 2011 y 2014, fue operado por Pacific Rubiales Energy en asociación con Ecopetrol S.A. este proyecto piloto consistió en una combustión seca directa.¹² Este piloto no cumplió con las metas, no se consiguió el factor de recobro deseado y por consiguiente la producción, la meta era duplicar la producción en los campos operados por Ecopetrol y Pacific, y lo que se obtuvo se encuentra un 41,2% por debajo de la curva básica acordada, apenas llegó al 26% de la meta propuesta por la multinacional y se esperaba un factor de recobro de crudo hasta en un 40% y falló en 62,6%.¹³ En la Tabla 21 se mencionan las principales propiedades de la roca y los fluidos del Campo Quifa.

Tabla 21. Propiedades de la roca y fluidos Campo Quifa

Porosidad (%)	30
Permeabilidad (mD)	5000
Saturación de agua (%)	60
Saturación de aceite (%)	40
Presión del yacimiento (psig)	1200
Temperatura del yacimiento (°F)	140
Gravedad API (°API)	12
Viscosidad del aceite @ temperatura Res (cP)	500

Fuente: Adaptado de Salazar, H. (2016)

3.3.1.10 Campo Ocelote

Se encuentra ubicado en el Departamento del Meta en Municipio de Puerto Gaitán en la Cuenca de los Llanos Orientales. Fue descubierto en el año 2007 con el pozo exploratorio HCL-84, produciendo petróleo proveniente de la parte superior de la Formación Carbonera

¹¹ Salazar, H. (2016). Evaluación de la formación de emulsiones en procesos de combustión in-situ bajo condiciones de exceso de oxígeno (MsC). Universidad Nacional de Colombia, Medellín.

¹³ (2014, 24 de Julio). Ecopetrol y Pacific no van más con Star en el campo Quifa. *Portafolio*. <http://www.portafolio.co>

de la Unidad C7, e inició producción en el año 2009 en la Unidad C5 de la Formación Carbonera con el Pozo HCL-80. El Campo tiene una extensión total de 29.450 Hectáreas. Se planea implementar un piloto de inyección continua de vapor. Las propiedades de las formaciones productoras se discriminan en la Tabla 22.

Tabla 22. Propiedades de la formación productora del campo Ocelote

Formación productora	Carbonera C7	Carbonera C5
Gravedad API	23	26.5
Mecanismo de producción	Acuífero activo	Acuífero activo
Presión / Temperatura del yacimiento	1.640 psi / 165 °F @ 3.418 Ft (TVDSS)	1.530 psi / 147°F @3165 Ft (TVDSS)
Porosidad promedio	0,23 – 0,25	0,26
Permeabilidad promedio mD	800 – 5.000	1.500
Pb (psi) / Rs (SCF/STB)	167 / 20	89 / 10
Bo @ Pi (rb/STB)	1,032	1,041
Campos análogos	Sarinas/Guarilaque/	

Fuente: HOCOL S.A. Informe de Recursos y Reservas ANH 2014. Contrato de Exploración y Producción Guarrojo. Campo Ocelote. Bogotá D.C. 2014. Volumen 2. p. 60.

CAPÍTULO IV. RECUPERACIÓN TÉRMICA SOLAR MEJORADA DE PETRÓLEO (*SOLAR EOR*)

4.1 Cómo funciona *Solar EOR*

En el *EOR* térmico de inyección de vapor "convencional", el vapor se produce al quemar gas natural. En *Solar EOR*, mientras que la recuperación térmica solar mejorada por sus siglas en inglés *Solar EOR* o *SEOR* (*Solar Enhanced Oil Recovery*) se utiliza una tecnología de energía termosolar de concentración (*CSP, Concentrate Solar Power*) que reemplaza al gas natural en la producción de vapor. Los espejos se utilizan para reflejar y concentrar la luz solar en los receptores que recolectan energía solar y luego la convierten en calor, que luego se utiliza para producir vapor a partir del agua. El vapor se inyecta en un yacimiento de aceite con el fin de reducir la viscosidad, lo que facilita su flujo a la superficie. El uso de la generación de vapor térmico solar para la recuperación de petróleo pesado tiene la ventaja de reducir el dióxido de carbono. Las emisiones, además de compensar la variabilidad en los costos de la generación de vapor debido a las fluctuaciones en los precios del gas natural. Las fluctuaciones cíclicas diarias en la tasa de inyección de vapor asociadas con las horas de luz solar, junto con la producción de hidrocarburos y el calentamiento / enfriamiento de la roca causan cambios en el estrés del reservorio. Un diagrama a modo de ejemplo del funcionamiento de *solar EOR* se puede observar en la Figura 17.

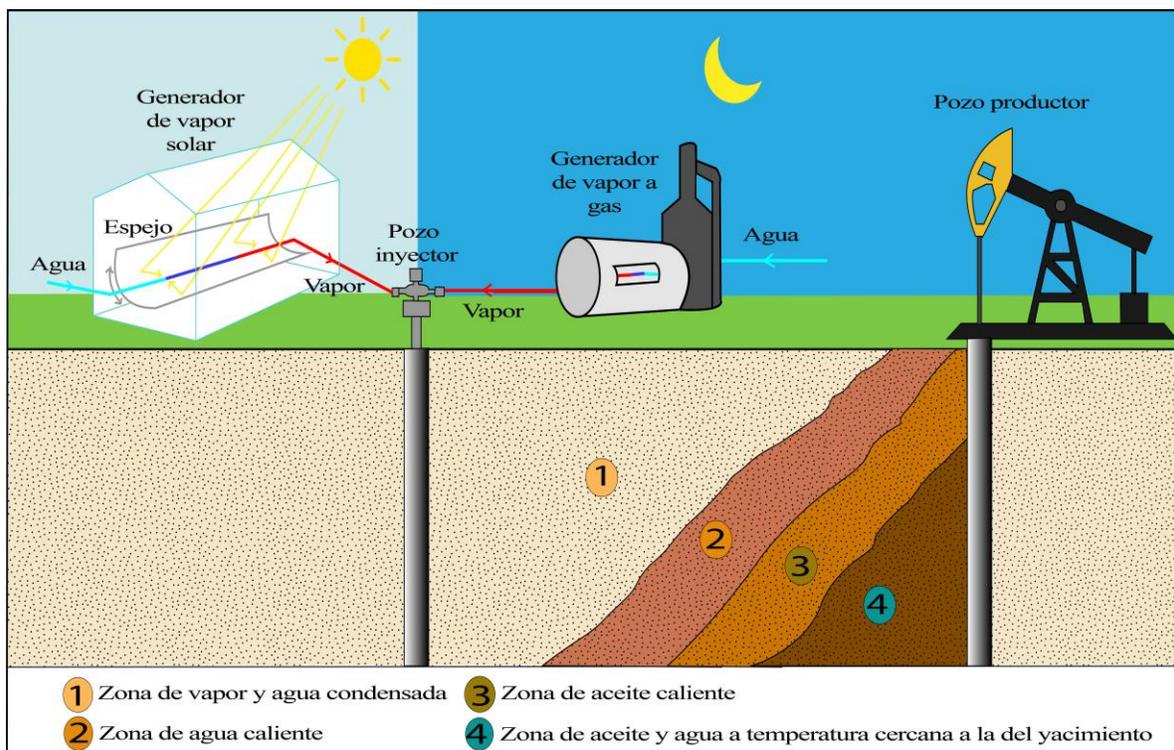


Figura 17. Diagrama *Solar EOR*

Fuente: Adaptada de Glasspoint. (2018).

En comparación con los procesos térmicos convencionales de inyección de vapor donde tradicionalmente han quemado gas natural para producir vapor, *Solar EOR* está demostrando ser una alternativa viable a la producción de vapor a gas para la industria petrolera debido a que *solar EOR* puede generar la misma calidad y presión de vapor que el gas natural, alcanzando temperaturas de hasta 750 ° F y 2,500 PSI. Mientras que las operaciones típicas de inyección de vapor alimentadas con combustible inyectan vapor en el suelo a un ritmo constante, la investigación llevada a cabo por los principales productores de petróleo muestra que la inyección de vapor a velocidad variable no tiene un impacto negativo en los niveles de producción.

En efecto, *Solar EOR* podría suministrar hasta 80 por ciento de las necesidades anuales de vapor de un campo, inyectando vapor generado por el calentamiento del agua ejercido durante las horas de sol y una cantidad reducida de vapor a gas por la noche o en climas menos soleados. Este método de integración de *Solar EOR* promete desplazar grandes cantidades de consumo de gas sin afectar la producción de petróleo.

4.1.1 Impacto de los ciclos diarios y estacionales en el vapor generado por *Solar EOR*

Los proyectos de inyección de vapor ubicados en áreas con abundante luz solar pueden explotar la energía solar para generar vapor, en lugar de quemar gas. Este vapor generado por energía solar solo está disponible durante el día, causando un ciclo día-noche en la tasa de vapor, y también se ve afectado por las variaciones estacionales en la energía solar, causando un ciclo de verano-invierno en la tasa de vapor. Desde la perspectiva de la ingeniería de yacimientos, el mayor desafío al implementar un sistema basado en la energía solar térmica es determinar la interacción de la producción de petróleo y los ciclos diarios en la producción de calor causados por la salida y puesta del sol, así como el ciclo anual causado por el cambio de las estaciones.

En una aplicación típica, para mantener la inyección de vapor durante todo el día, el vapor solar se inyecta durante el día y el vapor producido por el gas natural se inyecta durante la noche. Si la velocidad de inyección de vapor se mantiene constante, el consumo de gas se reduce hasta en un 25%. Al inyectar más vapor durante el día y menos durante la noche, el consumo de gas puede reducirse hasta un 80% sin la necesidad de un almacenamiento térmico costoso. El calentamiento y la presurización del reservorio subterráneo típicamente transpira durante un período de muchos meses, y no es sensible al momento de la inyección de vapor. De este modo, el propio yacimiento actúa como un medio de almacenamiento térmico primario (Bierman et al., 2013).

Van Heel et al. (2010) investigaron si la recuperación de aceite de un proyecto *EOR* de inyección de vapor típico sería negativa impactado si el vapor se inyectara a una velocidad cíclica en lugar de a una velocidad constante. En dicha investigación, primero desarrollan un modelo analítico para la respuesta de un bloque de matriz cuya superficie se somete a una temperatura que cambia periódicamente. Este modelo analítico está concebido para investigar el comportamiento de un bloque de matriz en un reservorio fracturado con un

espaciado de fractura de 1 m o más, que está sujeto a las fluctuaciones de temperatura que podrían surgir debido a cambios en la velocidad de inyección de vapor. Este modelo permite estimar en qué medida, para un espacio de fractura dado, las variaciones diarias o estacionales en la tasa de inyección de vapor se manifiestan en variaciones de la temperatura del bloque de matriz en sí. Este modelo demostró que, para yacimientos fracturados con un espaciado de fractura de varios metros, las fluctuaciones diarias de la temperatura aplicada se pueden descuidar con fines prácticos, pero las fluctuaciones estacionales son importantes y se reflejan en la temperatura promedio de los bloques de matriz.

Los resultados presentados por Van Heel et al. (2010) de la simulación donde comparan la inyección de vapor solar-cíclica y la inyección de vapor de velocidad constante, para un yacimiento fracturado y para un yacimiento no fracturado, muestran que la variación estacional en la tasa de inyección de vapor se refleja como una oscilación en la tasa de aceite. Sin embargo, las simulaciones muestran que, si se inyecta la misma cantidad de vapor acumulado en el yacimiento, durante el mismo lapso de tiempo, la inyección de vapor solar-cíclica y la inyección de vapor a velocidad constante dan la misma recuperación de aceite. En otras palabras, las simulaciones indican que la inyección de vapor generada por el sol no afecta negativamente la recuperación del petróleo. Por lo tanto, desde un punto de vista subsuperficial, el vapor generado por el sol parece una alternativa viable a la inyección de vapor a velocidad constante.

Sandler et al. (2014), determinaron la efectividad del *Solar EOR* cuantificando mediante la simulación de reservorios, el análisis económico y la evaluación del ciclo de vida. Las simulaciones de yacimientos con inyección de vapor continua pero de tasa variable se compararon con un proyecto de inyección de vapor a base de Tulare Sand. Para tasas de inyección promedio equivalentes, se predijeron tiempos de avance comparables y factores de recuperación del 65% del aceite original en el lugar, de acuerdo con las simulaciones en la literatura. Las fluctuaciones cíclicas diarias en la tasa de inyección de vapor no tienen un gran impacto en la recuperación global. Sin embargo, las tasas de producción de petróleo muestran una variación estacional.

Sandler et al. (2014) llegan a la conclusión de que el escenario de inyección de velocidad variable continua resultante de un sistema térmico solar cumple con los puntos de referencia de producción de petróleo establecidos por la inundación de vapor convencional y, por lo tanto, es potencialmente viable en términos de rendimiento del yacimiento; no obstante se debe excluir cualquier problema de inyectividad de pozos, como el lijado, lo que finalmente determina que no se requiere la generación de gas natural para mantener tasas de inyección constantes durante la noche. Solo se necesita suficiente generación de vapor para la inyección para evitar el flujo de retorno hacia el pozo durante la noche y para minimizar las fluctuaciones térmicas a lo largo del pozo. Si se desea reducir significativamente la entrada de gas natural.

Según estas evaluaciones (Van Heel et al. 2010, Sandler et al. 2014), una masa diaria dada de vapor inyectado, ya sea durante un período de luz diurna de 8 horas o en un período de 24 horas, es igualmente efectiva. Por lo tanto, desde un punto de vista de recuperación, la energía

solar podría suministrar el 100% de los requisitos de vapor, eliminando todo el combustible utilizado para el vapor EOR. Sin embargo, las consideraciones de las instalaciones y otros asuntos, incluidos los cambios estacionales en la luz solar, sitúan los límites por debajo de esta cifra del 100% pero sin ser significativos. Los sistemas de generación solar térmica o suplementaria parecen ser una alternativa preferida a los sistemas totalmente convencionales que utilizan gas natural en áreas con gran insolación solar.

Dado el caso, las variaciones en la salida de vapor de los generadores de vapor solares se equilibran mediante ajustes a la salida de vapor de los generadores de vapor que funcionan con combustible, es decir, una integración de los sistemas dará como resultado un vapor aproximadamente constante las 24 horas. La figura 18 muestra el concepto de integración y el funcionamiento equilibrado en un día de verano.

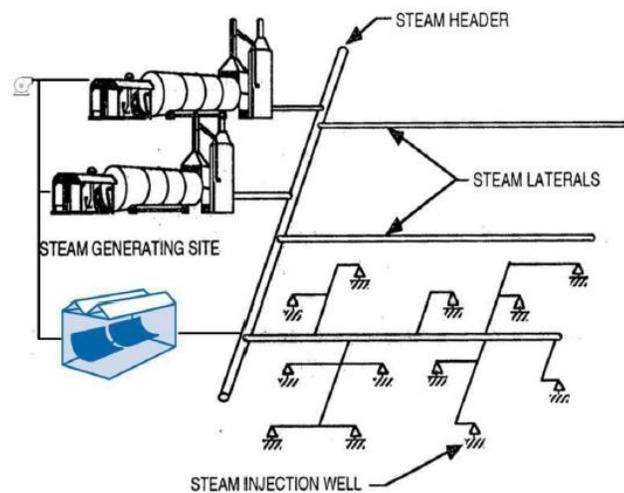


Figura 18. Integración Combustible equilibrado / Vapor solar
Fuente: Adaptado de Palmer, 2015.

4.2 Antecedentes de Solar EOR en la Industria Petrolera

Solar EOR se puede considerar como una oportunidad para los países que no poseen recursos de gas natural para hacerlos menos dependientes de la energía y menos sensibles a las fluctuaciones del precio del gas, y para los países que poseen recursos de gas natural para reducir su consumo de gas y exportarlo por un margen mayor. En el año 1983 la industria petrolera empezó a probar esta tecnología en un proyecto piloto y debido a que no fue exitoso no se replicó y sólo fue hasta el año 2011 que se creó el primer sistema comercial de *Solar EOR* en el mundo, desde entonces se viene implementando en diferentes Campos petrolíferos, a continuación, se describen los proyectos realizados y planeados hasta la actualidad:

4.2.1 Proyecto piloto ARCO Solar Taft, California

En 1983, Atlantic Richfield Company - ARCO Solar construyó un piloto de generación de vapor solar con tecnología de torre central en Taft, California. El sistema generó un megavatio de energía térmica durante las condiciones de funcionamiento máximas. Aunque técnicamente factible, el sistema no era rentable y no se replicó. El piloto ARCO fue la primera vez que se aplicó vapor solar para facilitar la recuperación de petróleo pesado (Larson & West 1996).

4.2.2 Campo 21Z en McKittrick, California



Figura 19. Primer proyecto Solar EOR 21Z McKittrick CA.

Fuente: Glasspoint, 2018.

Información clave

Primer sistema solar EOR a escala comercial del mundo

Cliente: Berry Petroleum

Productor de energía: GlassPoint Solar

Tecnología: GlassPoint canal de tránsito único (STT)

Ubicación: McKittrick, CA, EE. UU.

Producción de energía: 300 kWt térmicos

Área de campo solar: 1 acre

Salida de vapor: 1 millón de Btus por hora de calor solar.

Inicio de la construcción: 2011

Duración de la construcción: 6 semanas

Tiempo de operación: Más de 5 años (Glasspoint 2018).

Es un proyecto en el que la empresa de energía solar térmica GlassPoint Solar se asoció con la operadora independiente más grande de California, Berry Petroleum. Esta unión tuvo como objetivo principal construir el primer proyecto comercial de recobro mejorado térmico con energía solar. Inició en febrero del 2011 y se ubica en un campo con más de 100 años: el campo McKittrick en California. El sistema de energía solar térmica tiene aproximadamente un acre y produce aproximadamente 1 MMBTU/hora de vapor, reemplazando ese mismo equivalente en gas natural implementado para la generación de vapor en los generadores a gas. El proyecto fue construido en menos de seis semanas y cuenta con un sistema tipo invernadero para evitar que los colectores se vean afectados por la erosión del viento y de la arena que transporta (SPE, Society of Petroleum Engineers, Solar Enhanced Oil Recovery).

4.2.3 Campo Coalinga en Coalinga, California



Figura 20. Proyecto Solar EOR Coalinga, CA.

Fuente: Adaptada de Bright Source Energy, 2011

Información clave

Ubicación: Coalinga, CA - aprox. 60 millas al SO de Fresno, CA.

Cliente: Chevron Corp. y BrightSource Energy

Tecnología: Torre solar.

Tamaño de la instalación: 100 acres

Producción de vapor: 29 MWt térmicos.

Equivalente de Salida Eléctrica: Aprox. 13 MWe eléctricos

Altura de la torre: 327 pies

Número de heliostatos / espejos: 3.822 heliostatos; 7,644 espejos

Medidas de los espejos: 10*7 pies montados en un poste de acero de 6 pies

Inicio de la construcción: 2009

Años de operación: 2011-2014 (Bright Source Energy, 2011).

Proyecto realizado entre los años 2011 y 2014 por las compañías Chevron Technology Ventures y BrightSource Energy, INC; se asociaron para construir el piloto de energía solar térmica de recobro mejorado térmico más grande del mundo para generación de vapor de agua para inyección continua en el campo Coalinga, ubicado en California, Estados Unidos. La instalación solar térmica de 29 megavatios respaldó los esfuerzos de recuperación de petróleo, sobrepasando cómodamente los niveles de producción anuales requeridos de vapor. Esto demuestra con éxito, la capacidad de la tecnología solar térmica para apoyar de forma limpia y rentable esfuerzos mejorados de recuperación de petróleo en California y en todo el mundo (Petrowiki, 2016).

4.2.4 Proyecto piloto de POD en Campo Amal West, Omán

El Sultanato de Omán tiene un gran potencial en reservas de crudo pesado, que se producen mediante la implementación de métodos de recobro mejorado térmicos. El gas natural es utilizado como combustible para estos proyectos. Sin embargo, las preocupaciones sobre el futuro suministro de gas, las emisiones de CO₂ y posible aumento de costos para el desarrollo de este tipo de proyectos, incentivaron investigaciones sobre la tecnología solar térmica para impulsar proyectos sustentables y rentables con energía solar térmica. El resultado fue el piloto de generación solar de vapor, construido en el campo de Amal West en el sur de Omán. Este proyecto piloto desplegó un nuevo diseño térmico solar, en el que se concentra la radiación solar utilizando espejos parabólicos que para protegerlos del polvo y de del viento fueron puestos dentro de invernaderos. La luz del sol se refleja en tubos receptores que llevan agua, que luego se calienta para producir un vapor de calidad del 80% a 100%, según las especificaciones de generación convencionales. El diseño del sistema imita la capacidad de

un generador de vapor convencional de paso único (OTSG), utilizando agua para la generación y siendo llevado a los cabezales de pozo de inyección.



Figura 21. Proyecto Piloto Solar EOR Amal, Omán
Fuente: Adaptado de GlassPoint 2018

Información clave

Primer proyecto Solar EOR en Medio Oriente

Ubicación: Amal West, Omán

Cliente: Desarrollo del petróleo de Omán (POD/Sultanato de Omán, Shell y Total)

Tecnología: GlassPoint canal de tránsito único (*STT*)

Inicio de construcción: Enero 2012

Estado: Operando desde diciembre de 2012

Proveedor de energía: GlassPoint

Producción de energía: 7 MW térmicos

Salida de vapor: Promedio de 50 toneladas de vapor por día.

