



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**La descarbonización industrial y
la sostenibilidad en la
recuperación mejorada de
aceite pesado mediante
inyección de vapor**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Eduardo Rodrigo Bello Navarrete

DIRECTOR DE TESIS

M.C. Ulises Neri Flores



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2025



**PROTESTA UNIVERSITARIA DE INTEGRIDAD Y
HONESTIDAD ACADÉMICA Y PROFESIONAL
(Titulación con trabajo escrito)**



De conformidad con lo dispuesto en los artículos 87, fracción V, del Estatuto General, 68, primer párrafo, del Reglamento General de Estudios Universitarios y 26, fracción I, y 35 del Reglamento General de Exámenes, me comprometo en todo tiempo a honrar a la institución y a cumplir con los principios establecidos en el Código de Ética de la Universidad Nacional Autónoma de México, especialmente con los de integridad y honestidad académica.

De acuerdo con lo anterior, manifiesto que el trabajo escrito titulado LA DESCARBONIZACION INDUSTRIAL Y LA SOSTENIBILIDAD EN LA RECUPERACION MEJORADA DE ACEITE PESADO MEDIANTE INYECCION DE VAPOR que presenté para obtener el título de INGENIERO PETROLERO es original, de mi autoría y lo realicé con el rigor metodológico exigido por mi Entidad Académica, citando las fuentes de ideas, textos, imágenes, gráficos u otro tipo de obras empleadas para su desarrollo.

En consecuencia, acepto que la falta de cumplimiento de las disposiciones reglamentarias y normativas de la Universidad, en particular las ya referidas en el Código de Ética, llevará a la nulidad de los actos de carácter académico administrativo del proceso de titulación.

EDUARDO RODRIGO BELLO NAVARRETE
Número de cuenta: 316157720

Agradecimientos

Primeramente, agradezco a Jehová Dios por permitirme la vida, disfrutar de la salud y protección que nos brinda a mi familia y a mí, también por permitirme experimentar nuevas cosas, como realizar este trabajo y por poner en mi camino a personas tan maravillosas que gracias a cada uno de ellos he podido aprender algo que ha influido en que yo pudiera ser la persona que soy hoy.

A mis padres, que han sido mi apoyo toda mi vida y en esta etapa que está por concluir, ya que sin su ayuda terminar mis estudios no hubiera sido posible y por darnos lo mejor a mis hermanos y a mí siempre con su arduo trabajo durante todos estos años. A mi madre Mercedes Navarrete Pioquinto que ha sido mi apoyo emocional en momentos difíciles, me corrige con amor y comprensión demostrándome que la vida tiene su lado bueno y me ha enseñado a disfrutar lo mejor de esta, por llenarnos de amor a cada uno de mis hermanos, impulsándonos a siempre ser mejores personas y superarnos constantemente.

A mi padre Rodrigo Bello Martínez que ha sido el pilar de mi familia, enseñándonos con disciplina y rectitud, por brindarme un techo donde vivir, agradezco su trabajo fuerte para traer lo mejor a casa para mis hermanos, para mi mamá y para mí, ya que en la mayoría de las ocasiones se privaba de darse gustos el mismo por dárselos a su familia y enseñarme a ser disciplinado concluyendo los pendientes a pesar de las adversidades, por enseñarme a que todo es posible con la ayuda y bendición de Jehová.

A mis hermanos, Jair de Jesús Bello, Alejandro Bello y Paulo Cesar Bello que a pesar de las diferencias he aprendido algo de cada uno de ellos, y por demostrarme que pase lo que pase estarán ahí para apoyarme cuando los necesite.

A mi director de tesis, el M.I. Ulises Neri Flores, por su orientación experta y por creer en mí. Su paciencia y dedicación han sido fundamentales para el desarrollo de este trabajo.

A mis compañeros de clase, y de experiencias quienes compartieron conmigo tanto momentos de estudio como de ocio, gracias por su apoyo y por hacer de esta experiencia algo inolvidable.

A Enoc Pérez y José de la Peña quienes han sido una parte muy importante en mi desarrollo personal, brindándome su apoyo incondicional no solo en cuestiones académicas, sino en situaciones de mi vida personal y por convertirse en mis compañeros de aventuras y experiencias lo que llevo a que sean personas tan importantes que puedo considerar como si fueran familia.

A mis amigas y amigos, Sarafí Mar, Nickol Ramírez, José Menchaca por compartir experiencias inolvidables, por su apoyo, consejos y por hacer más amena mi estancia en la Facultad de ingeniería.