Ahorro de gas: 47,000 MMBtus por año

Área de campo solar: 17,280 m² (Bierman et al, 2013)

4.2.5 Campo Amal Proyecto Solar Miraah, Omán



Figura 22. Proyecto Solar EOR Miraah Amal West, Omán
Fuente: Adaptada de GlassPoint, 2018.

Información clave

Ubicación: Miraah, Amal West Omán

Cliente: Cliente : Petroleum Development Oman (PDO)

Proveedor de energía: GlassPoint

Inversión del proyecto: 600 MMUSD

Producción de energía: 1.021 MWt térmicos (1 GW)

Salida diaria de vapor: 6,000 toneladas

Area de campo solar: 1.9 km o 470 acres

Area total del proyecto: 3 km² o 741 acres

Tecnología: GlassPoint (*STT*)

Bloques de invernadero: 36 en pasos estándar

Inicio de la construcción: 2015

Primer vapor: 2017

Ahorro de gas: 5,6 billones de Btus por año

Emisiones de CO₂ salvadas: 300,000 ton/año (GlassPoint, 2018)

Omán anticipa que el nuevo proyecto solar reemplazará 5,6 billones de BTU de gas natural cada año, lo que equivale a la cantidad requerida para producir electricidad para 209,000 personas en Omán. En agosto de 2017, GlassPoint y sus contratistas cruzaron el umbral de 1,5 millones de horas-hombre trabajadas sin pérdida de tiempo (*LTI*) en Miraah. GlassPoint y *Petroleum Development Oman (PDO)* han completado cuatro bloques de la planta solar de Miraah de manera segura a tiempo y dentro del presupuesto. La instalación está exportando vapor solar diariamente al campo petrolero de Amal, lo que ayuda a producir de manera sostenible el aceite pesado y viscoso de Omán. Los cuatro bloques tienen una capacidad total de más de 100 MWt, con una producción de vapor que aumenta hasta 660 toneladas de vapor por día (GlassPoint, 2018).

4.2.6 Campo Belridge Proyecto Solar Integrado Kern, CA

Aera Energy, uno de los mayores productores de petróleo y gas de California, se asoció con GlassPoint para construir el proyecto de energía solar más grande de California. De propiedad conjunta de Shell y ExxonMobil, Aera representa 100 años de liderazgo en la industria petrolera de California. Ubicado en el campo petrolífero de Belridge al oeste de Bakersfield, el proyecto solar integrado será el primero de su tipo en el mundo en utilizar vapor solar y electricidad solar para impulsar las operaciones de los campos petroleros, reduciendo las emisiones de carbono del campo petrolero. Una vez que se complete, la planta de Belridge Solar entregará la mayor producción de energía pico de cualquier proyecto solar en California. El proyecto estará ubicado en el Campo Petrolífero South Belridge, cerca de Bakersfield, California, y será el campo *Solar EOR* más grande del estado cuando se complete. También reducirá las emisiones de carbono de la instalación en 376,000 toneladas métricas por año, Eso equivale a compensar 80,000 autos, más de un tercio de los autos en Bakersfield hoy (GlassPoint 2018).



Figura 23. Representación del futuro campo solar en South Belridge

Fuente: Adaptado de GlassPoint, 2018.

Información clave

Primer proyecto Solar EOR integrado

Ubicación: Condado de Kern, CA

Cliente: Aera Energy LLC

Productor de energía: GlassPoint Solar

Producción de energía: 850 MWt + 26.5 MWe

Tecnología: GlassPoint (*STT*)

Salida de vapor: 12 millones de barriles de vapor al año.

Área de campo solar: 770 acres

Ahorro de gas natural: 4.87 mil millones de pies cúbicos por año.

Emisiones de CO₂ salvadas: 376,000 toneladas métricas por año

California trabajos creados: Más de 500 empleos directos e indirectos.

Inicio de la construcción: 2019

Inicio de operaciones: A partir de 2020

4.2.7 Proyecto Mukhaizna, Occidental de Omán

La compañía de origen estadounidense GlassPoint Solar ha anunciado que ha firmado un Memorando de Entendimiento (*MoU*, por sus siglas en inglés) con Occidental de Omán para desarrollar una central de 2 GW en el yacimiento petrolífero de Mukhaizna, GlassPoint Solar implementará su tecnología de canalización cerrada para producir hasta 100,000 barriles de vapor solar por día, el objetivo de esta central es ayudar a la recuperación mejorada de petróleo. De momento, se encuentra en la fase de estudios preliminares, si bien los socios ya han comenzado los trabajos de ingeniería para definir el alcance del proyecto y los planes de integración en el campo (NewEnergyUpdate, 2018).

4.2.8 Prospecto Kuwait

Kuwait actualmente experimenta escasez de gas que está impulsando las importaciones de GNL, y se pronostica que los requisitos de generación de energía aumentarán más rápido que la nueva producción nacional de gas. Los proyectos EOR térmicos planificados en el norte y oeste de Kuwait son algunos de los proyectos de inundación de vapor más grandes del mundo. Estos proyectos requerirán la quema de cantidades significativas de gas natural importado o combustibles de petróleo costosos para generar vapor. Sin embargo, los altos costos de combustible junto con la luz solar durante todo el año hacen de Kuwait uno de los mercados más grandes para proyectos de EOR solar en todo el mundo (GlassPoint 2018).

El vapor solar podría abastecer a la mayoría de las necesidades térmicas de EOR de Kuwait a la mitad del costo de estas alternativas de combustible. El uso de la energía solar para generar vapor, en lugar de quemar combustible, redirigirá estos valiosos productos a aplicaciones de mayor valor que se necesitan para respaldar la creciente economía de Kuwait. La energía requerida para estas nuevas operaciones térmicas EOR se suma en gran medida a los requisitos para nuevos suministros de combustible en Kuwait (Palmer et al, 2015).

4.3 Tecnologías de concentración de energía solar (CSP).

Las tecnologías de energía termosolar de concentración por sus siglas en inglés *CSP* (*Concentrating Solar Power*) es un tipo de tecnología de energía solar térmica que utiliza espejos para concentrar los rayos solares para calentar el agua y generar vapor. Entre las aplicaciones de las *CPS* está la anteriormente mencionada *Solar EOR*, donde el vapor se alimenta directamente al pozo de petróleo o se utiliza en la conducción de una turbina para generar energía de la misma manera que las centrales eléctricas convencionales. Las tecnologías CSP también permiten la producción de hidrógeno (H_2), que forma la base de los combustibles o transportadores, que pueden ayudar a almacenar la energía solar y distribuirla a la industria, los hogares y el transporte, sustituyendo los combustibles basados en fósiles con energía solar de bajas emisiones.

La producción de hidrógeno solar a través del electrólisis del agua con electricidad generada por energía solar ofrece una eficiencia global de la energía solar a hidrógeno de aproximadamente el 10% con las tecnologías actuales. El calor a alta temperatura de la CSP podría reducir las necesidades de electricidad. Otras aplicaciones de la industria que pueden integrarse con CSP incluyen la descarbonización solar, la desalinización solar, etc. (International Energy Agency, 2010) (Vea la Figura 24).

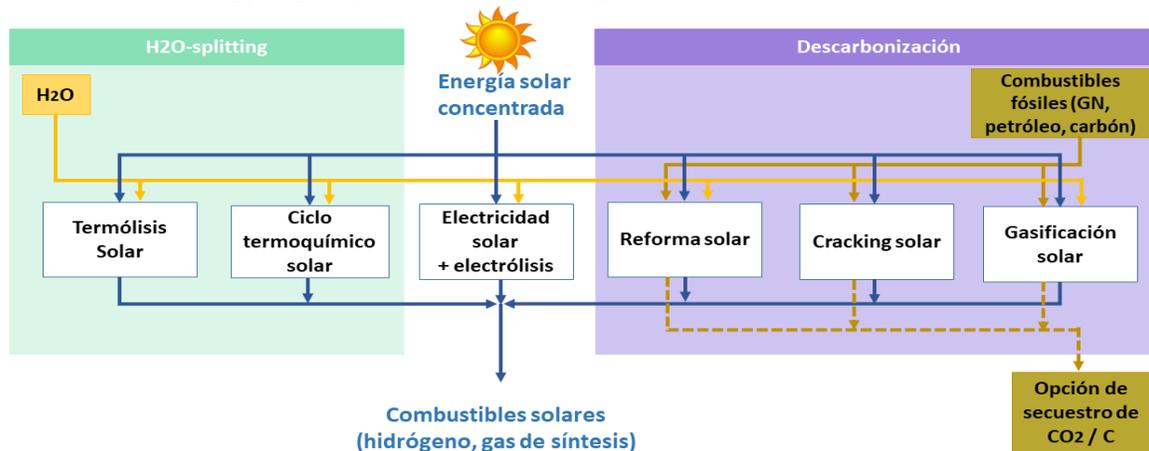


Figura 24. Diferentes rutas termoquímicas para producir combustibles con CSP

Fuente: Adaptado de International Energy Agency (IEA), 2010.

El mercado de CSP ha aumentado de forma notable su comercialización y capacidad de generación desde el año 2007, la gran mayoría de las plantas de CSP aún en construcción incorporarán alguna forma de almacenamiento de energía térmica *TES* (*thermal energy storage*), que continúa siendo considerada como central para la competitividad de la CSP porque mejora el valor operacional general de la tecnología a través de la provisión de energía despachable o de carga base; se estima que 13 GWh de *TES* basados casi en su totalidad en sales fundidas funcionaron junto con las plantas de CSP en los cinco continentes a finales de 2017 (Vea la Figura 25) (Renewables Global Status Report, 2018).

Actualmente más de mil cien megavatios de potencia termosolar han visto la luz en 2018. Nunca antes, en un solo ejercicio, fue instalada tanta potencia termosolar. Ahora mismo hay, en todo el mundo, aproximadamente 6.500 megavatios de potencia termosolar instalada (y más de 3.600 en desarrollo) distribuidos en áreas geográficas que van desde España, Chile, Sudáfrica, Marruecos, Dubai, Estados Unidos, China, México y Australia (Barrero A., 2019).

El panorama global para la tecnología CSP se proyecta que para el 2050, con el apoyo adecuado, la CSP podría proporcionar el 11,3% de la electricidad global, con el 9,6% de la energía solar y el 1,7% de los combustibles de respaldo (combustibles fósiles o biomasa). En los países más soleados, se puede esperar que la CSP se convierta en una fuente competitiva de potencia a granel en cargas máximas e intermedias para 2020, y de potencia de carga base para 2025 a 2030. La posibilidad de un almacenamiento térmico integrado es una característica importante de las plantas de CSP, y prácticamente todas tienen capacidad de respaldo de energía de combustible.

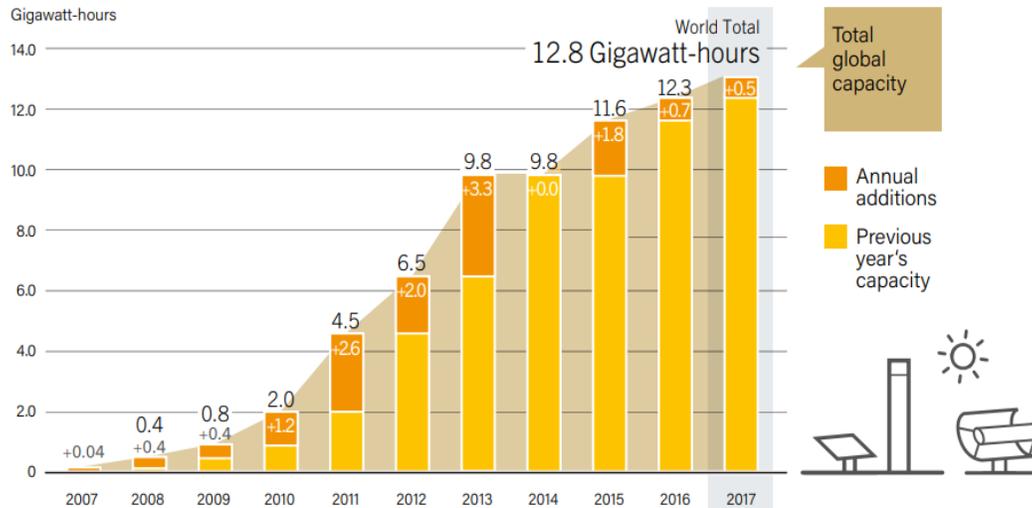


Figura 25. Capacidad global de almacenamiento de energía térmica de CSP y adiciones anuales, 2007-2017

Fuente: Renewables Global Status Report, 2018.

En la Figura 26 se visualiza a América del Norte como la mayor región productora y consumidora de electricidad de CSP, seguida por África, India y Oriente Medio. África del Norte tiene el potencial de ser un gran exportador (principalmente a Europa), ya que su alto recurso solar compensa en gran medida el costo adicional de las líneas de transmisión largas. Las instalaciones de CSP podrían comenzar a proporcionar combustibles gaseosos o líquidos de energía solar o solar mejorados para 2030. Para 2050, la CSP podría producir suficiente hidrógeno solar para desplazar el 3% del consumo mundial de gas natural y casi el 3% del consumo mundial de combustibles líquidos (International Energy Agency, 2010).

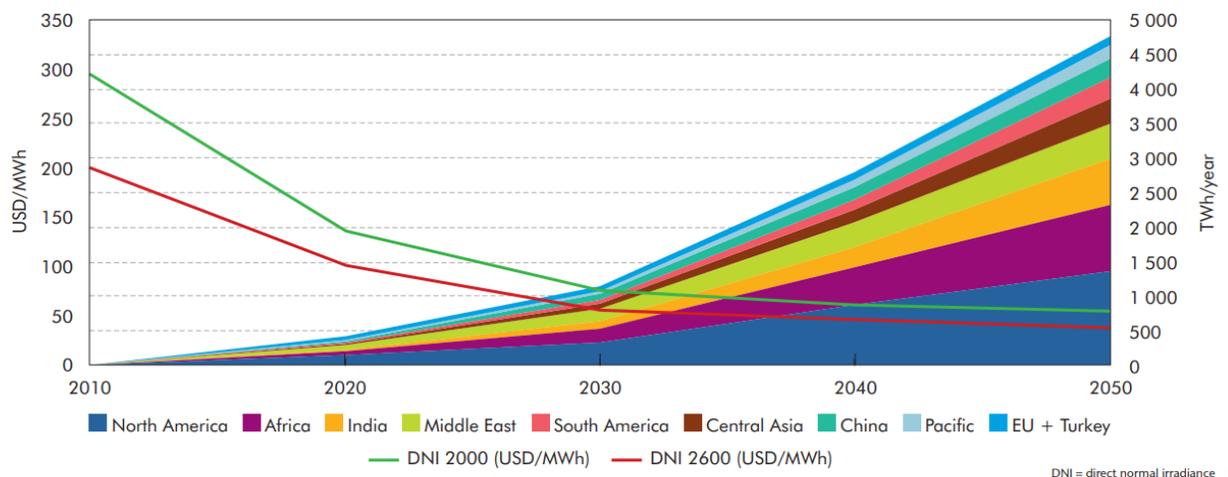


Figura 26. Disminuyendo costos y aumentando producción

Fuente: Internacional Energy Agency (2010)

4.3.1 Solar Térmica CSP Vs. Solar CPV

Las dos tecnologías principales para aprovechar la energía solar son la solar fotovoltaica (*PV* - *photovoltaic*) también conocida como electricidad fotovoltaica de concentración *CPV* (Concentrated Photovoltaics) y la solar térmica *CSP*. La *CSP* no debe ser confundida con la *CPV* (ver Figura 27). La energía solar fotovoltaica convierte la energía solar directamente en electricidad utilizando una célula *PV* hecha de un material emiconductor (o película delgada). En contraste, la energía solar térmica proporciona energía térmica almacenada que luego se puede convertir en electricidad.

CSP, un tipo de tecnología de energía solar térmica, utiliza espejos para concentrar los rayos del sol para calentar el agua y generar vapor. El vapor se puede utilizar para impulsar una turbina de vapor para generar energía de la misma manera que las centrales eléctricas convencionales. Alternativamente, el vapor de *CSP* se puede utilizar en aplicaciones de calor de proceso, como *EOR* térmico, desalinización de agua, enfriamiento o procesos industriales. *CSP* ofrece ventajas significativas sobre la fotovoltaica, principalmente debido a sus capacidades de almacenamiento térmico incorporadas. Las plantas de *CSP* pueden seguir produciendo electricidad incluso cuando las nubes bloquean el sol, o después de la puesta del sol o temprano en la mañana cuando aumenta la demanda de energía (International Energy Agency, 2018). La *CSP*, es una tecnología re-emergente. Se instaló una capacidad de hasta 350 MW en California en la década de 1980 como parte del proyecto de Sistemas de Generación de Energía Solar (SEGS), que consta de nueve plantas de energía solar ubicadas en tres sitios separados en todo el Desierto de Mojave. En la década de 2000, volvió a surgir la *CSP* y, a fines de 2012, se instalaron 2.8GW de capacidad. Se espera que la capacidad de *CSP* se duplique para 2022 y alcance 10 GW con casi toda la nueva capacidad que incorpora almacenamiento.



Figura 27. Solar térmica Vs. Solar PV

Fuente: Adaptado de drl, 2018.

La energía solar fotovoltaica es la tecnología más ampliamente desplegada, a medida que la energía fotovoltaica genera energía de la luz solar, la salida de energía se limita a los momentos en que el sol está brillando. En 2017, la capacidad instalada acumulada de energía solar fotovoltaica se elevó a 398 GW desde solo 1,5 GW en 2000; generando más de 460

TWh, lo que representa alrededor del 2% de la producción mundial de energía. Los proyectos a escala de servicios públicos representan un poco más del 60% de la capacidad total instalada de energía fotovoltaica, y el resto en aplicaciones distribuidas (residenciales, comerciales y fuera de la red). Durante los próximos cinco años, se espera que la energía solar fotovoltaica impulse el crecimiento de la capacidad de electricidad renovable, expandiéndose en casi 580 GW en el caso principal de Renovables 2018 (International Energy Agency, 2018).

4.3.2 Ventajas de las tecnologías CSP del Solar EOR

En los métodos de recuperación mejorada de petróleo (*EOR*) térmicos por inyección de vapor "convencional", el vapor se produce quemando gas natural. En solar *EOR*, la tecnología *CSP* eemplaza al gas natural en la producción de vapor. Los espejos se utilizan para reflejar y concentrar la luz solar en los receptores que recogen la energía solar y luego la convierten en calor, que luego se utiliza para producir vapor del agua. Las tecnologías *CSP* pueden generar la misma calidad y temperatura de vapor que el gas natural. Como resultado, tiene el potencial de reducir la cantidad de gas natural utilizado en el *EOR* térmico, liberando gas para otros usos como la generación de energía, la desalinización del agua y el desarrollo industrial (Van Heel et al, 2010). Aunque la producción e inyección de *CSP* puede ser variable en relación con la producción constante de los métodos convencionales, esto no tiene un impacto negativo en los niveles de producción de petróleo. Por lo tanto, es técnicamente un sustituto comparable para el gas natural. Teniendo en cuenta el costo total de propiedad del sistema, incluidos los gastos de capital y operativos a lo largo de la vida del proyecto, el costo de *CSP* para *EOR* puede ser competitivo con el uso de gas natural para *EOR*. Además, al reducir los costos de combustible, el vapor solar elimina la parte más grande y más variable de los costos de producción de *EOR* térmico (el costo del gas natural). Esto reduce la volatilidad de los costos operativos de campo ya que el costo del vapor generado a través de la energía solar es independiente del gas natural.

La infraestructura de *CSP* también se puede instalar en campos petrolíferos con disponibilidad limitada de gas natural, proporcionando así una forma de crear e inyectar vapor para *EOR* sin inversión de capital en infraestructura de gas que agregaría un costo considerable a un proyecto *EOR* térmico. Una vez comisionados, los generadores solares de vapor pueden producir a un costo de operación predecible y bajo durante un período de hasta treinta años, proporcionando certeza sobre el costo del vapor. Además, debido a que el *EOR* solar tiene gastos operativos mínimos, los desarrolladores podrían beneficiarse de los pozos de tratamiento con vapor durante un período de tiempo más prolongado que si se usara vapor de gas.

4.3.3 Variantes de CSP existentes en el mercado.

Existen cinco variantes principales de tecnologías *CSP*, cuatro de las cuales hasta la fecha se están adaptando para producir vapor para *Solar EOR*. Estas son:

- Torre solar
- Fresnel lineal

- Plato Stirling
- Canal parabólico
- Canal de tránsito único o Canal cerrado

4.3.3.1 Tecnología de Torre Solar (ST).

En el diseño de la torre solar (por sus siglas en inglés *ST – Solar Tower*), una serie de espejos móviles planos con control de movimiento (helióstatos) rastrean el movimiento del sol durante todo el día. La energía solar se refleja desde los espejos en un receptor solar en la parte superior de una torre central donde el calor solar conduce un ciclo termodinámico y genera electricidad. El receptor se usa para calentar directa o indirectamente una caldera llena de agua. La generación directa de vapor (*DSG - Direct Steam Generation*) en el receptor elimina la necesidad de un intercambiador de calor entre el fluido primario de transferencia de calor (por ejemplo, sal fundida) y el ciclo de vapor, pero hace que el almacenamiento térmico sea más difícil (ver Figura 28). Los principales desarrolladores de esta tecnología incluyen BrightSource, Abengoa Solar, eSolar, SolarReserve y Torresol.

Ventajas:

- Es un sistema que cuenta con una alta eficiencia (80-90%).
- Permite con mayor facilidad la implementación de sistemas de almacenamiento de calor.
- Tiene una vida útil de hasta 40 años, lo que permite su aplicación en varias áreas de la industria (generación de vapor, electricidad, etc).

Desventajas:

- Representa altos costos de instalación, mayores a una central térmica convencional.
- Su desarrollo ha significado costos extras en imprevistos por ser una tecnología en desarrollo.
- Su sistema mecánico es más complejo que otros sistemas.
- Los requerimientos de área son mayores a los de las demás tecnologías.

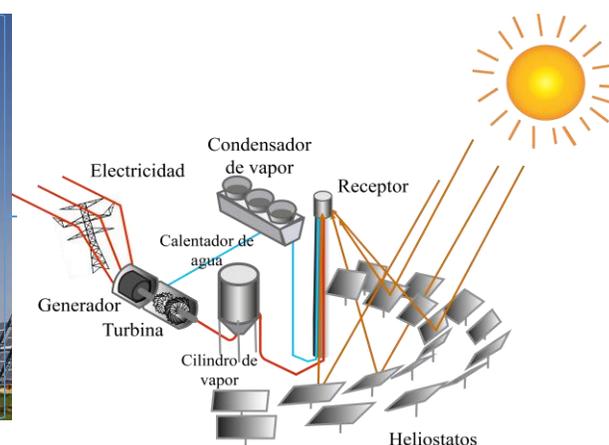


Figura 28. Tecnología de Torre Solar

Fuente: Modificado por autores

4.3.3.2 Tecnología de colector Fresnel lineal (FR).

Los colectores lineales de Fresnel son similares a colectores cilindro-parabólicos, pero utilizan una serie de espejos largos planos, o ligeramente curvados, colocados en diferentes ángulos para concentrar la luz solar a ambos lados de un receptor fijo (ubicado varios metros por encima del campo del espejo primario). Cada línea de espejos está equipada con un sistema de seguimiento de un eje y se optimiza individualmente para garantizar que la luz solar siempre se concentre en el receptor fijo. El receptor consiste en un tubo absorbente largo, revestido selectivamente donde el agua que fluye se convierte en vapor saturado (DSG). Dado que la línea focal en la planta FR puede distorsionarse por el astigmatismo, se coloca un espejo secundario sobre el receptor para reenfocar los rayos del sol. Como alternativa, los receptores multitubo se pueden utilizar para capturar la luz solar sin espejo secundario. Los principales desarrolladores de esta tecnología incluyen Areva y Novatec.

Ventajas:

- Cuentan con una estructura más simple debido a que no posee tantas partes móviles como los reflectores parabólicos y la torre solar.
- Son sistemas económicos en su implementación y operación.
- Debido a su simple funcionamiento, representa ahorros energéticos en su operación.
- Es fácilmente adaptable a las condiciones ambientales, pues es una tecnología flexible.

Desventajas:

- Tienen una menor eficiencia que los demás sistemas térmicos solares, en la generación de vapor.
- No justifica la implementación de sistemas de almacenamiento de calor debido a las bajas temperaturas que alcanzan
- La imperfección en los bordes de las superficies, pueden causar una inapropiada focalización en el absorbedor. (Muhammad, 2012)
- Su capacidad de almacenamiento y posterior ampliación, se ven afectadas por los costos elevados de los recipientes a presión para grandes capacidades de almacenamiento y volúmenes de vapor. (Richter, 2009)
- Al tratar con altas presiones, el elemento colector de calor tiene que ser más grueso, por ende, pierde eficiencia.

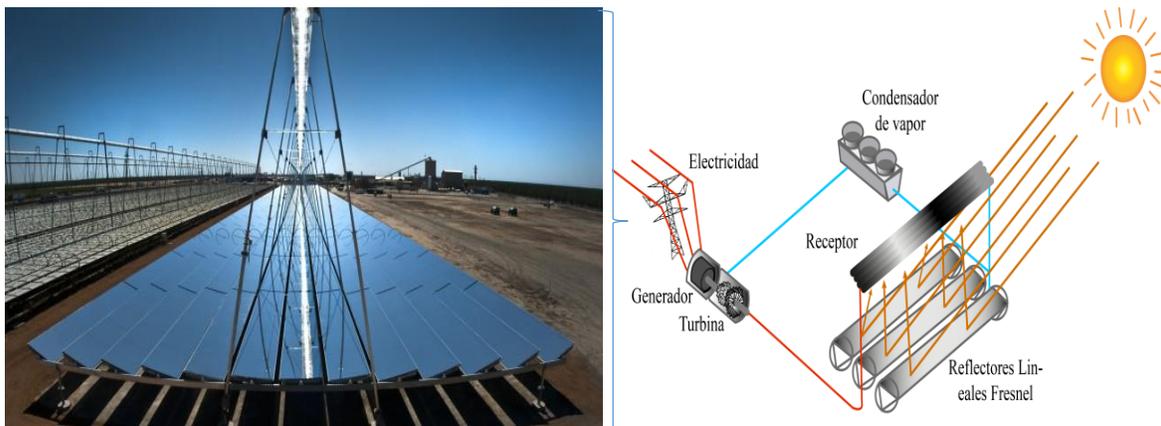


Figura 29. Tecnología Fresnel Lineal

Fuente: Modificado por Autores

4.3.3.3 Tecnología de plato Stirling.

El sistema de plato Stirling consiste en un concentrador parabólico con forma de disco (como una antena parabólica) que refleja la irradiación solar directa en un receptor en el punto focal del plato. El receptor puede ser un motor Stirling (sistemas de disco / motor) o una micro-turbina. Los sistemas de plato Stirling requieren que el sol sea rastreado en dos ejes, pero la alta concentración de energía en un solo punto puede producir temperaturas muy altas. Como resultado, son capaces de muy altas eficiencias (hasta 30%). Los tamaños típicos varían de 5 a 50 kW lo que los hace modulares y altamente escalables, desde varios MW acumulados hasta cientos de MW según las necesidades. A diferencia de otras tecnologías de CSP, usan energía mecánica en lugar de producir vapor para producir electricidad y, por lo tanto, no pueden servir a la aplicación térmica EOR. Los sistemas de plato Stirling aún no se han desplegado a ninguna escala.

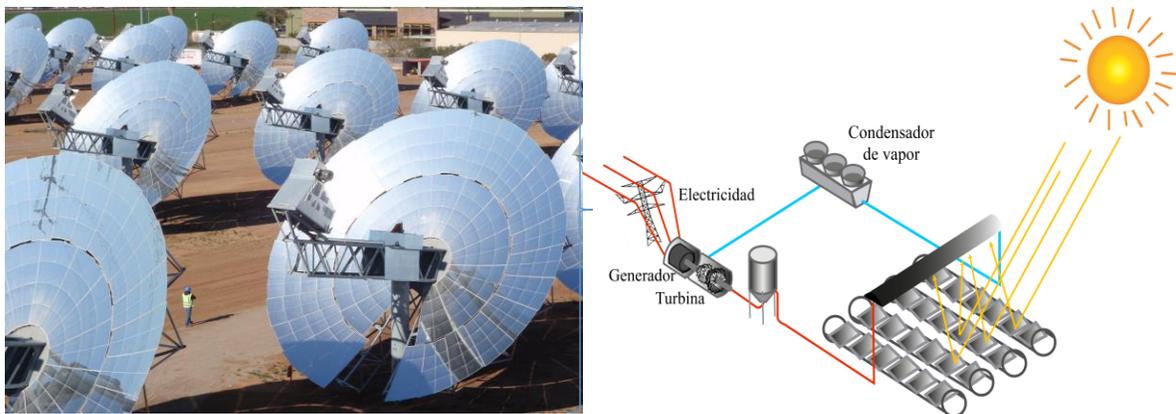


Figura 30. Tecnología Plato Stirling
Fuente: Modificado por autores

4.3.3.4 Tecnología de colectores cilindro parabólicos (PTC).

Los colectores cilindro parabólicos (PTC - *Parabolic trough collectors*) son la tecnología de CSP más madura, que representa más del 90% de la capacidad de CSP instalada actualmente. Consisten en colectores solares (espejos), receptores de calor (tubos de acero) y estructuras de soporte. Los espejos de forma parabólica se construyen formando una lámina de material reflectante en una forma parabólica que concentra la luz solar entrante en un tubo receptor central en la línea focal del colector llegando a alcanzar una concentración de radiación equivalente a 80 soles. Los receptores tienen un revestimiento especial para maximizar la absorción de energía y minimizar la re-irradiación infrarroja y trabajar en un sobre de vidrio evacuado para evitar pérdidas de calor por convección. El calor solar es eliminado por un fluido de transferencia de calor (por ejemplo, aceite sintético, sal fundida) que fluye en el tubo receptor y se transfiere a un generador de vapor para producir el vapor sobrecalentado que hace funcionar la turbina. Los espejos y receptores (es decir, los colectores solares) rastrean el camino del sol a lo largo de un eje único (generalmente de este a oeste). Una serie de espejos puede tener hasta 100 metros de largo con una abertura curva de 5-6 metros. Los

principales desarrolladores de tecnología incluyen Flagsol, Solar Millennium, Abengoa Solar y Aries Solar. En general, la planta de canalización parabólica es la variante de *CSP* más ampliamente implementada para la generación de energía. Es una tecnología relativamente probada comercialmente y conlleva menos riesgo tecnológico que otras variantes de *CSP*. Sin embargo, en comparación con otras tecnologías de generación de energía eléctrica o de vapor no solar, es menos madura y ofrece un margen significativo para futuras reducciones de costos y mejoras de rendimiento.

Ventajas:

- Permite la aplicación de sistemas de almacenamiento de calor, por alcanzar altas temperaturas (550°C)
- Es el tipo de tecnología más ampliamente utilizada, lo que permite tener disposición mayor de información.
- Tiene mayor eficiencia que los reflectores lineales Fresnel.

Desventajas:

- Al tratar con altas presiones, el elemento colector de calor tiene que ser más grueso, por ende, pierde eficiencia.
- Es una tecnología que requiere mayor cuidado con respecto a factores como el viento y el polvo.
- Representan una inversión alta en su instalación, no tanto como la torre solar pero mayor a los reflectores lineales Fresnel.

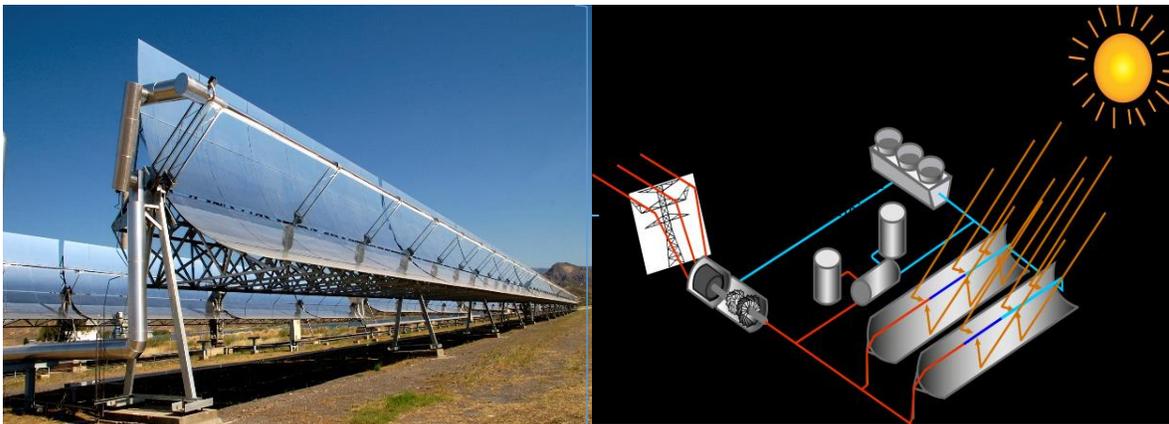


Figura 31. Tecnología de Colectores Cilindro-parabólicos

Fuente: Modificado por Autores

4.3.3.5 Canal de tránsito único (STI) o Canal cerrado.

GlassPoint despliega una tecnología cilindro-parabólica avanzada, llamada Canal de tránsito único (*STI*) o canal cerrado. El canal cerrado fue diseñado desde cero para la industria del petróleo y el gas, en lugar de la generación de energía. En este diseño de campo solar, los espejos, el sistema de puntería y otros componentes delicados están protegidos dentro de una estructura de invernadero. El invernadero protege el sistema de la humedad, la arena y el polvo comunes en las ubicaciones de los campos petroleros, lo que puede degradar el sistema y reducir la eficiencia. Los espejos parabólicos están hechos de material ultraligero y están suspendidos de la estructura del invernadero. 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* (GlassPoint 2018).

El agua de alimentación de la caldera suele ser “agua producida” separada del aceite de producción o se bombea desde acuíferos salobres o salinos. Como se inyectará directamente en el reservorio, los costos del tratamiento de agua deben minimizarse para lograr una economía aceptable. Los generadores de vapor están optimizados para requerir la menor infraestructura de tratamiento de agua. GlassPoint Solar ha introducido un generador de vapor de un solo paso (*OTSG, Once-Through Steam Generator*) con canal cerrado que aborda estos desafíos y, además, cumple con los requisitos de la aplicación *EOR*. Las pautas *RP-11T* del *American Petroleum Institute* recomiendan prácticas de diseño para los generadores de vapor de yacimientos petrolíferos. El *OTSG* solar de GlassPoint implementa estas recomendaciones.

- **RP-11T del American Petroleum Institute:** El generador de vapor húmedo utilizado en la recuperación mejorada de aceite es un diseño de circulación forzada de un solo paso. También es conocido por muchos otros nombres comunes, como calentador de recuperación térmica, calentador de yacimiento de petróleo, etc. El diseño de un solo paso permite el uso de agua esencialmente libre de dureza y sólidos en suspensión, pero de sólidos disueltos totales relativamente altos. El equipo normalmente utiliza un sistema de flujo de agua fijo con algunas capacidades de modulación para reducir la producción. El equipo no contiene tambores o controles de nivel, que normalmente están asociados con calderas estacionarias. El generador de vapor húmedo se puede diseñar para su instalación en entornos que se encuentran en áreas de producción de petróleo del mundo. Se requiere la mínima atención del operador. Para los tamaños más comunes de los generadores de vapor húmedo, la construcción de campo se mantiene al mínimo. La mayoría de las unidades están montadas sobre patines y se pueden transportar por ferrocarril, camión o barco. El generador de vapor húmedo está equipado con los controles e instrumentos necesarios para monitorear las presiones de operación, flujos, temperaturas, etc., para proteger al personal y al equipo (American Petroleum Institute, 1994).

Los sistemas de generación de vapor con canal cerrado pueden utilizar un fluido de transferencia de calor (usualmente agua o aceite) que es bombeado a través del tubo absorbedor y se calienta a temperaturas entre los 100 y 400 °C para posteriormente en un intercambiador de calor, aumentar la temperatura del agua para la generación de vapor, o pueden generar vapor de forma directa (*DSG*) mediante el paso de agua a través del tubo absorbedor como líquido a la entrada y como vapor a su salida. Estos espejos tienen factores de concentración entre 10 y 100. A continuación, en la Figura 32 y 33 se muestra un esquema general del tubo absorbedor utilizado en la tecnología de Canal Cerrado.

El tubo absorbedor o elemento colector de calor, consiste en un tubo de acero inoxidable que está envuelto en vidrio y cubierto de un revestimiento antirreflejo que le permite tener la capacidad de alta transferencia de calor que lo caracteriza, este revestimiento también permite disminuir las pérdidas de energía térmica por radiación y por reflejo en la incidencia de la luz solar en el tubo. Las ventajas de costos de esta tecnología frente a los diseños anteriormente expuestos para procesos *TEOR* se muestran a continuación:

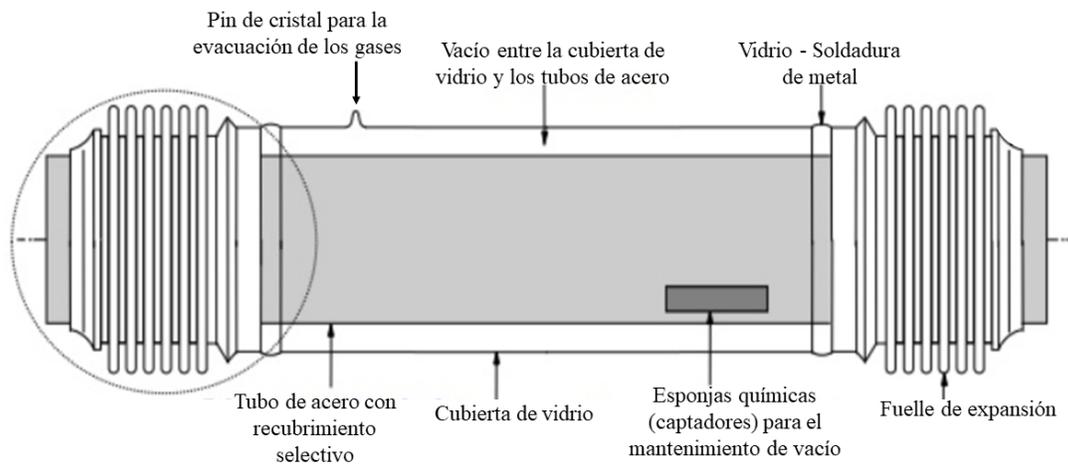


Figura 32. Configuración del Tubo absorbidor de Canal Cerrado

Fuente: Modificado por autores

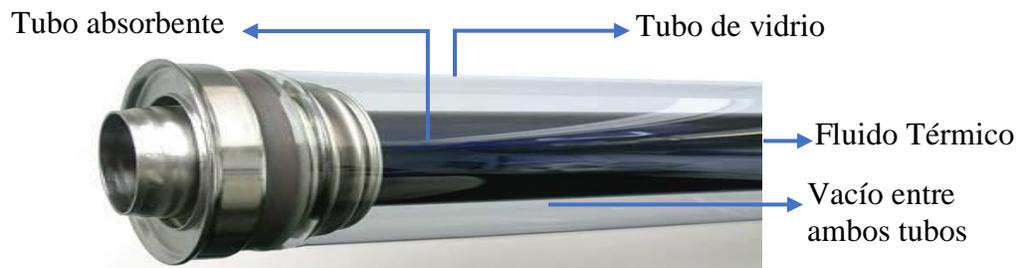


Figura 33. Vista externa del tubo absorbidor del Canal Cerrado

Fuente: Modificado por los autores

- ✓ Materiales de bajo costo: el invernadero de vidrio aerodinámico reduce significativamente la cantidad de acero y concreto necesarios para reforzar los colectores solares de los vientos. También permite el uso de espejos y sistemas de puntería ligeros y de bajo costo. El campo solar completo GlassPoint (elementos de estructura metálica, vidrio, reflectores, tubos receptores y protectores de convección del receptor), incluido el recinto de invernadero, pesa menos del 20% del peso de los sistemas de cilindros parabólicos expuestos.
- ✓ Lavado automático: los campos petrolíferos son propensos a la alta humedad y al polvo, y requieren una limpieza frecuente para mantener la eficiencia óptica. El canal cerrado está equipado con un sistema de limpieza robótico que lava automáticamente el techo del invernadero cada noche. Más del 90% del agua es recapturada y reutilizada. La unidad de lavado minimiza el trabajo manual y el uso del agua, que es escaso y costoso en ambientes desérticos.
- ✓ Temperaturas de operación: las tecnologías CSP diseñadas para la generación de electricidad operan a temperaturas mucho más altas que las requeridas para el *Solar EOR*. El vapor a alta temperatura ofrece ganancias de eficiencia en la generación de

electricidad, pero es mucho más costoso de producir. El canal cerrado produce vapor de temperatura más baja dentro del rango deseado para el EOR térmico.

- ✓ Estándares para yacimientos petrolíferos: los estándares y prácticas para yacimientos petrolíferos son diferentes de los de otras aplicaciones industriales. El adjunto es la única solución CSP diseñada para aceptar la calidad del agua de alimentación como generadores de vapor de campos petroleros típicos. Esto elimina la necesidad de costosos desalinizadores, tratamientos de agua e intercambiadores de calor. Además, el canal adjunto utiliza las mismas bombas, tubos de caldera y sistemas de control automatizados probados en campos petroleros.

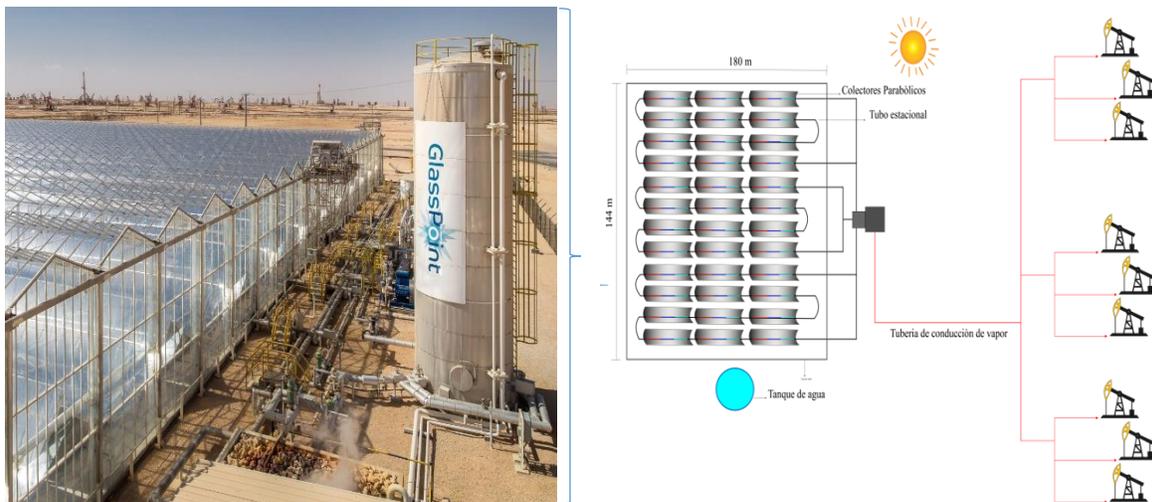


Figura 34. Tecnología de Canal Cerrado

Fuente: Modificado por Autores

4.3.3.5.1 Arquitectura de la tecnología Canal Cerrado.

El sistema de canal cerrado está protegido por una estructura de revestimiento de vidrio, esencialmente un invernadero agrícola simplificado. Con referencia a la Figura 35, los canales parabólicos ligeros (4) están suspendidos dentro del invernadero (2). La industria de invernaderos agrícolas ha entregado más de 30,000 hectáreas de invernadero en las últimas décadas, y se han instalado en todo el mundo en una amplia gama de climas. Están disponibles a bajo costo, y al proporcionar apoyo estructural y aislar a los colectores solares del viento y la humedad, reducen sustancialmente el costo total del sistema de energía solar. El uso de vidrio claro y plano de menor costo para el acristalamiento, los espejos son de una construcción ligera de aluminio en forma de panel. Como resultado del menor uso de material y la eficiencia de conversión competitiva, se espera que la arquitectura de canal cerrado ofrezca un menor costo por MMBTU de la producción de vapor en comparación con las tecnologías térmicas solares anteriores.

La arena, el polvo y la humedad del viento en el ambiente son considerables en muchos entornos de campos petroleros. La condensación durante la noche en las superficies cargadas de polvo produce "barro" y requiere un lavado húmedo. Las tasas de acumulación de polvo son altas: se ha observado tasas de suciedad que provocan una caída del 12% al 30% por

semana en la recolección de energía solar entre lavados en la planta. La estructura de invernadero está equipada con un sistema automatizado de lavado de techos (1) capaz de limpiar toda la superficie del techo cada noche mientras los colectores están fuera de línea. La mayoría del agua de lavado se devuelve en el sistema de canalones y se puede recuperar para su reutilización. La infiltración de polvo se minimiza mediante una unidad de tratamiento de aire (6), que proporciona aire filtrado y seco con una ligera sobrepresión dentro de la estructura en todas las condiciones, incluidas las tormentas de polvo o arena. Estas medidas han demostrado ser efectivas para proporcionar una producción de energía constante en las condiciones de los campos petroleros. Las pequeñas pérdidas debidas a la transmisión del vidrio del techo y el sombreado estructural están más que compensadas por el control de suciedad y la protección contra el viento que ofrece esta arquitectura.

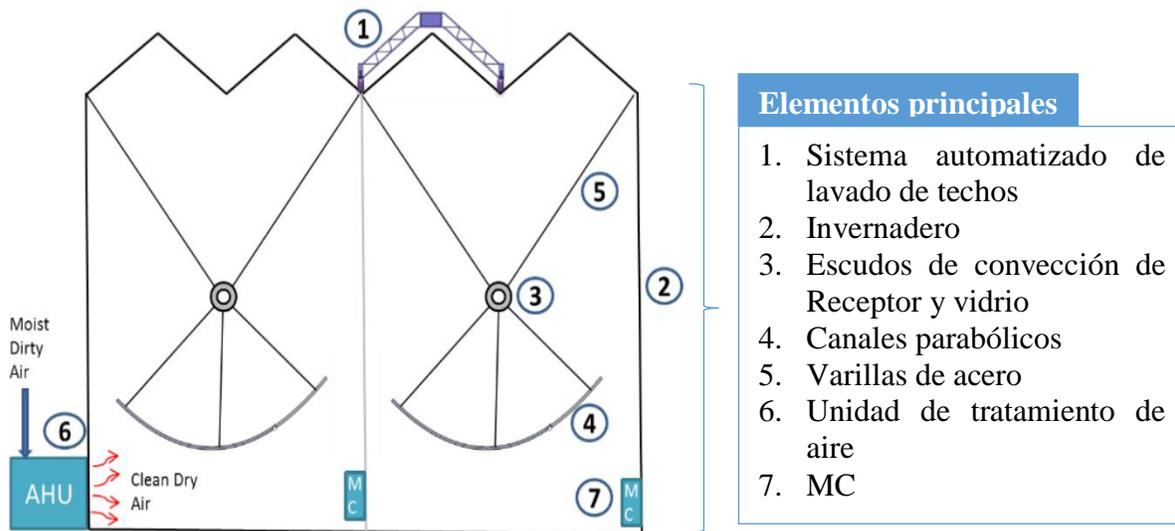


Figura 35. Diagrama del canal cerrado
Fuente: Adaptado de Bierman et al., 2013.

Debido a la ausencia de fuerzas del viento que actúan sobre los colectores, un reflector liviano puede ofrecer una alta precisión óptica constante. El peso total del espejo y el marco es de solo $4,2 \text{ kg} / \text{m}^2$. El reflector ligero permite un simple sistema de puntería de cable. El ángulo de seguimiento se mide con inclinómetros con una precisión de $0,01$ grados. Los actuadores dedicados colocados cada pocos metros a lo largo de cada canal reducen la torsión del colector. El control de puntería en bucle cerrado produce menos de 0.5 mrad de error de puntería en cientos de puntos dentro del invernadero. La precisión de la señalización se mantiene sin tener en cuenta la velocidad del viento, ya que los colectores siempre operan en un entorno sin viento.

El bajo peso del colector permite una instalación simple y totalmente suspendida de todo el sistema de canal, incorporando un receptor de posición fija y un reflector que gira sobre él. El receptor fijo permite un sistema de vapor directo de alta presión muy simple y seguro, libre de rótulas o mangueras y sus costos, riesgos de seguridad y requisitos de mantenimiento. El sistema de vapor directo elimina otros costos y riesgos de las tecnologías más antiguas, como los intercambiadores de calor y el acondicionamiento, almacenamiento y riesgo de

incendio de fluidos de transferencia de calor. Se emplea una tecnología de receptor patentada, que utiliza un receptor de 60 mm con un sistema de absorción selectiva de aire estable y pantallas de convección de vidrio (3). La estructura del invernadero lleva los receptores y canales. Los receptores están suspendidos de la estructura por varillas de acero (5). Los canales se apoyan desde los tubos receptores utilizando barras similares. Estos enlaces no rígidos se adaptan a la expansión y contracción térmica diaria de los receptores y canales a la vez que mantienen la alineación precisa del sistema óptico.

El *OTSG* aloja agua de alimentación con sólidos disueltos totales de hasta 30,000 ppm, mientras que produce un 80% de vapor de calidad a 100 bar, cumpliendo con las especificaciones típicas de *OTSG* de combustible. Se presta especial atención a la fracción de líquido de salida para evitar la precipitación de sólidos disueltos como depósitos de incrustaciones dentro de los tubos del evaporador. Incluso con el manejo de las concentraciones de sólidos, algunas incrustaciones ocurren inevitablemente debido a excursiones en la calidad del agua o la química. El diseño del sistema incorpora características para permitir la limpieza del receptor mediante *pigging*.

4.3.3.5.2 Bloque estándar de GlassPoint

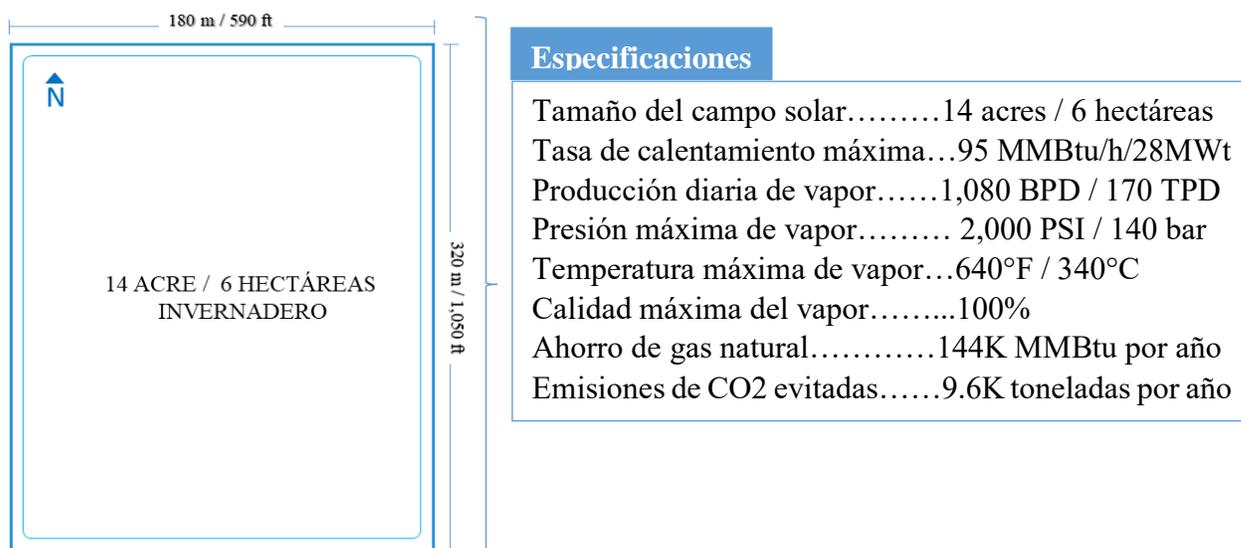


Figura 36. Especificaciones bloque estándar

Fuente: Adaptado de GlassPoint, 2018.

GlassPoint despliega sus generadores de vapor solar en bloques de invernadero estándar para satisfacer las necesidades térmicas de cualquier campo petrolífero. **Cada invernadero genera 85 MMBtu / h (28 MWt) de vapor** en la producción máxima. Los bloques están diseñados para ser replicados y escalar de uno a varios cientos para una ubicación flexible en campos petrolíferos activos. Las especificaciones del bloque estándar se muestran en la Figura 36. Los sistemas GlassPoint son totalmente automatizados ideales para operaciones remotas, están diseñados para suministrar vapor durante la duración de las operaciones EOR

térmicas de un campo, que a menudo duran varias décadas. A medida que los campos maduran, el vapor se redirige a nuevos reservorios.

Los bloques de invernadero tienen una alta densidad energética, cubriendo el 93% del área terrestre con espejos. Dado que los materiales utilizados en canal cerrado tienen un costo tan bajo, es más rentable empaquetar los colectores en un espacio más pequeño. La energía adicional generada durante las horas pico del sol, cuando el sol está alto en el cielo, supera con creces cualquier pérdida de sombra causada por espejos vecinos durante las horas bajas del sol. Como resultado, el canal cerrado ofrece la mayor producción de vapor por unidad de terreno de todos los diseños termosolares. En comparación con los sistemas de canalización expuestos, los generadores solares de vapor GlassPoint producen tres veces más vapor por unidad de tierra.

El proceso de construcción se divide en pasos estándar y luego se desarrolla en una secuencia continua. Los equipos especializados se mueven de un bloque a otro para completar una tarea específica y luego trasladarse a la siguiente. Por ejemplo, un equipo es el único responsable del acristalamiento del invernadero, mientras que otro equipo es experto en la instalación de espejos. Cada etapa del proceso optimiza la experiencia para acelerar la implementación, controlar los costos y garantizar una calidad constante. Dado que varios bloques se construyen en paralelo, la inyección de vapor solar puede comenzar tan pronto como se complete el primer bloque.

4.3.4 Comparación de las tecnologías solares CSP

En la Tabla 23 se resume una comparación de las características principales de los tipos principales de tecnologías CSP: canal parabólico, torre solar, Fresnel lineal, plato Stirling y canal cerrado. Estas tecnologías de CSP difieren significativamente entre sí, no solo en cuanto a aspectos técnicos y económicos, sino también en relación con su confiabilidad, madurez y experiencia operativa en condiciones de escala de utilidad.

La planta de canalización parabólica es la planta de CSP con mayor despliegue comercial. Prácticamente todos los sistemas PTC actualmente implementados no tienen almacenamiento de energía térmica y solo generan electricidad durante el día. La mayoría de los proyectos de CSP actualmente en construcción o desarrollo se basan en tecnología de canalización parabólica, ya que es la tecnología más madura y muestra el riesgo de desarrollo más bajo.

Tabla 23. Comparación de las tecnologías CSP existentes en el mercado

Tecnología CSP	Canal parabólico	Torre solar	Fresnel Lineal	Plato Stirling	Canal cerrado
----------------	------------------	-------------	----------------	----------------	---------------

Madurez de la tecnología	Comercialmente probado	Proyectos comerciales piloto	Proyecto de piloto	Proyectos de demostración	Proyectos comerciales
Riesgo de desarrollo tecnológico	Bajo	Medio	Medio	Medio	Bajo
Temperatura de funcionamiento (°C)	Hasta 550	Hasta 565	Hasta 550	Hasta 750	Hasta 350
Rango de presiones (psia)	500-1400	500-1400	100-400	100-400	500-1400
Reflector	Espejos parabólicos	Heliostatos (Espejos planos levemente convexos)	Espejos planos	Disco parabólico	Espejos parabólicos
Receptor / absorbedor	Absorbente unido al colector, se mueve con colector, diseño complejo	Superficie o cavidad externa, receptor fijo	Amortiguador fijo, reflector secundario	Absorbedor unido al colector, se mueve con colector	Tubo receptor fijo
Líquido de trabajo	Aceite de transferencia de calor o sal fundida	Agua tratada, generación directa de vapor o sales fundidas (almacenamiento de calor)	Agua tratada, generación directa de vapor	n / a	Agua mínimamente tratada, generación directa de vapor
Tecnología CSP	Canal parabólico	Torre solar	Fresnel Lineal	Plato Stirling	Canal cerrado
Solución de lavado	Camiones manuales y lavado de manos	Camiones manuales y semiautomatizados	Robots de limpieza manuales y prototipo	Manual, lavado a mano	Robots de limpieza automáticos comprobados con reciclaje de agua
Uso de la tierra (ton. de vapor por día por hectárea)	6	12	24	n/a	33
Concentración solar en el colector (soles)	70-80	>1000	>60	>1300	>80
Ciclos	Ciclo de vapor de Rankine sobrecalentado	Ciclo de vapor de Rankine sobrecalentado	Ciclo de vapor saturado de Rankine	Stirling	Ciclo de vapor de Rankine sobrecalentado
Velocidad máxima del viento de operación	Bajo	Bajo	Medio	Bajo	Alto
Condiciones de vapor (°C/bar)	380 a 540/100	540/100 a 160	260/50	n/a	
Requerimiento de agua (m³ / MWh)	3 (enfriamiento húmedo) 0.3 (enfriamiento en seco)	2-3 (enfriamiento húmedo) 0.25 (enfriamiento en seco)	3 (enfriamiento húmedo) 0.2 (enfriamiento en seco)	0.05-0.1 (lavado de espejo)	
Capacidad total Instalada (MW)	> 1500	< 50	< 50	n/a	

Tamaño de capacidad Generadora (MW)	14 – 250	50 – 370	5 – 30	10 – 25 (kW)	28 – 850
Porcentaje de eficiencia (%)	14 – 16	15 – 17	8 – 13	>30	>16
Capacidad de almacenamiento térmico (hr)	0.0 - 7.5	1.0 - 15	0.5	n/a	
Tiempo de construcción (años)	1 – 3	1 – 2	1 – 2	1	1 – 1.5
Dimensiones/ grosor de los espejos (mm)	2030x2010 / 4	2000x2250 / 3 a 4	5350x750 /		
Tiempo de vida (años)	> 30	30	n/a	> 15	>30
Inversión (USD/kW)	4,000 (sin almac.) 8,000 (con almac.)	4,000 (< almac.) 7,000 (> almac.)		10,000 (sin almac.)	
Costos de mantenimiento (USD/kW año)	70 – 140	66		48	

Fuente: Agencia Internacional de Energías Renovables (*IRENA*), Tecnologías de energía renovable: serie de análisis de costos, 2018.

Los sistemas de torre solar y de Fresnel lineal apenas comienzan a implementarse y existe un gran potencial para reducir sus costos de capital y mejorar el rendimiento, en particular para las torres solares. Sin embargo, los sistemas de cilindros parabólicos, con su experiencia operacional más larga en plantas de utilidad, representan una opción menos flexible, pero de bajo riesgo en la actualidad. Existe un mayor interés en que las torres solares operen a altas temperaturas utilizando sal fundida u otras alternativas al aceite sintético como fluido de transferencia de calor y medio de almacenamiento debido al potencial de reducción de costos, mayor eficiencia y mayores oportunidades de almacenamiento de energía. Las torres solares que utilizan sal fundida como un fluido de transferencia de calor a alta temperatura y un medio de almacenamiento (u otro medio de alta temperatura) parecen ser la tecnología *CSP* más prometedora para el futuro. Esto se basa en sus bajos costos de almacenamiento de energía, el alto factor de capacidad alcanzable, la mayor eficiencia del ciclo de vapor y su capacidad de salida firme.

Las tecnologías *CSP* ofrecen una gran oportunidad para la fabricación local, que puede estimular el desarrollo económico local, incluida la creación de empleos. Se estima que las torres solares pueden ofrecer más oportunidades locales que los sistemas de canal (Ernst & Young y Fraunhofer, 2010).

4.4 Principios de funcionamiento y requerimientos de la tecnología Solar EOR

Las plantas de *CSP* utilizan espejos o lentes para concentrar la irradiación solar directa (*DNI - Direct Normal Irradiance*), y convertirla en energía solar térmica para generar calor o electricidad por medio de una turbina de vapor convencional.

4.4.1 Radiación solar

La radiación solar es la energía emitida por el Sol, que se propaga en todas las direcciones a través del espacio mediante ondas electromagnéticas. La energía procedente del Sol es radiación electromagnética proporcionada por las reacciones del hidrógeno en el núcleo del sol por fusión nuclear y emitida por la superficie solar. La magnitud que mide la radiación solar que llega a la Tierra es la irradiancia, que mide la potencia que por unidad de superficie alcanza a la Tierra. Su unidad es el W/m^2 . La Tierra recibe 174 petavatios de radiación solar entrante (insolación) desde la capa más alta de la atmósfera, proximadamente el 30 % regresa al espacio, mientras que las nubes, los océanos y las masas terrestres absorben la restante. Una comparación que permite apreciar la cantidad de energía solar que cada año incide sobre la Tierra es que equivale a cerca de 160 veces la energía de las reservas mundiales de energía fósil o que es similar a más de 15.000 veces la energía anual usada de los combustibles fósiles y nucleares y de las plantas hidráulicas. (IDEAM, 2017). Es importante destacar que la radiación solar que finalmente llega a la superficie de la tierra posee tres componentes principales: la difusa, reflejada y la directa; una cuarta componente es definida como radiación global, por sus siglas en inglés *GHI* (*Global Horizontal Irradiance*), y es la suma de la radiación directa y difusa recibidas en un plano horizontal (ver Figura 37).

4.4.1.1 Radiación difusa

Es la componente de la radiación solar que al encontrar pequeñas partículas en suspensión en la atmósfera en su camino hacia la Tierra e interactuar con las nubes es difundida en todas las direcciones.

4.4.1.2 Radiación reflejada (albedo)

La radiación solar reflejada es la parte de la radiación solar incidente reflejada desde la superficie de la tierra debido al efecto albedo. La capacidad de reflexión o fracción de la radiación reflejada por la superficie de la Tierra o cualquier otra superficie se denomina Albedo. La relación entre la radiación reflejada y la radiación global da el albedo. El albedo planetario es en promedio de un 30%. Esta energía se pierde y no interviene en el calentamiento de la atmósfera.

4.4.1.3 Radiación global

La radiación global es toda la que llega a la Tierra, esta se mide sobre una superficie horizontal en un ángulo de 180 grados, resultado de la componente vertical de la radiación directa más la radiación difusa. El aporte de cada componente a la radiación global varía con la altura del Sol, la transparencia de la atmósfera y la nubosidad.

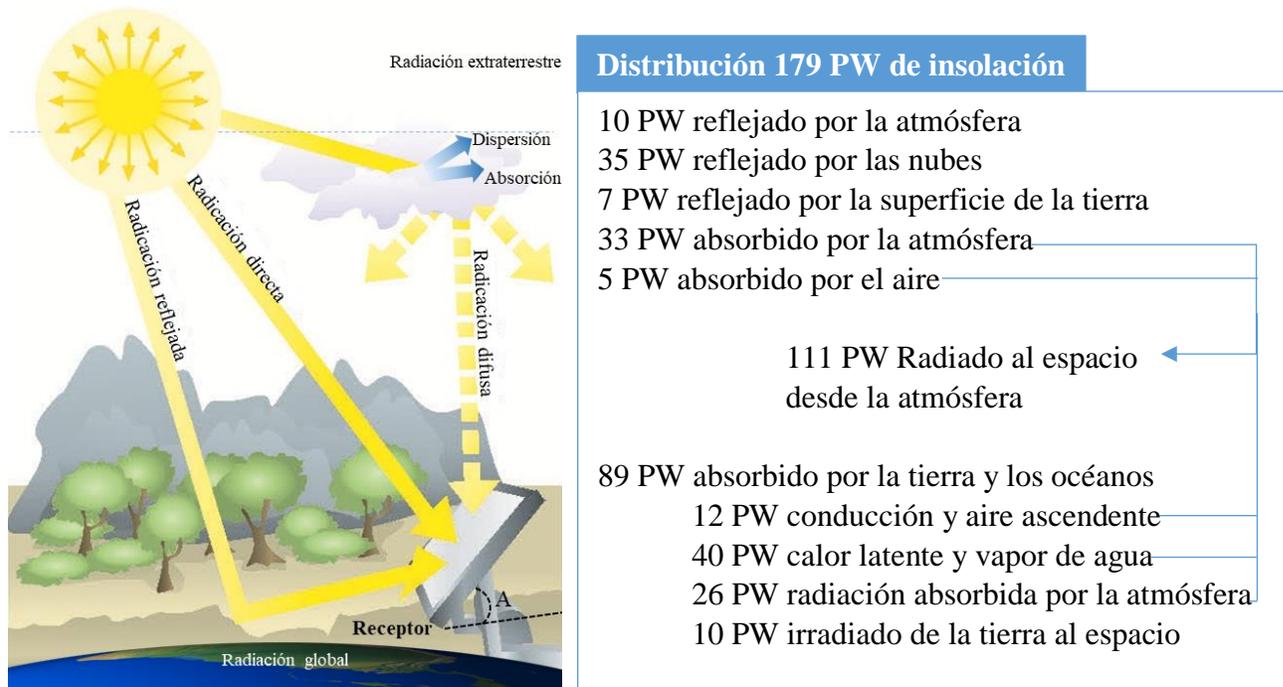


Figura 37. Componentes de la Radiación Solar
Fuente: Modificado por autores

4.4.1.4 Irradiación normal directa (DNI).

La energía solar que utilizan las plantas de *CSP* se mide como la irradiancia normal directa que es la energía recibida en una superficie (espejos o lentes) rastreada perpendicular a los rayos solares, esta energía solar no es dispersada por la atmósfera (nubes, polvo, aerosoles). La *DNI* se puede medir con un pirheliómetro y sus unidades de medida son kilovatios-hora por metro cuadrado por día ($\text{kWh} / (\text{m}^2 \cdot \text{día})$). Las medidas de *DNI* proporcionan solo una primera aproximación del potencial de producción eléctrica de una planta de *CSP*. En la práctica, lo que más importa es la variación de la luz solar a lo largo del día: por debajo de un cierto umbral de luz solar directa diaria, las plantas de *CSP* no tienen producción neta, debido a las constantes pérdidas de calor en el campo solar.

Los desarrolladores de *CSP* generalmente establecen un umbral para *DNI* de $1900 \text{ kWh} / \text{m}^2 / \text{año}$ a $2100 \text{ kWh} / \text{m}^2 / \text{año}$ o más para ser económicos, aunque técnicamente pueden operar a niveles más bajos de *DNI*. Las plantas de *CSP* en áreas con alto *DNI* tendrán un menor costo nivelado de energía (*LCOE*), todo lo demás será igual. La cantidad de radiación recibida anualmente por una superficie se puede maximizar manteniéndola normal a la radiación entrante. Debajo del umbral de *DNI* requerida, se supone que otras tecnologías solares eléctricas como la fotovoltaica, que aprovechan tanto la irradiancia directa como la difusa, tienen una ventaja competitiva.

Las principales diferencias en la luz solar directa disponible de un lugar a otro surgen de la composición de la atmósfera y el clima. El buen *DNI* se encuentra generalmente en áreas áridas y semiáridas con cielos despejados, que normalmente se encuentran en latitudes de

15° a 40 ° Norte o Sur. Más cerca del ecuador, la atmósfera suele ser demasiado nublada y húmeda en verano, y en latitudes más altas el clima suele ser demasiado nublado. *DNI* también es significativamente mejor en altitudes más altas, donde la absorción y la dispersión de la luz solar son mucho más bajas. La Figura 38 muestra el Mapa Global de Irradiación Normal Directa, donde se pueden identificar las áreas más favorables según su *DNI* para la implementación de la tecnología *CSP*, entre estas se encuentran en el norte de África, el sur de África, Medio Oriente, el noroeste de la India, el suroeste de los Estados Unidos, México, Perú, Chile, la parte occidental de China y Australia. Otras áreas que pueden ser adecuadas incluyen el extremo sur de Europa y Turquía, otras localidades del sur de los Estados Unidos, países de Asia central, lugares en Brasil y Argentina, y otras partes de China.

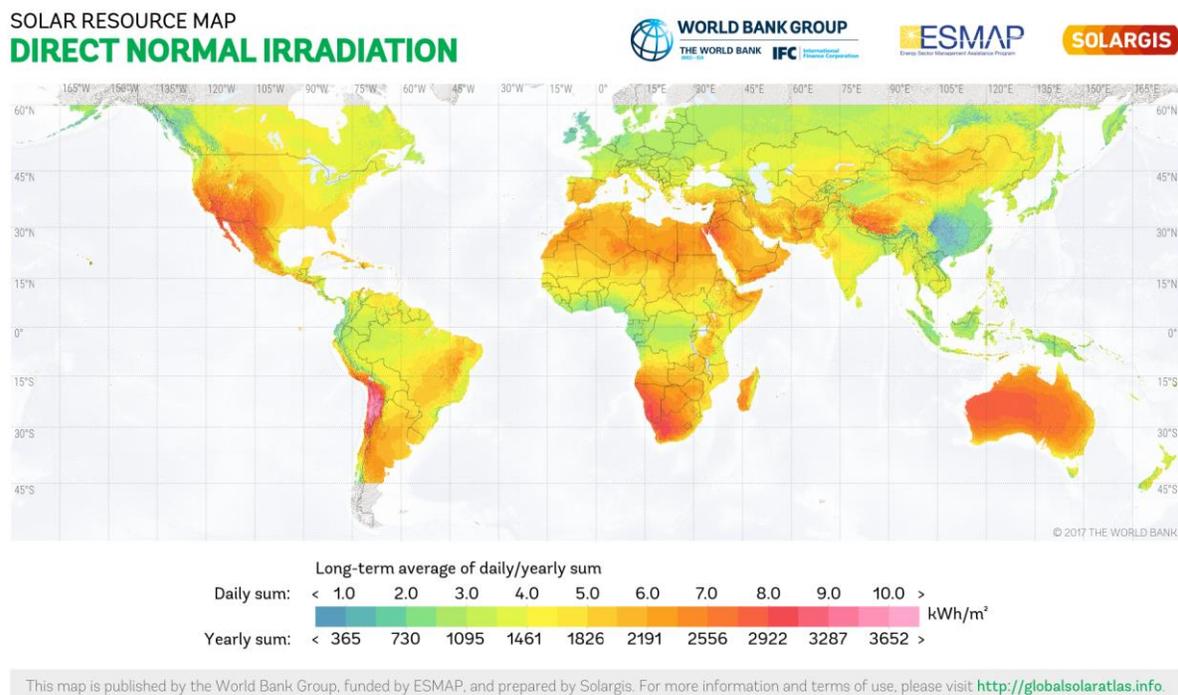


Figura 38. Mapa global Irradiación Normal Directa *DNI*
Fuente: Adaptado de Global Solar Atlas (2019)

CAPÍTULO V. IMPLEMENTACIÓN DE SOLAR EOR EN COLOMBIA

Colombia tiene 1.782 millones de barriles de reservas probadas de crudo, equivalentes a 5,7 años de consumo, y busca incrementarlas con nuevos hallazgos y programas de mejoramiento. En tanto, la producción de gas aumentó un 7,5 por ciento interanual en el 2018 a 977 millones de pies cúbicos por día. En diciembre, la producción de gas subió un 13,3 por ciento a 1.050 millones de pies cúbicos diarios en comparación con el mismo mes de 2017. Entre los programas de mejoramiento incluye el aumento del factor de recobro en los campos petroleros maduros mediante la implementación de técnicas EOR; para el caso de campos con crudo pesado es inherente pensar en técnicas de recobro térmico, por ende, determinar si es técnicamente y económicamente factible la implementación Solar EOR requiere del estudio mediante una metodología que evalúa las variables de interés (ver Figura 39) apoyado en software de gestión de energías limpias RETScreen Expert.

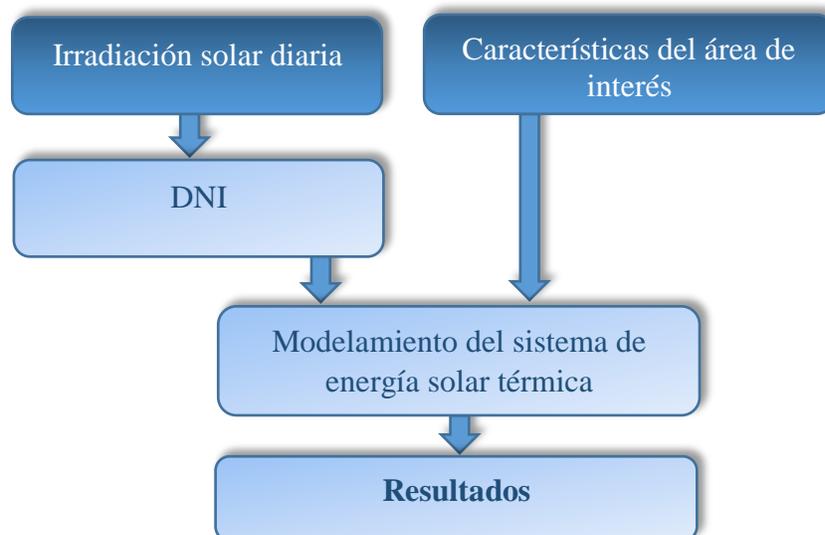


Figura 39. Metodología de trabajo evaluación de las variables de interés

Fuente: Modificado por autores

El software de gestión de energías limpias RETScreen es un paquete de programas gratuitos desarrollado por el Gobierno de Canadá. El software permite la identificación exhaustiva, la evaluación y la optimización de la viabilidad técnica y financiera de proyectos potenciales de energía renovable y de eficiencia energética; igualmente, permite la medición y verificación del rendimiento de instalaciones, la reducción de emisiones, así como la identificación de oportunidades de ahorros/producción energética (ver Figura 40). RETScreen Expert cuenta con varias bases de datos a disposición de los usuarios, incluyendo una base de datos de condiciones climáticas obtenida de 6,700 estaciones terrestres y de datos satelitales de la NASA; base de datos de comparación; base de datos de proyectos; base de datos hidrológicos; base de datos de producto (NRCAN, 2019).



Figura 40. RETScreen Expert
Fuente: Adaptado de NRCAN, 2019.

5.1 Análisis de detección recursos solares en Colombia

Inicialmente se procede a realizar un análisis de detección de recursos solares soportados en el IDEAM, que 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 (Green Rhino Energy 2018).

Para el desarrollo de esta investigación es muy importante el conocimiento de la distribución espacial y temporal del potencial energético solar en la identificación de regiones estratégicas, en donde es adecuada la utilización de la energía solar para lograr la solución de necesidades energéticas como lo es la implementación de la tecnología *Solar EOR* en campos petrolíferos del país. Colombia, debido a su posición geográfica, es favorecida con una gran disponibilidad de recurso solar; como se puede observar en la figura 33, 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 (Atlas de radiación solar, ultravioleta y ozono de Colombia, 2017).

Luego se procede a identificar los Departamentos que cumplen con los criterios de *DNI* para la implementación de *Solar EOR* seleccionados de Colombia y se presentan en la Tabla 24; se puede observar que los promedios anuales estimados en los Departamentos seleccionados oscilan entre 1.642 a 2.190 kWh / m² / año.

Tabla 24. Radiación solar en Departamentos de interés para *SOLAR EOR*

Departamento	Radiación diaria promedio (kWh/m²/día)	Radiación anual estimada (kWh/m²/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: Atlas de radiación solar, ultravioleta y ozono de Colombia, 2017.

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 necesarios para la inyección de vapor; que en adelante llamaremos Campo A y Campo B (ver Figura 41), ubicados en el Departamento de Boyacá, en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, la irradiación promedio en esta zona se encuentra entre el 4,5-5,0 kWh/m²/día. En la Tabla 25 se mencionan los principales parámetros de fluido y yacimiento de los Campos de estudio.

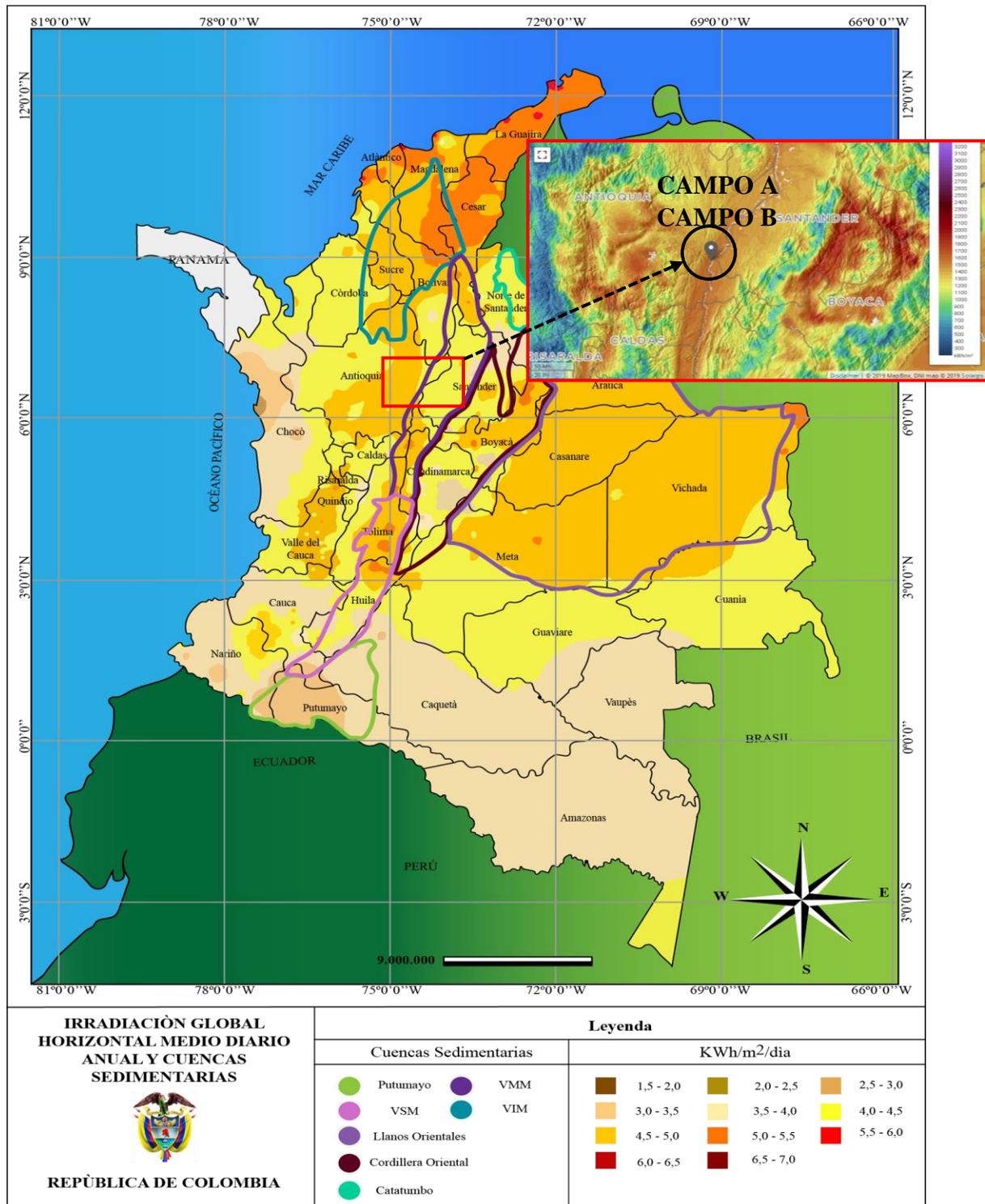


Figura 41. Irradiación Global Horizontal medio diario en Colombia
Fuente: IDEAM 2017, Modificada por autores.

Tabla 25. Parámetros de fluido y yacimiento Campos Solar EOR

Parámetro	Campo A	Campo B
Gravedad °API promedio	11-12,5	13-13,5
Presión del yacimiento [Psi]	950	1000
Espesor de la arena [Ft]	40-60	40-100
Profundidad promedio de los pozos (MD) [Ft]	1850-2250	2200-2450

5.1.1 Parámetros para implementar la tecnología SOLAR EOR en Campos A y B

5.1.1.1 Determinación de DNI

Teniendo en cuenta que el umbral mínimo de *DNI* es de 1,5 kWh/m²/ año, los valores de *DNI* por debajo del umbral son excluidas. La región donde se proyecta implementar la tecnología *SOLAR EOR* tiene una radiación solar de hasta 3 veces mayor el limite requerido (4,5 kWh/m²/ año). La información de la radiación solar se tomó del software de gestión de energías limpias RETScreen Expert en la sección de datos climatológicos, este muestra el promedio diario de radiación solar en los Campos de estudio para un periodo de un año. Con el fin de determinar la factibilidad e ingeniería básica para el aprovechamiento del recurso solar en Campos de estudio en Colombia (ver Figura 42).

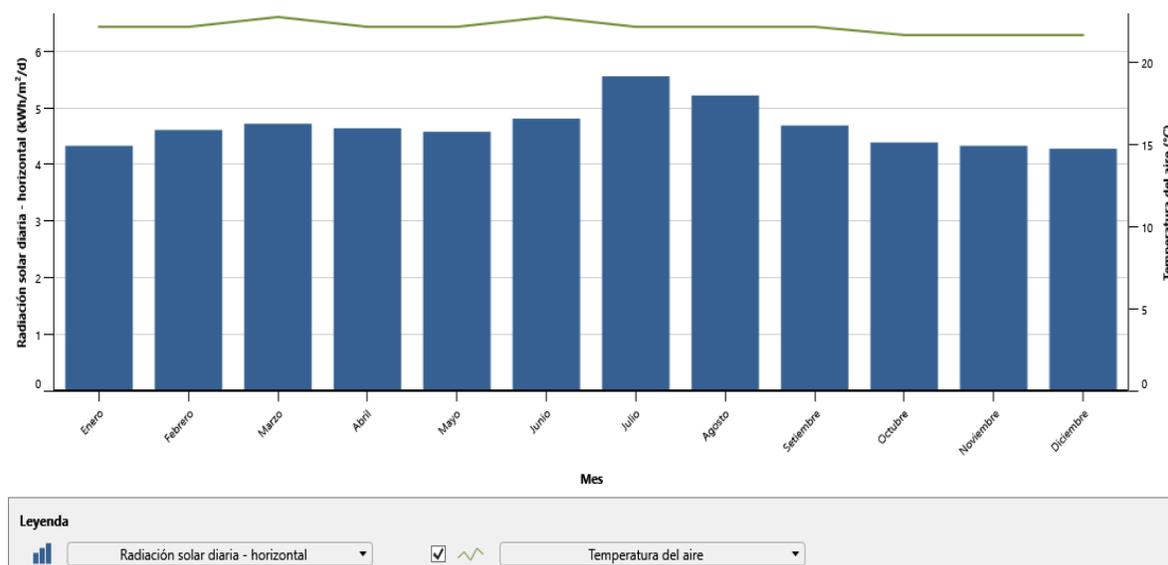


Figura 42. Promedio de radiación solar diaria para 2019 en Campos de estudio

Fuente: Adaptado de *RETScreen Expert*

Igualmente, se obtuvo información de las condiciones de referencia del sitio mes a mes para el año 2019, mostrando datos desde temperatura del aire, humedad relativa, precipitación, Radiación solar diaria, presión atmosférica, velocidad del viento y temperatura del suelo para la realización del estudio de factibilidad técnica del proyecto en el campo de estudio (ver Figura 43).

	Unidad	Ubicación de datos meteorológicos	Localización de la instalación
Latitud		6.2	6.2
Longitud		-75.6	-75.6
Zona climática		2A - Caliente - Húmedo	
Elevación	m	1499	1531
Temperatura de diseño de la calefacción	°C	17.2	
Temperatura de diseño del aire acondicionado	°F	86.0	
Amplitud de la temperatura del suelo	°C	7.0	

Mes	Temperatura del aire °C	Humedad relativa %	Precipitación mm	Radiación solar diaria - horizontal kWh/m ² /d	Presión atmosférica kPa	Velocidad del Viento m/s	Temperatura del suelo °C
Enero	22.2	67.5%	183.21	4.33	85.5	4.6	17.1
Febrero	22.2	67.5%	157.92	4.61	85.4	4.6	17.6
Marzo	22.8	69.0%	189.10	4.72	85.4	4.6	17.8
Abril	22.2	73.0%	294.30	4.64	85.4	4.6	17.8
Mayo	22.2	74.0%	318.99	4.58	85.5	4.1	17.7
Junio	22.8	69.0%	259.20	4.81	85.5	4.1	17.5
Julio	22.2	65.5%	248.62	5.56	85.5	4.1	17.4
Agosto	22.2	67.0%	269.08	5.22	85.5	3.6	17.5
Setiembre	22.2	72.0%	273.30	4.69	85.5	4.1	17.2
Octubre	21.7	76.5%	316.82	4.39	85.5	3.6	16.9
Noviembre	21.7	75.5%	291.90	4.33	85.5	4.1	16.9
Diciembre	21.7	73.5%	218.24	4.28	85.5	4.6	17.0
Anual	22.2	70.8%	3,020.68	4.68	85.5	4.2	17.3
Fuente	Suelo	Suelo	NASA	Suelo	Suelo	Suelo	NASA
Medido a					m	10	0

Figura 43. Condiciones promedio de referencia Campos de estudio

Fuente: Adaptado de *RETScreen Expert*

Las consideraciones que se tuvieron para las mediciones fueron que no hubiera sombra sobre los sensores de ninguno de los elementos circundantes como: Árboles, construcciones o accidentes topográficos que estuvieran localizados en las franjas norte y sur de la zona de medición. Entiéndase por franja de medición, el ancho de la zona que cubre el sol durante el año sin que se produzca sombra de algún elemento lateral.

En la Tabla 26, se resume la información obtenida de la radiación solar en los campos de estudio. Esta información será de utilidad para evaluar la factibilidad técnica de las tecnologías solares.

Tabla 26. Radiación solar en los Campos de estudio

Promedio de Horas de Sol	10 horas
Promedio de Brillo Solar	5 a 6 horas
Radiación Solar Directa, Buen DNI	5,50-7,50 kWh/m ²
Radiación Normal Directa, Promedio DNI	5,91 kWh/m ²
Radiación Normal Directa, Mal DNI	1,76-5,50 kWh/m ²

5.1.1.2 Fluido de transferencia de calor (HTF)

Las actuales plantas solares parabólicas utilizan un aceite térmico como fluido de transferencia de calor (*HTF*) que pueden alcanzar temperaturas entre 300 - 400°C a presión. Para la generación de vapor en los Campos A y B no se tendrá en cuenta la utilización de un fluido de transferencia de calor (*HTF*).

5.1.1.3 Delimitaciones y Condiciones de superficie para el Campo solar

Condiciones de superficie que se tendrán en cuenta son principalmente: humedad del terreno, ubicación de ríos y lagos, humedales, pendiente del terreno, derechos de propiedad etc. Las tecnologías de energía solar térmica pueden operar eficientemente si se encuentran ubicadas donde no reciban sombra de ningún tipo, incluyendo el factor meteorológico de las nubes, pues si los sistemas se ven afectados por estos factores, la radiación solar aprovechada por las tecnologías será menor, por lo tanto, afectaría directamente la generación de vapor a las condiciones esperadas. Además de esas consideraciones, el espacio ideal para los proyectos de este tipo debe tratarse en un terreno plano y extenso que puede llegar a varias hectáreas.

El campo solar debe ubicarse en un lugar que no ponga en riesgo al medio ambiente o a las comunidades, por lo tanto, se tendrán en cuenta las áreas de exclusión y las áreas de alta restricción para seleccionar el espacio requerido, las áreas de mediana restricción no suponen mayor problema porque solo requieren de un plan de manejo ambiental y solicitar los permisos necesarios.

5.1.2 Radiación incidente sobre la superficie terrestre

La radiación solar es la energía emitida por el Sol, esta se propaga en todas las direcciones a través del espacio mediante ondas electromagnéticas y se genera en las reacciones del hidrógeno en el núcleo del Sol por fusión nuclear, también, es emitida por la superficie solar. Una comparación que permite apreciar la cantidad de energía solar que cada año incide sobre la Tierra es que equivale a cerca de 160 veces la energía de las reservas mundiales de energía fósil o que es similar a más de 15.000 veces la energía anual usada de los combustibles fósiles y nucleares y de las plantas hidráulicas. La radiación que finalmente llega a la superficie de la Tierra se clasifica en radiación directa, difusa y global. (Benavides, H. O., Simbaqueva, O., & Zapata, H. J. (2017).

5.1.2.1 Dirección del haz de radiación sobre Solar EOR

Es necesario explicar el modelo matemático que representa los fenómenos físicos que se llevan a cabo desde que la radiación solar se refleja en los colectores hasta que transfiere toda la energía posible a los absorbedores y estos a su vez convierten el agua a vapor saturado. La

relación geométrica entre un plano con una orientación dada relativa a la Tierra y el haz de radiación solar, como se ilustra en la Figura 44, puede ser determinada a partir de la ecuación:

$$\begin{aligned} \cos\theta = & \text{sen}\delta \text{sen}\theta \cos\beta - \text{sen}\beta \cos\phi \text{sen}\beta \cos\gamma \\ & + \cos\delta \cos\phi \cos\beta \cos\omega + \cos\delta \text{sen}\phi \text{sen}\beta \cos\gamma \cos\omega \\ & + \cos\delta \text{sen}\beta \text{sen}\gamma \text{sen}\omega \end{aligned} \quad \text{Ecuación 5}$$

Donde;

β = ángulo entre el plano dado y la superficie horizontal $0^\circ \leq \beta \leq 180^\circ$

γ = ángulo azimut sobre la superficie.

θ = ángulo de incidencia formado por el haz de radiación sobre una superficie y la normal a la superficie.

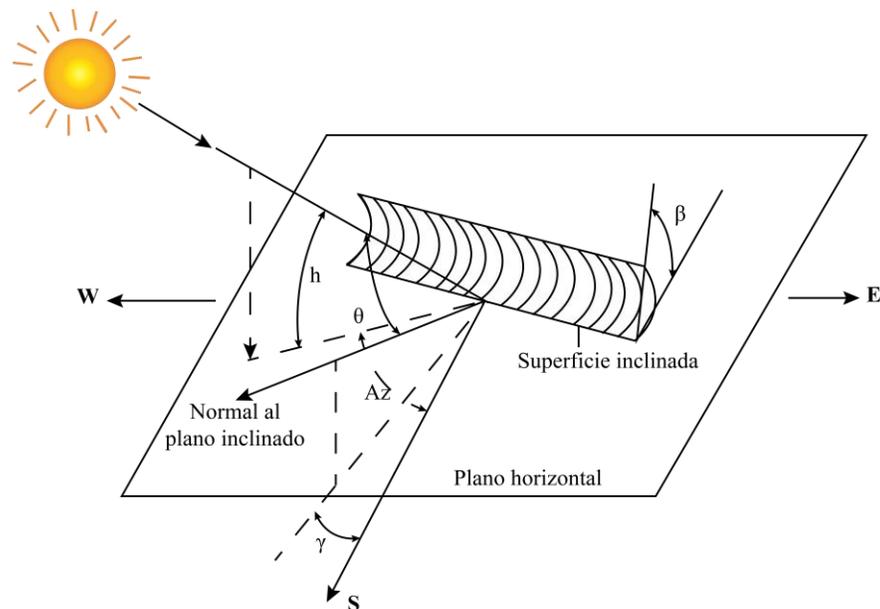


Figura 44. Dirección del haz de radiación

Fuente: Benavides, et al. (2017).

Conocer el ángulo de incidencia es fundamental para poder tener un diseño de la orientación de los colectores en el campo solar, pues la mayor cantidad de energía solar que puede llegar a los colectores se determina por el coseno de ese ángulo de incidencia. El ángulo de incidencia se encuentra en términos de la orientación del colector y la altitud solar y los ángulos de azimuth.

5.1.3 Incidencia solar sobre tubo absorbedor

El flujo de calor recibido por la pared interna del absorbedor, es decir la pared metálica, está modelada por la Ecuación 6. Haciendo referencia a la relación de concentración y el ángulo de incidencia de los rayos solares.

$$-W_{tubo} = \eta_{opt,Col} * IAM * \cos\theta * DNI * \frac{A_{refl}}{N_s} - W_{RadVid} - W_{ConvVid} \quad \text{Ecuación 6}$$

Fuente: Modeling of Linear Concentrating Solar Power using Direct Steam Generation with Parabolic-Trough. Aurousseau A., Vuillerme V., Bezian J.J.

El balance de energía en la cobertura de vidrio es importante porque puede ser considerada una zona de transición entre el reflector y la pared del tubo del absorbedor, por lo que se modela a través de la Ecuación 7:

$$d_M * C_{Pvid} * \frac{dT_{vid}}{dt} = W_{AbsVid} - W_{CondPar} + W_{RadPar} - W_{CondVid} - W_{RadVid} \quad \text{Ecuación 7}$$

Fuente: Modeling of Linear Concentrating Solar Power using Direct Steam Generation with Parabolic-Trough. Aurousseau A., Vuillerme V., Bezian J.J.

Los flujos de calor o incidencia de radiación, se pueden dividir en dos grupos principales, los cuales son los flujos incidentes y los flujos de pérdidas. Cada uno de estos flujos generales inciden en cada parte del sistema como: colector, envoltura de vidrio y tubo absorbedor, los dos últimos están unidos, pero están conformados de diferente material. Por lo tanto, en cada elemento se subdividirán según la energía sea aprovechada o se generen pérdidas por conducción, convección o radiación.

En la Figura 45, se observa la dirección o el sentido de los diferentes flujos de calor (energía incidente aprovechada y pérdidas) dependiendo si entran o salen entre los diferentes componentes del sistema, incluyendo el medio ambiente.

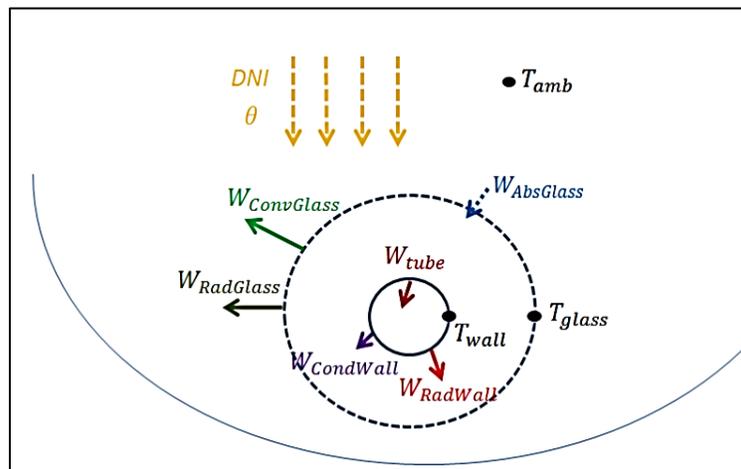


Figura 45. Diagrama de flujo de calor en el Tubo Absorbedor - Colector

Fuente: Modeling of Linear Concentrating Solar Power using Direct Steam Generation with Parabolic-Trough. Aurousseau A., Vuillerme V., Bezian J.J.

CAPÍTULO VI. ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE *SOLAR EOR* EN CAMPOS ESTUDIO COLOMBIANOS

La finalidad de la implementación las tecnologías de energía solar térmica tienen como objetivo reducir los costos operativos del generador a gas en el campo de estudio. Los costos operativos relacionados con el gas se pueden observar en la Tabla 27.

Tabla 27. Costos asociados a la generación de vapor a partir de gas natural

Demanda energética por generador	100	MMBTU/HR
Precio del gas	5,7	USD/MMBTU
Poder calorífico del gas	11,411	MMBTU/PC
Precio del gas por PC	65,427	USD/PC
Costo hora	570	USD/Hr
Costo día	13.680	USD/Día
Costo año	4,993,200	USD/año

En el capítulo financiero se establecerá una comparación entre el costo operativo del generador a gas (que corresponde en su mayoría a los costos asociados al consumo de gas) y el costo de las tecnologías de energía solar térmica, para poder determinar si efectivamente se trata de una solución para el problema presentado.

6.1 Cálculo de producción de petróleo con la tecnología *SOLAR EOR*

En primera instancia es necesario determinar cuánto volumen de petróleo se puede extraer inyectando una cantidad de vapor a cierta calidad obtenido por la tecnología *SOLAR EOR* en los Campos de estudio. Los requerimientos para la inyección del modelo de inyección continua de vapor que se realizó se componen de la siguiente información:

- Temperatura del yacimiento 104 °F,
- Temperatura del vapor 550°F,
- Tasa de inyección de 2 Bls/acre*Ft , es decir 1292 BWPD o 1,76 kg/s para las arenas productoras.
- Presión de inyección de 1100 psi.

Para efectos del análisis no se asumen pérdidas térmicas o de presión de la superficie a fondo de pozo y se asume un valor promedio de DNI de 5,91 kWh/m². En la Figura 46 se observa los valores obtenidos de calidad de vapor, así como la presión de inyección, la tasa de inyección, la cantidad del vapor y la temperatura del vapor en el modelo de CMG® con un análisis de sensibilidades para la calidad del vapor de inyección del 30%, 63%, y por último del 90%; valores extremos con el objetivo de realizar una mayor comparación. Se puede evidenciar que, para todos los casos, la calidad más alta de vapor inyectado genera una mayor producción de hidrocarburos pues la relación petróleo-vapor es menor (por lo que el proceso

es más eficiente), por lo tanto, se espera que la tecnología *SOLAR EOR* mantenga una calidad de vapor alta para obtener una producción óptima de crudo pesado en los Campos de estudio.

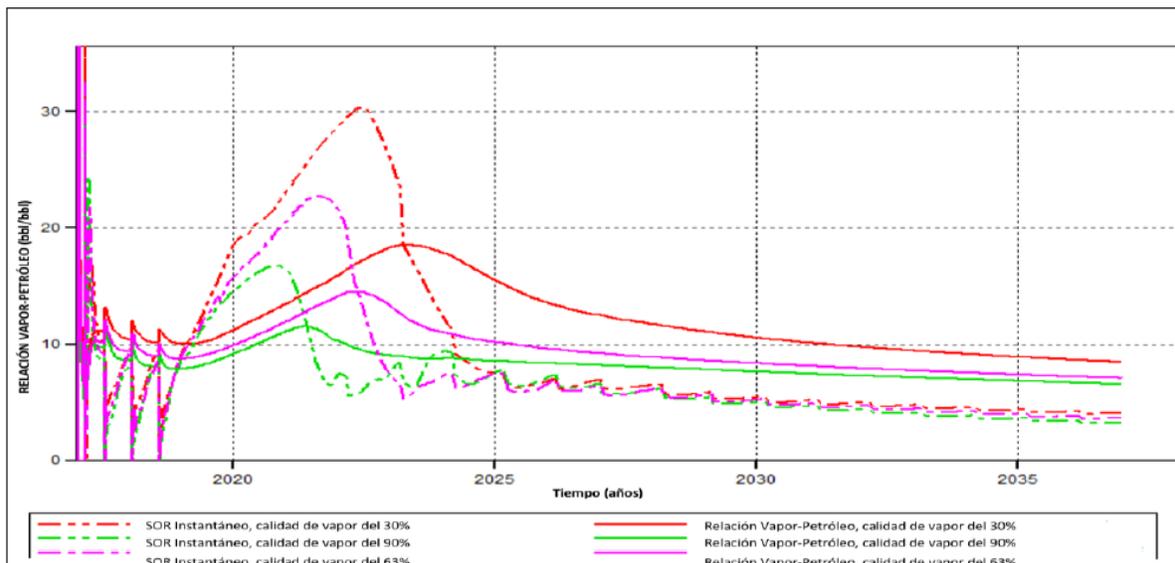


Figura 46. Relación vapor-petróleo para inyección a diferentes calidades de vapor Arenas productoras

Fuente: Evaluación de la viabilidad técnica de la inyección de vapor en yacimientos de crudo pesado, mediante un modelo analítico. BENAVIDES NIEVES, Laura. PINILLA NAJAR, Luis Arnulfo.

6.2 Pronóstico de rendimiento teniendo en cuenta el impacto de la intermitencia del sol en el *TEOR* con *SOLAR EOR*

Teniendo en cuenta que el tiempo de sol disponible para los Campos de estudio es de 10 horas inyectando continuamente vapor con *SOLAR EOR*, se asume que inyectando esa cantidad de tiempo lo que inyecta un generador a gas continuamente en 24 horas; es posible sustituir completamente el gas natural con energía solar. Aunque es factor de estudio la incidencia que tenga el inyectar vapor sólo las horas de alta irradiación solar en la producción de petróleo, teniendo en cuenta que la demanda de vapor sería la misma, pero en menos tiempo que con la metodología convencional. Shell Technology Oman y el Sultanato de Oman, realizaron un estudio con el fin de para evaluar si había una disminución en la producción o algún inconveniente ligado a este hecho. Los autores J.N.M. van Wunnik, S. Bentouati, R. Terres, encontraron que, en una simulación realizada para un periodo de 4 años, es muy poca la diferencia de la producción obtenida inyectando una cantidad de vapor durante ciertas horas e inyectando durante 24 horas. Como se explicó en el Capítulo III del presente trabajo en el ítem “Impacto de los ciclos diarios y estacionales en el vapor generado por *Solar EOR*” basados en los estudios y simulaciones allí mencionados, se concluye que la intermitencia del sol no tiene impacto negativo en el recobro de hidrocarburos remanente en los Campos de estudio.

6.2.1 Simulación tiempos de operación del generador de vapor *Solar EOR*

En operaciones de recobro mejorado térmico con inyección continua de vapor, se inyecta a un valor cercano a la máxima capacidad de inyección de cada pozo inyector; mientras se mantienen las presiones de inyección por debajo del gradiente de fractura de la formación. En este caso, si la inyección de vapor se detiene por unas horas todos los días, la inyección se va a ver reducida o se deben perforar nuevos pozos inyectores, una comparación del vapor inyectado al yacimiento se observa en la Tabla 28.

Tabla 28. Comparación volumen de vapor inyectado Generador Convencional - Generador SOLAR EOR

Generador Convencional (gas)	Generador SOLAR EOR
Se asume que un generador a gas inyecta vapor a un pozo operando a su capacidad máxima de 1000 barriles por día de agua fría (entrada del generador a gas), equivalente a inyectar vapor al 80% de calidad y 1100 psi de presión (salida del generador a gas).	El pozo inyector todavía tiene una capacidad máxima de 1000 barriles por día de agua fría (equivalente a vapor las 24 horas del día), pero el vapor solo está disponible durante 10 horas al día (Irradiación solar disponible).
$Inyeccion\ vapor_{24hr} = 1000\ BWPD$	$Inyección\ vapor_{10\ hr}$ $= 1000\ BWPD \times \frac{10\ hr}{24\ hr}$ $= 417\ BWPD$

El hecho de que la presión del yacimiento en la boca del pozo se vaya a disipar durante las 14 horas que se cierre el pozo, es esperable que la inyección de vapor puede ser mayor a 417 BWPD. Se puede llegar a inyectar hasta 600 BWPD. Sin embargo, la inyección en general se verá reducida. La única manera de sobrepasar esta limitación es incrementar el número de pozos inyectores. Incrementando el número de pozos inyectores incrementa los costos de inversión (CAPEX) y habría además que evaluar los patrones de inyección. Una solución válida y que también es propuesta en el Capítulo III de este documento es tener de respaldo la inyección de vapor las 24 horas con un generador a gas para mantener la inyección de vapor (a una tasa más baja, pero manteniendo la presión y la temperatura) e inyectar una porción de vapor (que corresponde al 41,66% al día) generado con energía solar térmica.

6.3 Integración de la Tecnología *SOLAR EOR* en los Campos de estudio

El diseño para integrar la tecnología *SOLAR EOR* en los Campos de estudio es necesario para conocer la distribución de las facilidades de superficie, de modo que, según la simulación realizada, *SOLAR EOR* puede generar la calidad de vapor deseado para la inyección y sustituir el 42% de los generadores a gas.

Se proponen dos modelos diferentes para la integración de las tecnologías a las facilidades. Se debe hacer la aclaración de que las tecnologías de energía solar térmica cuentan con un sistema de rastreo (conocido como tracking) que va orientando los colectores de acuerdo a la posición del sol en un momento dado del día. Se trata de un sistema que hace incrementar la eficiencia porque se tiene un mayor aprovechamiento del sol a lo largo del día.

6.3.1 Esquema ET Híbrido Aplicado al Recobro Mejorado

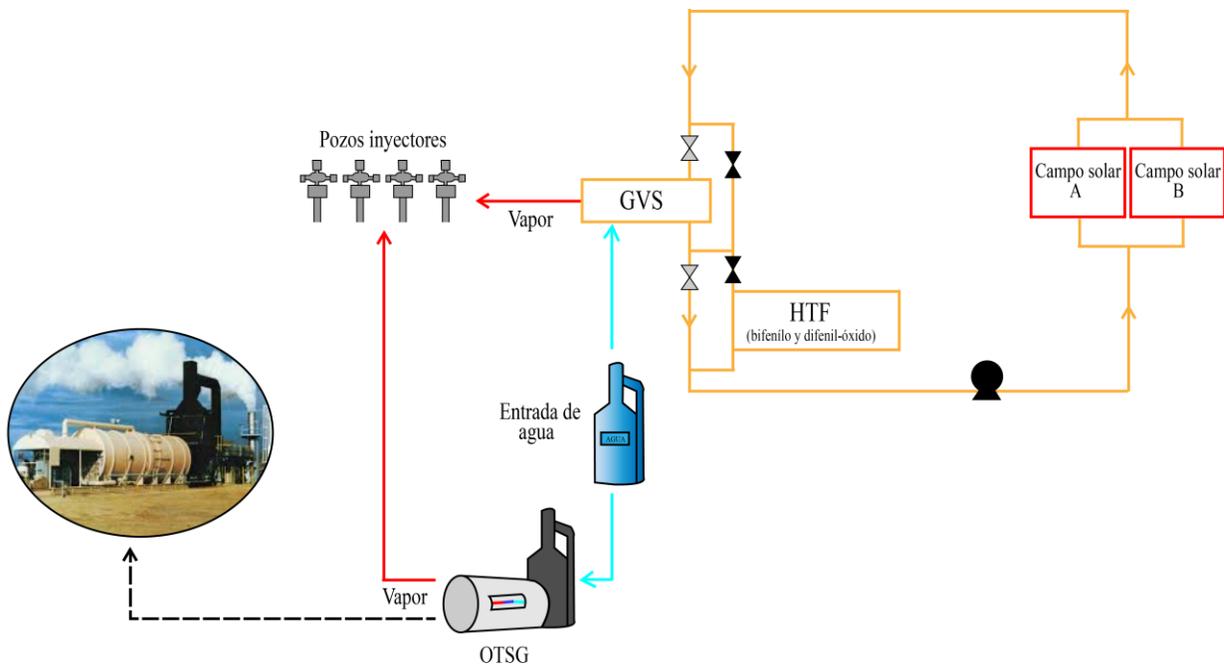


Figura 47. Esquema ET Aplicado al Recobro Mejorado

Fuente: Modificado por autores

Para este primer diseño (ver Figura 47) se planea la implementación del Campo solar en conjunto con el generador a gas de modo de que, en las horas poco soleadas, el OTSG funciona como respaldo y se complementa para tener las horas de inyección continua de vapor. Otras consideraciones se mencionan a continuación:

- Permite la generación directa de vapor y está conectado al sistema de distribución de vapor.
- En el diseño se utiliza un aceite térmico como fluido de transferencia de calor (HTF) que pueden alcanzar temperaturas entre 300 - 400°C a presión, según la literatura encontrada, los más utilizados son: bifenilo y difenil-óxido.
- La calidad del vapor a la salida del campo solar es entre el 60%-100%, y la presión a la salida del mismo es de 1400 psi.

- La calidad del vapor a la salida del generador a gas está entre el 60% al 80% y la presión de salida es de 1400 psi.
- Tiene un tanque de almacenamiento que aprovecha la energía solar colectada durante el día, permite precalentar el agua durante tiempo extendido (cuando no existe radiación solar directa).
- La presión de operación es de 50 psi y la temperatura a la que ingresa el agua es de 120 °F.
- Funciona como un Bypass del generador de vapor a gas. Se puede abrir o cerrar el sistema si se desea.
- El generador de vapor a gas puede reducir su consumo de gas y hasta puede llegar a apagarse dependiendo de la disponibilidad de la irradiación normal directa en un momento dado.
- El tanque de condensado permite recircular el agua precalentada cuando no se tenga la calidad de vapor deseada.

6.3.2 Esquema ET Aplicado al Recobro Mejorado

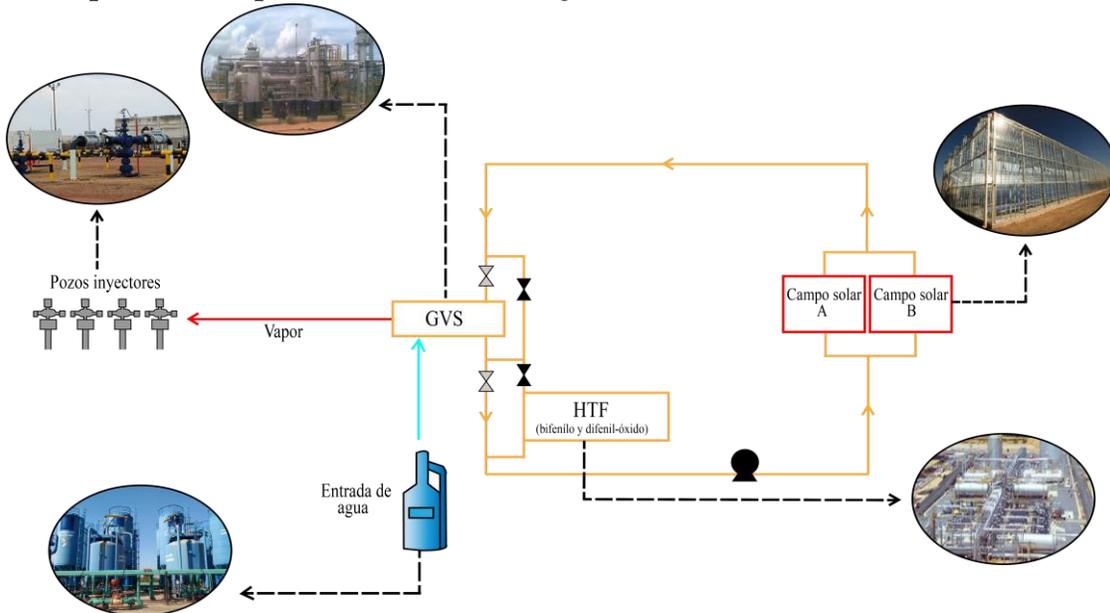


Figura 48. Esquema ET Híbrido Aplicado a Recobro Mejorado

Fuente: Modificado por autores

El segundo diseño se observa en la Figura 48, a diferencia del anterior se considera la ubicación de satélites solares cerca de los pozos inyectoros en el campo de estudio. Los satélites son pequeños campos solares que se encuentran distribuidos por todo el campo, la generación de vapor no se da en un solo punto. Tiene las siguientes consideraciones:

- Estos satélites generan directamente el vapor de calidad deseado que entra al sistema de distribución de vapor.
- No se utiliza un OTSG como generador a gas de respaldo.

- También se utiliza un aceite térmico como fluido de transferencia de calor (HTF) que pueden alcanzar temperaturas entre 300 - 400°C a presión.
- La calidad del vapor a la salida del campo solar es entre el 70%-100%, y la presión a la salida del mismo es de 1400 psi.
- La presión de operación es de 50 psi y la temperatura a la que ingresa el agua es de 120 °F.
- Tienen como objetivo recibir de entrada una calidad de vapor muy baja y elevarla por encima del 70%.
- Los satélites permiten ubicar los sistemas solares en lugares más cercanos a los pozos inyectoros. Se pueden ubicar múltiples satélites en todo el campo.
- Permite reducir las pérdidas de energía térmica en la línea y asegura que el vapor llegue al fondo de pozo a una calidad deseada.
- Este diseño no es tan factible a pesar de que se ahorra espacio, cerca de los pozos inyectoros donde se deberían instalar hay bastante vegetación y el terreno no es muy plano, por ende, este diseño no es muy recomendable.

6.4 Viabilidad financiera de *SOLAR EOR* aplicado a Campos de estudio

Determinar la viabilidad financiera para un proyecto de tal magnitud es necesario tener como unidad monetaria de valor constante el dólar estadounidense (USD), un tiempo de duración del proyecto de veinte años (20) con periodos anuales y una tasa de interés de oportunidad (TIO) del 15% efectivo anual. De acuerdo a lo anterior, se debe realizar un análisis de los costos de inversión (*CAPEX*) y un análisis de los costos de operación (*OPEX*) y un análisis de ingresos; para finalmente determinar la viabilidad financiera de las alternativas utilizando el indicador financiero del Costo Anual Uniforme Equivalente (*CAUE*).

6.4.1 Análisis *CAPEX*

Las inversiones en bienes de capital, gastos en capital, *CAPEX* (contracción del inglés *capital expenditure*) o *CAPEX* son inversiones de capital que crean beneficios. Un *CAPEX* se ejecuta cuando un negocio invierte en la compra de un activo fijo o para añadir valor a un activo existente con una vida útil que se extiende más allá del año imponible. Los *CAPEX* son utilizados por una compañía para adquirir o mejorar los activos fijos tales como equipamientos, propiedades o edificios industriales. Los *CAPEX* se incluyen en una cuenta de activos (capitalización) incrementando el valor base del activo (el costo o valor de un activo ajustado por motivos impositivos). La instalación de un sistema *SOLAR EOR* consta de varios procesos y equipos. Estos incluyen la preparación del sitio y la infraestructura, la fabricación del paquete solar, el tanque y la construcción real. Hemos hecho los siguientes supuestos en relación con el desglose de los gastos de capital (*CAPEX*).

Tabla 29. Desglose de CAPEX

Bien de inversión	Código de industria ¹⁴	% de CAPEX
Paquete solar	FMET	30.0%
Invernadero	BMET	19.0%
Tuberías y controles	FMET	20.0%
Construcción	CONS	13.0%
Otro	COL	18.0%

Fuente: EY, GlassPoint

Con el fin de calcular el impacto económico directo asociado con la instalación de los generadores solares de *EOR*, se ha asociado un código industrial estándar a cada una de las principales partidas de gastos de capital, que a su vez determina qué multiplicadores relevantes de la industria derivan del Sistema Nacional de Cuentas (*SNA*), estas cuentas se utilizarán para el cálculo de la producción y el Valor Bruto Agregado (*GVA*). El impacto económico de este proyecto también depende fundamentalmente de la proporción de su contenido que se "fabrica en Colombia". En ese sentido, hemos hecho las siguientes suposiciones en la Tabla 30, basadas en los planes que GlassPoint tendría para la localización considerando que la compañía decida invertir en la tecnología de Canal Cerrado, para generación de vapor para inyección continua.

Tabla 30. Costos de inversión para tecnología Canal Cerrado

Inversión Capital	Valor	Unidades
Costo específico de inversión del campo solar (Csf)	251.14	USD/m ²
Costo específico de inversión por Pb (Power block)	777.33	USD/kWel
Costo específico de inversión por BOP	119.59	USD/kWel
Costo específico de inversión del sistema de HTF	95.672	USD/m ²
Costo del terreno (77.000 metros cuadrados)	4	%
Costo específico de inversión del BOOSTER	83.71	USD/kWth
Costo específico de inversión del calentador HTF	59.79	USD/kWth
Costo específico de inversión por almacenamiento	-	USD/kWth

Fuente: Cotización AlianzEnergy Consultors

6.4.2 Análisis OPEX

Un *OPEX*, del inglés "*Operational expenditures*", es un costo permanente para el funcionamiento de un producto, negocio o sistema. Puede traducirse como gasto de funcionamiento, gastos operativos, o gastos operacionales. los gastos de operación incluyen los costos asociados con la operación, mantenimiento de una propiedad de renta, amortización de instalaciones y maquinaria que se utilizan en el proceso de producción; es la suma de los gastos de funcionamiento de una empresa por un período de tiempo, como un mes o un año. Para determinar los costos de operación del escenario actual a lo largo de un

¹⁴ Código de industria utilizado en la nomenclatura en el Sistema estandarizado de Cuentas Nacionales. Cf. Apéndice Anexo A

periodo de veinte años, se debe establecer el costo anual de la generación de vapor para inyección continua con un generador a gas convencional (ver Tabla 31).

Tabla 31. Costos asociados a generación de vapor con sistema convencional

Descripción	Valor	Unidad
Energía eléctrica	220.000	USD/per year
Consumo de gas	4.993.200	USD/per year
Costos de mantenimiento	39.636	USD/per year
Costos de Personal Operativo	139.293	USD/per year

Fuente: OCCIDENTAL ANDINA, LLC.

Los costos de mantenimiento tienen que ver directamente con las operaciones preventivas en el generador y se componen de lo siguiente:

- Revisión sistema de tuberías.
- Revisión de instrumentación.
- Revisión del sistema eléctrico.
- Análisis de presiones en las variables de entrada y salida.
- Limpieza en zonas de radiación y convección.

Los costos de operación de los escenarios propuestos consideran la mano de obra, el mantenimiento del campo solar, la limpieza y la sustitución de absorbedores o colectores rotos y la limpieza de los colectores. En la literatura y en fuentes como IRENA o VGB consideran que los costos operacionales anuales de las tecnologías de energía solar térmica son aproximadamente equivalentes al 2% de los costos de inversión (ver Tabla 32).

Tabla 32. Costos de Operación para tecnología Canal Cerrado

Costos de operación	Valor	Unidades
Costo específico de inversión por la instalación eléctrica	203.3	USD/kWel
Costo específico por preparación del sitio, construcción, etc.	59.79	USD/m2
Recargo por desarrollo, ingeniería, riesgo, etc.	30	%
Costo de material por O&M	1	% per year
Costo del combustible (Gas Natural)*1000	5	USD/ft3
Número de empleados para el PB	25	-
Número específico de empleados para SF	0.03	1/1000m2
Costo promedio por empleado	4000	USD
Consumo específico de agua	10700	Ton/día
Costo del agua	6.55	USD
Tasa de interes real	12	% anual
Periodo depreciación	25	Años
Costo anual del seguro	0.7	%

Fuente: Cotización AlianzEnergy Consultors

6.5 Aprovechamiento del gas natural ahorrado

Además de los efectos indirectos en la cadena de suministro de la fabricación de componentes solares *EOR*, la introducción del *EOR* solar podría tener tres efectos indirectos adicionales relacionados con el aprovechamiento del gas natural dejado de utilizar en la generación de vapor para procesos *TEOR*:

- Liberar el gas natural utilizado de otra manera para el *EOR* en la economía más amplia, lo que permitiría que los proyectos no sean factibles debido a la falta de disponibilidad de gas natural para desarrollarse y desencadenar la creación de empleos permanentes adicionales en Colombia.
- Permitir que este exceso de gas natural disponible se utilice en otros proyectos térmicos de *EOR* para aumentar la extracción de petróleo y, por lo tanto, aumentar las exportaciones y los ingresos del gobierno.
- Mejorar la balanza comercial neta del gas natural, todas las demás cosas iguales. El impacto indirecto del ahorro de gas natural debido al despliegue de *Solar EOR* se ha modelado sobre la base de porcentajes de ahorro de gas natural asignado a cada uno de estos tres propósitos.

6.6 Evaluación financiera

La evaluación financiera tiene como propósito determinar la viabilidad financiera de este proyecto, utilizando el indicador financiero del Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE). El método del CAUE consiste en convertir todos los ingresos y egresos, en una serie uniforme de pagos. Si el CAUE es positivo, es porque los ingresos son mayores que los egresos y por lo tanto, el proyecto puede realizarse; pero, si el CAUE es negativo, es porque los ingresos son menores que los egresos y en consecuencia el proyecto debe ser rechazado. Sin embargo, el CAUE describe más propiamente los flujos de caja porque la mayoría de las veces la serie uniforme desarrollada representa costos. Este término es usado para describir el resultado de un flujo de caja uniforme, la mejor alternativa seleccionada debe ser la misma escogida por valor presente o por cualquier otro método de evaluación cuando las comparaciones son manejadas con propiedad (Tarquin, A. & Blank, L. 2002).

$$CAUE(i) = \frac{I}{\frac{(1+i)^n - 1}{i \times (1+i)^n}} + R + \frac{VF}{\frac{(1+i)^n - 1}{i}} \quad \text{Ecuación 8}$$

Fuente: BACA, Guillermo. Ingeniería económica. Octava Edición. Bogotá. 2005.

Dónde:

CAUE, corresponde al Costo Anual Uniforme Equivalente a determinar.

I: corresponde a la inversión realizada.

i: corresponde a la Tasa de Interés de Oportunidad (TIO).

R: es el número de cuotas.

n: son los periodos de evaluación.

VF: es el Valor Futuro o Valor de Salvamento.

Teniendo en cuenta que los periodos del proyecto son anuales, se utiliza la tasa de interés de oportunidad (TIO). La TIO es la tasa mínima que se utiliza para determinar el valor actual neto de los flujos futuros de caja del proyecto y es la rentabilidad mínima que se le debe exigir el proyecto para tomar la decisión de no invertir en un uso alternativo de los recursos o en otro proyecto. Para el presente proyecto la TIO establecida es e del 15% efectivo anual.

$$TIO_{(i)} = 15\%$$

Para realizar la evaluación financiera utilizando el Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE); se debe interpretar comparando los costos periódicos de la implementación de *SOLAR EOR*, teniendo en cuenta que entre más cercano a cero esté el resultado, generará menores costos en un periodo determinado de tiempo.

6.6.1 Flujo de caja.

El flujo de caja hace referencia a las salidas y entradas netas de dinero que tiene una empresa o proyecto en un período determinado. La diferencia de los ingresos y los gastos, es decir, al resultado de restar a los ingresos que tiene la empresa, los gastos a los que tiene que hacer lo llamamos ‘flujo de caja neto’.

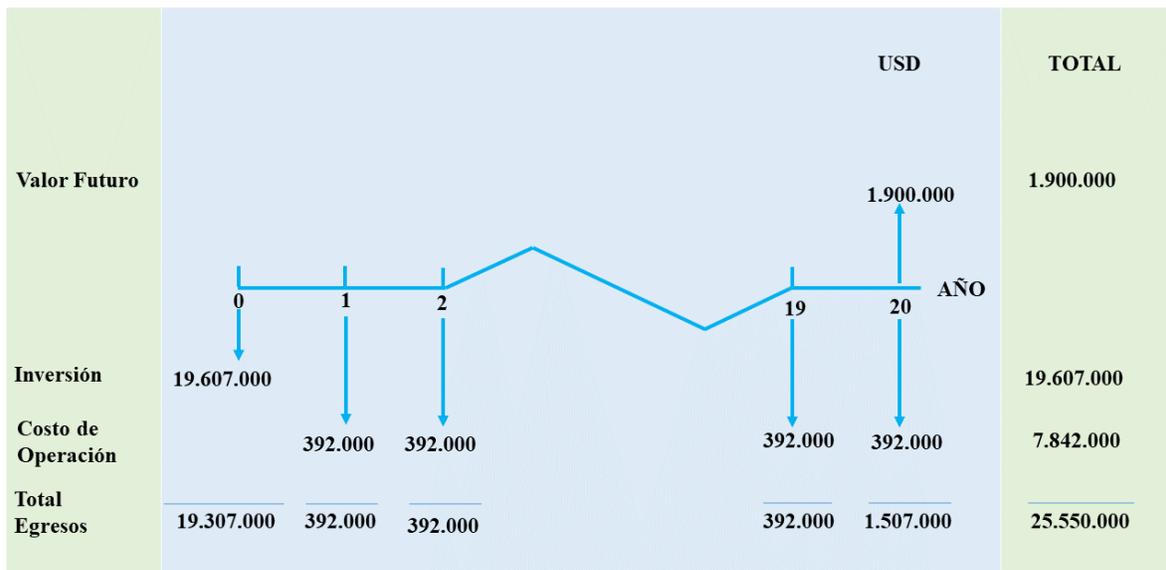


Figura 49. Flujo de caja Implementación *SOLAR EOR*

Fuente: Modificado por autores

Para calcular el CAUE, primero se deben llevar los egresos a valor presente y luego se procede a calcular el CAUE.

$$VPN_{(0.15)} = 19.607.000 - 392.000 \left(\frac{(1 + 0.15)^{20} - 1}{0.15(1 + 0.15)^{20}} \right) + \frac{1.900.000}{(1 + 0.15)^{20}}$$

$$VPN_{(0.15)} = -21.944.567$$

$$CAUE_{(0.15)} = \frac{-21.944.567}{\left[\frac{(1 + 0.15)^{20} - 1}{-0.15(1 + 0.15)^{20}} \right]}$$

$$CAUE_{(0.15)} = 3.505.896$$

En comparación a los costos del escenario actual, es decir, con los generadores a gas el CAUE es aproximadamente 2.347.819 en cuanto al CAUE de SOLAR EOR que es de 3.505.896 y como se había comentado en párrafos anteriores, el valor más cercano a cero, generaría menores costos en un periodo determinado de tiempo. La viabilidad financiera para la implementación de *SOLAR EOR* en los Campos de estudio concluye que no es económicamente rentable y la compañía no posee el músculo financiero en cuanto a la inversión en el Campo solar que es de aproximadamente 20.000.000 USD, además de que los generadores de *SOLAR EOR* sólo podría aportar el 42% de la cantidad de vapor requerido debido a la disponibilidad solar de la zona.

CONCLUSIONES

- La tecnología solar puede ser altamente beneficiosa para los productores de *EOR*, en el contexto de una industria petrolera en la que maximizar la recuperación de recursos escasos es realmente una necesidad. El modelo tradicional para *TEOR* ha sido quemar gas natural para generar vapor. Si bien puede parecer contrario, pero el *EOR* solar se puede hacer de forma más rentable que la quema de gas, incluso en los precios bajos del gas de hoy en día. El hecho de que sea más ecológico también es obviamente cierto, pero lo que estamos enfatizando es la viabilidad comercial. Los objetivos económicos de GlassPoint indican que es realista generar vapor a un equivalente de \$ 3.00 / Mcf gas, aunque, por supuesto, puede variar de un proyecto a otro según los patrones de luz solar en la geografía específica, la disponibilidad de incentivos solares y otros factores. Si bien el *EOR* solar se compara favorablemente con el *EOR* convencional al precio al contado de hoy del gas natural de los EE. UU. (\$ 4.10 / Mcf), lo más importante es que proporciona una cobertura automática contra la escalada del precio del gas a largo plazo. La franja de futuros a 24 meses está muy por encima del precio al contado, y nuestro pronóstico a largo plazo de \$ 5.70 / Mcf. El equipo está diseñado para durar 20-30 años. La posibilidad de que el gas sea de \$ 4 - 6/ Mcf en 30 años no es probable, además de que *Solar EOR* también es una cobertura contra la posibilidad de una futura legislación de comercio del gas natural.
- El estudio realizado con RETScreen Expert muestra que el DNI en los campos estudio es tiene una radiación solar de hasta 3 veces mayor el límite requerido para la implementación de *SOLAR EOR* (4,5 kWh/m²/ año), ya que su DNI oscila entre los 5,50-7,50 kWh/m² con un área requerida para la instalación del capo solar de aproximadamente 77.000 metros cuadrados.
- Los resultados del estudio realizado indican que para la misma cantidad acumulada de vapor inyectado (durante el mismo lapso de tiempo), la recuperación de aceite de la inyección de vapor generada por el sistema solar y la de la inyección de vapor a velocidad constante son esencialmente iguales, difieren en cuanto a que las horas de radiación en la zona es de 10 horas para un día clasificado con buen *DNI*, y con 6 horas de radiación para un día con *DNI* interrumpido, por ende los generadores de *SOLAR EOR* sólo podrían aportar el 42% del vapor requerido en los Campos de estudio.
- En el estudio realizado no se tuvo en cuenta la utilización de aceites como fluido de trabajo, debido a que a pesar de que se obtienen temperaturas más altas con menor energía y con menos generadores, es muy común que el sistema presente fugas. El aceite puede contaminar el suelo, el aire, aguas superficiales y llegar a filtrarse hasta llegar hasta acuíferos. Por ejemplo, los aceites normalmente utilizados en los Cilindros Parabólicos como el difenil y el difenil éter son altamente inflamables; estos aceites deben ser tratados

como residuos peligrosos, el trabajo con estos aceites en la generación de vapor deberá ser e especial cuidado.

- Se cumple que el vapor generado por la tecnología *SOLAR EOR* tiene características de calidad de vapor requerida superiores al 80%, teniendo en cuenta que una calidad de vapor más alta genera una mayor producción de hidrocarburos.
- Según la evaluación financiera, no es factible la implementación de los generadores de *SOLAR EOR*, debido que esta requiere de una inversión inicial en el campo solar que asciende a los 20.000.000 USD, cifra que le empresa no posee el músculo financiero para dicha inversión, sin embargo, la implementación del diseño híbrido en donde se utilizan generadores a gas como sistema de respaldo para cumplir con el 100% del requerimiento energético (vapor), podría ser una excelente alternativa para el Campo, de modo que el gas que se está dejando de utilizar en esta industria pueda ser redirigido a demás industrias de modo que puedan dar un mayor aporte a la economía colombiana.
- La preocupación creciente sobre la necesidad de satisfacer la demanda a partir de la puesta de sol, como va a ocurrir en muchos países, entre ellos España, también debería incluir Colombia. Una alternativa además del diseño híbrido con generadores a gas y generadores de *SOLAR EOR*, podría ser la complementariedad entre la tecnología termosolar y la fotovoltaica (FV). La combinación entre ambas tecnologías, en la que la FV suministraría electricidad durante el día y la termosolar ayudaría a esta en las últimas horas diurnas y generaría electricidad durante toda la noche, desplazaría la necesidad de respaldo con gas natural, reduciendo emisiones y a un precio medio imbatible por cualquier otra tecnología convencional o renovable, para este caso tendría que realizarse un estudio de factibilidad separadamente.
- Aunque la utilización de la tecnología *CSP* representa importantes beneficios ambientales comparado con la quema directa de vapor, no sería un proyecto económicamente atractivo para campos que produzcan suficiente gas natural. Sin embargo, para campos donde la producción de gas natural es escasa para la generación de vapor (campos de crudo pesado o altamente depletados) *CSP* se convertiría en una opción bastante atractiva desde el punto de vista ambiental y económico. Además, las emisiones de CO₂ que se dejan de emitir al implementar la tecnología de *CSP* son de 1152 kTon/año.

RECOMENDACIONES

- Según los estudios de factibilidad realizados en los Campos de estudio, se recomienda implementar un sistema híbrido para compensar las horas que no va a estar trabajando la tecnología CSP, debido a que hay una disminución en la irradiación normal directa adecuada para el funcionamiento, esas horas de no uso de la tecnología son las nocturnas y son compensadas con el uso de combustible pero en menor cantidad para generar el vapor, así mismo el uso del combustible para generación de vapor es mínimo en comparación a utilizar solo el método convencional de generación de vapor.
- Realizar evaluaciones económicas a otros campos que tengan las características del yacimiento y de los fluidos adecuados, además del alto irradiación normal directa que debe presentar la zona para implementar CSP ya que es una tecnología que disminuye el costo del uso del combustible y disminuye la generación de elementos que contaminan el ambiente.
- Otro método de disminución de costos es el uso de la tecnología de CSP con las tecnologías fotovoltaicas, debido a que los generadores/plantas termosolares necesitan que la luz solar incida directamente sobre sus espejos para producir energía. En días nublados estas plantas no generan el suministro de energía requerida ya sea en forma de vapor u otra, requiriendo de energía de otras fuentes. La combinación de CSP con FV hace que se suministre energía durante la noche logrando la sustitución completa del uso de combustible fósil, de igual forma reduciendo las emisiones.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Agarwal, A., & Kovscek, A. R. (2013). Solar-Generated Steam for Heavy-Oil Recovery: A Coupled Geomechanical and Reservoir Modeling Analysis. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/165329-MS
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2018). *Producción fiscalizada de petróleo por campo en superficie (barriles promedio por día calendario - bpdc)*. 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.
- Alvarado, D., Bánzer S. C., & Rincón, A. (Ed.). (2002). *Recuperación Térmica de Petróleo*, Caracas, Venezuela.
- Álvarez, J. S., & Pineda, J. G. (2015). *Análisis de resultados en inyección de vapor mejorado con agente espumante en campo Girasol* (tesis de especialización). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
- ANH. (2007). *Colombian Sedimentary Basins*. Recuperado de http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencas-sedimentarias/Documents/colombian_sedimentary_basins.pdf
- 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* (tesis de pregrado). Fundación Universidad de América, Bogotá, Colombia.
- 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.
- Ariza, M. C., Perez, A., Rodriguez, A. X., & Munoz, S. F. (2016). Water Alternating Steam Process WASP Simulation Study in a Colombian Heavy Oil. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/180820-MS
- Armaro, J. (2013). *Estudio del Efecto de Nanopartículas, Combinadas con el Proceso de Combustión In Situ, sobre un Crudo Extrapesado de La Faja Petrolífera del Orinoco (FPO)*. (Tesis de Pregrado). Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela.
- 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
- 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>
- Bierman, B., O'Donnell, J., Burke, R., McCormick, M., & Lindsay, W. (2014). Construction of an Enclosed Trough EOR System in South Oman. *Elsevier Energy Procedia*, 49, 1756–1765. doi:10.1016/j.egypro.2014.03.186
- Bierman, B., Treynor, C., O'Donnell, J., Lawrence, M., Chandra, M., Farver, A., ... Lindsay, W. (2014). Performance of an Enclosed Trough EOR System in South Oman. *Elsevier Energy Procedia*, 49, 1269-1278. doi: 10.1016/j.egypro.2014.03.136
- Bujan, A. (2017). Payback. *Enciclopedia Financiera*. Recuperado de <https://www.encyclopediainanciera.com/definicion-payback.html>
- Bustos, S. M., & Angarita, W. Y. (2013). *Aplicación de la tecnología visbreaking para el mejoramiento del crudo del campo Jazmín* (tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
- Butler, R. (1999). The Steam And Gas Push (SAGP). *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 38(03). doi:10.2118/99-03-05
- 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
- Chaanaoui, M., Vaudreuil, S., & Bounahmidi, T. (2016). Benchmark of Concentrating Solar Power Plants: Historical, Current and Future Technical and Economic Development. *Elsevier Procedia Computer Science*, 83, 782–789. doi:10.1016/j.procs.2016.04.167
- 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
- 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
- Chu, Y. (2011). Review and Comparison of Different Solar Energy Technologies. *Global Energy Network Institute*. Recuperado de

<https://www.geni.org/globalenergy/research/review-and-comparison-of-solartechnologies/Review-and-Comparison-of-Different-Solar-Technologies.pdf>

Crespo, L. (2018). *El Año del Despegue de la Termosolar y del Reconocimiento de su Valor*. Recuperado de https://futureenergyweb.es/wp-content/uploads/2019/01/FuturEnergy_Dic18-Ene19-29-31-PROTERMOSOLAR.pdf

Donalson, E. C., Chilingarian, G. V., & Yen, T. F. (1989). *Enhanced Oil Recovery, II Processes and Operations*, The Netherlands: Elsevier Science Publishers.

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

Ecopetrol S.A. (2014). *El petróleo y su mundo*. Bogotá, Colombia.: Ecopetrol S.A. Recuperado de: <https://www.ecopetrol.com.co/documentos/el-petroleo-y-su-mundo.pdf>

EN-FAB, INC. Installation, Operation & Maintenance Manual 100 MMBTU/HOUR Once Through Steam Generator. EEUU, 2012. P. 50.

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.

Eskandari, S., Jalalalhosseini, S. M., & Mortezaazadeh, E. (2015). Microwave heating as an enhanced oil recovery method - Potentials and effective parameters. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 37(7), 742-749. doi: 10.1080/15567036.2011.592906

Eson, R. L. (1982). Downhole Steam Generator - Field Tests. *SPE California Regional Meeting*, 301-308. doi:10.2118/10745-ms

Estado actual de la energía termosolar (CSP) a nivel global. (2018). *Tsolar.com*. recuperado de <https://www.tsolar.com/es/noticias/estado-actual-de-la-energia-termosolar-csp-a-nivel-global.html>

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

- Fisher, E. L. (2015). *Combustión In Situ: Consideraciones para su Aplicación en Campo* (Tesis de pregrado). Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F.
- 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* (tesis de pregrado). Fundación Universidad de América, Bogotá, Colombia.
- Gasbarri, S., Diaz, A., & Guzman, M. (2011). Evaluation Of Electric Heating On Recovery Factors In Extra Heavy Oil Reservoirs. *SPE Heavy Oil Conference and Exhibition*. doi:10.2118/149779-ms
- 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* (tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
- Glasspoint. (2018). Solar steam generators for the oil and gas industry. Fremont, California: Glasspoint. Recuperado de: <https://www.glasspoint.com/>
- Global Solar Atlas. (2019). Direct normal irradiation. *Global Solar Atlas*. Recuperado de <https://globalsolaratlas.info/downloads/world>
- Greaves, M., Saghr, A. M., Xia, T. X., Turta, A. T., & Ayasse, C. (2001a). THAI-new air injection technology for heavy oil recovery and in situ upgrading. *J Can Pet Technol*, 40(3), 38–47.
- Gregory, M., Omom, D., & Greil, P. (2014). Solar enhanced oil recovery An in-country value assessment for Oman. Reino Unido (UK): *ey.com*. Recuperado de: [https://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY-Solar-enhanced-oil-recovery-in-Oman-January-2014/\\$FILE/EY-Solar-enhanced-oil-recovery-in-Oman-January-2014.pdf](https://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY-Solar-enhanced-oil-recovery-in-Oman-January-2014/$FILE/EY-Solar-enhanced-oil-recovery-in-Oman-January-2014.pdf)
- Green, D. (2012). Solar Energy facts – Concentrated Solar Power (CSP) Vs Photovoltaic panels (PV). *Renewable Green Energy Power*. Recuperado de <http://www.renewablegreenenergypower.com/solar-energy-facts-concentrated-solar-power-csp-vs-photovoltaic-pv-panels/>
- Guerra, J. J., y 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. *ACIPET, XI Congreso Colombiano de Petróleo y gas*.
- 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

- Hart, A. (2013). The novel THAI–CAPRI technology and its comparison to other thermal methods for heavy oil recovery and upgrading. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 4(4), 427–437. doi:10.1007/s13202-013-0096-4
- He, B., Chen, Q., Castanier, L. M., & Kovscek, A. R. (2005). Improved In-Situ Combustion Performance With Metallic Salt Additives. *SPE Western Regional Meeting*. doi:10.2118/93901-ms
- Hong, K. C., & Stevens, D. E. (1990). Water-Alternating-Steam Process Improves Project Economics At West Coalinga Field. *Annual Technical Meeting*. doi:10.2118/90-84
- International Energy Agency. (2010). *Technology Roadmap Concentrating Solar Power*. Paris, Francia. Recuperado de https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/csp_roadmap.pdf
- James, L. A., Rezaei, N., & Chatzis, I. (2008). VAPEX, Warm VAPEX and Hybrid VAPEX - The State of Enhanced Oil Recovery for In Situ Heavy Oils in Canada. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 47(04). doi:10.2118/08-04-12-TB
- 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
- Jones, J. (1977). Cyclic Steam Reservoir Model for Viscous Oil, Pressure Depleted Gravity Drainage Reservoirs. *Society of Petroleum Engineers California Regional Meeting*. doi:10.2118/6544-MS
- Lake, L. W., Schimdt, R.L. & Venuto, P.B. (1992). A niche for Enhanced Oil Recovery in the 1990s. *Oilfield Review*, 4 (1): 55-61.
- León P., Bernal D., Muñoz S., & Ordóñez A. (2015). Inyección de vapor en medianos. Recuperación y rentabilidad. *Revista fuentes: el Reventón energético*, 13(1), 21-31. doi: 10.18273/revfue.v13n1-2015002
- 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
- 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
- Malagón, J. (2016). *La competitividad del sector de hidrocarburos en las diferentes regiones de Colombia*. Recuperado de: <http://www.co.undp.org/content/dam/colombia/docs/MedioAmbiente/undp-co-La%20competitividad%20del%20sector%20de%20hidrocarburos%20en%20las%20diferentes%20regiones%20de%20Colombia-2016.pdf>

- Marcano, J. (2013). Generadores de Vapor. *Marcanord files wordpress* Recuperado de <https://marcanord.files.wordpress.com/2013/06/tema-1-generadores-de-vapor.pdf>
- Márquez, D. S. (2016). *Recuperación mejorada mediante el uso de energía geotérmica* (tesis de pregrado). Universidad Autónoma de México, Ciudad de México, México.
- Maya, G., Castro, R., Lobo, A., Ordóñez A., Sandoval, J., Mercado, D., ... Pérez, H. (2010). Enhanced Oil Recovery (EOR) Status - Colombia. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. doi: 10.2118/139199-MS
- Mehos, M. (2015). Concentrating Solar Power (CSP) Overview. *National Renewable Energy Laboratory*. Presentation, Golden , CO.
- Moore, R. G., Mehta, S. A., & Ursenbach, M. G. (2002). A Guide to High Pressure Air Injection (HPAI) Based Oil Recovery. *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium*. doi:10.2118/75207-ms
- National Energy Technology Laboratory. (2018). Exploration & Production Technologies - EOR Process Drawings. *netl.doe.gov*. Recuperado de <https://www.netl.doe.gov/research/oil-and-gas/enhanced-oil-recovery/eor-process-drawings>
- Orr, B. (2009). ES-SAGD; Past, Present and Future. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. doi:10.2118/129518-stu
- Ortegón, Y. P. (2015). *Evaluación técnico-económica del sistema de levantamiento PCP y ESP para el pozo vertical Quifa 5 de campo Quifa* (tesis de especialización). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
- Palmer, D., & O'Donnell, J. (2014). Construction, Operations and Performance of the First Enclosed Trough Solar Steam Generation Pilot for EOR Applications. *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*, 1-12. doi:10.2118/169745-ms
- Palmer, D., O'Donnell, J., & Walter, B. (2015). *Solar Enhanced Oil Recovery Application to Kuwait's Heavy Oil Fields*. *SPE Kuwait Oil and Gas Show and Conference*.doi:10.2118/175290-ms
- 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
- Paris, M. (2001). *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*, Maracaibo, Venezuela, Ediciones Astro Data S.A.

- Pérez, A., Ariza, M., Rodríguez, A. & Muñoz, S. (2017). Técnicas para el mejoramiento de la inyección continua de vapor. *Revista Fuentes: El reventón energético*, 15 (1), 109-117. doi: 10.18273/revfue.v15n1-2017010
- Pérez, R., Sandoval, J., Barbosa, C., Delgadillo, C., Trujillo, M., Osma, L., ... Rodríguez, H. (2018). Comparación de alternativas para mejora de la inyección cíclica de vapor mediante simulación numérica. *Revista Fuentes: El Reventón Energético*, 16 (2), 91-108.
- Petropedia. (2018). Hot Water Flooding. *Petropedia.com* Recuperado de: <https://www.petropedia.com/definicion/6773/hot-water-flooding>
- Petrowiki. (2016). Solar EOR. *Petrowiki*. Recuperado de: http://petrowiki.org/Solar_EOR
- Rafiee, M., Behr, A., Lessner, E., Diehl, D., Trautmann, B., & Koch, A. (2015). Electromagnetic heating for heavy oil production: Case study of a field applicability. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. doi: org/10.2118/176538-MS
- Ramirez-Garnica, M. A., Mamora, D. D., Nares, R., Schacht-Hernandez, P., Mohammad, A. A. A., & Cabrera, M. (2007). Increase Heavy-Oil Production in Combustion Tube Experiments Through the Use of Catalyst. *Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference*. doi:10.2118/107946-ms
- Randy, A. (2015). Downhole electrical heating techniques in the Orinoco oil belt, are they always reliable? Appraisal analysis to petrocedaño's pilot project. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*. doi: org/10.2118/178320-MS
- Rangel, E., Zepeda, J. C., Dominguez, G., Porres, A., & Martínez, N. (2012). *El futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR*. México: Comisión Nacional de Hidrocarburos.
- Reina, C. F. (2017). *Evaluación técnica de la inyección de vapor en forma continua en un campo de crudo pesado con alta saturación de agua inicial y empuje hidráulico. Cuenca de los Llanos Orientales, Colombia* (tesis de maestría). Universidad Nacional de Colombia, Medellín, Colombia.
- Reinoza, J. (2012). *Estudio del mejoramiento de crudo pesado de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) en presencia de aditivos químicos por medio de Combustión in situ*. (Tesis de Maestría). Intevp, Los Teques, Venezuela.
- REN21. (2018). *Renewables 2018 Global Status Report*. Paris, Francia. Recuperado de http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2018/06/17-8652_GSR2018_FullReport_web_final_.pdf
- 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>

- Ruiz S., Cabrales L., Oliveros L., & Muñoz S. (2013). Cálculo de la eficiencia térmica de un proceso de inyección continua vapor en yacimientos estratificados. *Revista Fuentes: El Reventón Energético*, 11(1), 35-50.
- Salazar, H. (2016). *Evaluación de la formación de emulsiones en procesos de combustión in-situ bajo condiciones de exceso de oxígeno* (tesis de maestría). Universidad Nacional de Colombia, Medellín, Colombia.
- Sandler, J., Fowler, G., Cheng, K., & Kovscek, A. R. (2014). Solar-generated steam for oil recovery: Reservoir simulation, economic analysis, and life cycle assessment. *Energy Conversion and Management*, 77, 721–732. doi:10.1016/j.enconman.2013.10.026
- Schirmer, R. M., & Eson, R. L. (1985). A Direct-Fired Downhole Steam Generator-From Design to Field Test. *Journal of Petroleum Technology*, 37(10), 1903–1908. doi:10.2118/10705-pa
- Schlipf, D., Stepper, R., & Schneider, G. (2014). *Capacidad de localización de CSP Análisis y Potencial Energético en Chile*. Santiago de Chile: Deutsche gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (gIZ) gmbH. Recuperado de <https://www.4echile.cl/4echile/wp-content/uploads/2017/03/Capacidad-de-localizacion-CSP-GIZ-2014-1.pdf>
- Schlipf, D., Stepper, R., & Schneider, G. (2014). *Tecnología de Almacenamiento de CSP Últimos Desarrollos*. Santiago de Chile: Deutsche gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (gIZ) gmbH. Recuperado de <https://www.4echile.cl/4echile/wp-content/uploads/2017/03/Tecnologia-de-Almacenamiento-de-CSP.pdf>
- Schlumberger. (2018). Teor. *Schlumberger*. Recuperado de: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/t/teor.aspx>
- Sierra, R., Tripathy, B., Bridges, J. E., & Farouq, S. M. (2001). Promising Progress in Field Application of Reservoir Electrical Heating Methods. *SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium*. doi:10.2118/69709-MS
- Sun, H. J., Hu, S. Q., & Li, P.W. (2014). ISC application in heavy oil reservoir after CSS. *Advanced Materials Research*, 962-965, 443-447. doi: 10.4028/www.scientific.net/AMR.962-965.443
- Thomas, S. (2008). Enhanced Oil Recovery-An Overview. *Oil & Gas Science and Technology*, 63(1), 9-19. doi: 10.2516/ogst:2007060
- Trigos, E., Zafra, T., Garcia, Y., y Muñoz, S. (2012). Estudio de la factibilidad de implementar inyección cíclica de vapor en un campo colombiano. *Fuentes El Reventón Energético*, 10(1), 49-54.

- Van Heel, A. P., Van Wunnik, J. N. M., Bentouati, S., & Terres, R. (2010). The Impact Of Daily And Seasonal Cycles In Solar-Generated Steam On Oil Recovery. *SPE EOR Conference at Oil & Gas West Asia*. doi:10.2118/129225-ms
- Vargas, C. A. (2009). Nuevos aportes a la estimación del potencial de hidrocarburos en Colombia. *Revista de la Academia Colombiana de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales*, 33(126), 17-43.
- 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
- Viebahn, P., Lechon, Y., & Trieb, F. (2011). The potential role of concentrated solar power (CSP) in Africa and Europe-A dynamic assessment of technology development, cost development and life cycle inventories until 2050. *Elsevier Energy Policy*, 39(8), 4420–4430. doi:10.1016/j.enpol.2010.09.026
- Villaquirán, A., Rodríguez, A, Muñoz, S. (2017) Evaluación de la influencia de los gases de combustión en procesos de inyección continua de vapor utilizando generadores de vapor en fondo. *Rev.ion*, 30(2), 65-77. DOI: <http://dx.doi.org/10.18273/revion.v30n2-2017006>
- Xia, T. X., & Greaves, M. (2001). Downhole Upgrading Athabasca Tar Sand Bitumen Using THAI - SARA Analysis. *SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium*. doi:10.2118/69693-ms

ANEXOS

Anexo A. Apéndice Nomenclatura de la Industria

Industry	Code
Agriculture and livestock	AGRI
Fishing	FISH
Crude petroleum and natural gas	CPET
Food, beverages and tobacco	FOOD
Textiles and wearing apparel	TEXT
Wood and wood products	WOOD
Paper products, printing and publishing	PAPE
Petroleum refining	PREF
Other chemical products	OCHE
Non-metallic products	NMET
Basic metal products	BMET
Fabricated metal products	FMET
Other manufacturers	OMAN
Electricity and gas	ELEC
Water	WATE
Construction	CONS
Wholesale and retail trade	TRAD
Hotels and restaurants	HOSP
Transport and storage	TRAN
Communication	COMM
Financial institutions	FINI
Insurance	INSU
Real estate	REST
Public administration	PUBL
Sanitary services	SANI
Education services	EDUC
Medical and health services	MEDI
Recreational and cultural services	RECR
Personal and household services	PERS