A mis profesores que forman parte de mi jurado, por compartirme un poco de su conocimiento y experiencias dándome sus consejos e incitarme por aprender más día con día. Y en especial al Ingeniero Antonio Sánchez Pérez QEPD al cual estimo mucho y del cual aprendí bastante y descubrí un gran interés por la ingeniería de perforación, así como por sus tips y recomendaciones que han hecho mi vida un poco más sencilla.

A mí mismo por no darme por vencido incluso en los momentos más difíciles, por siempre cumplir lo que me propongo y por no rendirme durante los días más difíciles en mi proceso de mi cambio físico, emocional y personal.

Y finalmente a la Facultad de ingeniería y a la Universidad Nacional Autónoma de México por brindarme una excelente educación y formación.

Entonces, ¿qué diremos sobre estas cosas? Si Dios está de nuestra parte, ¿quién podrá estar en contra de nosotros?, Romanos (8:31).

Índice

Abstract	1
Introducción	2
Objetivo	4
Objetivo principal.....	4
Objetivos Secundarios	4
Metodología	4
Capítulo I. Recuperación Mejorada para aceites pesados mediante procesos térmicos.	6
1.1 Clasificación de los fluidos de yacimientos petroleros	6
1.1.1 Aceite negro.....	6
1.1.2 Aceite volátil.....	7
1.1.3 Gas y condensado	7
1.1.3 Gas húmedo	8
1.1.5 Gas seco.....	9
1.2 Métodos de recuperación del aceite	10
1.2.1 Recuperación Primaria.	10
1.2.2 Recuperación Secundaria.....	11
1.2.3 Recuperación Terciaria o Mejorada	12
1.3 Aceites pesados	12
1.3.1 Características de los aceites pesados y extrapesados	12
1.4 Inyección de agua caliente.....	14
1.5 Inyección de vapor	15
1.5.1 Inyección continua de vapor	15
1.5.2 Inyección cíclica de vapor	16
1.5.3 VAPEX	17
1.5.4 SAGD.....	19
1.6 Combustión in-situ	21
.....	21
1.7 Cogeneración.....	21

1.8 Situación de la recuperación mejorada en México.....	23
Capítulo II. La industria de los hidrocarburos y su contexto actual en la transición energética.	25
2.1 La evolución y perspectivas de la matriz energética.....	25
2.2 Transición energética.....	30
2.2.1 ¿Qué es la descarbonización industrial?.....	32
2.2.2 ¿Qué es la sostenibilidad?.....	33
2.3 Situación actual en México.....	35
2.3.1 Políticas públicas que favorece la descarbonización industrial y la sostenibilidad.....	40
2.3.2 Industria petrolera nacional.....	44
2.3.3 Experiencias internacionales y oportunidades para México.....	48
Capítulo III. Opciones técnicas y estrategias para la descarbonización industrial en la industria de hidrocarburos.....	54
3.1 Resumen de la energía renovable en la operación petrolera.....	54
3.2 Reducción y detención de emisiones de metano.....	56
3.3 Aprovechamiento del gas.....	58
3.4 Eficiencia energética.....	60
3.5 CCUS como recuperación mejorada.....	61
Capítulo IV. Alternativa sustentable para la recuperación mejorada con inyección de vapor.....	64
4.1 Energía solar, ¿Cómo se puede aprovechar?.....	64
4.2 Tipos y capacidades de generación térmica de los paneles solares térmicos.....	66
4.3 Ventajas sobre otros métodos de generación de energía.....	68
4.4 Generación de vapor mediante paneles solares.....	71
4.5 Ventajas y desventajas sobre otros métodos de generación de vapor.....	75
4.6 Ejemplos de aplicación de utilización de energía solar en la operación petrolera-Generación de vapor en Omán.....	76

4.6.1 Miraah.....	76
4.6.2 Amal I.....	77
4.6.3 Amal II.....	79
4.7 Campo en México con posible adaptación.....	81
4.7.1 Características.....	83
4.8 Infraestructura adaptable en México.....	87
Capítulo V. Caso de estudio y oportunidad para México.....	88
5.1 Potencial de desarrollo para los campos de aceite pesado en México.....	88
5.2 Potencial de desarrollo por medio de inyección de vapor para incrementar la producción de crudo.....	89
5.2.1 Costos de producción de vapor mediante paneles solares.....	89
5.2.2 Alcances y análisis económico.....	90
5.2.3 Retos en la generación de vapor por método convencional.....	92
5.3 Estudio de factibilidad en el yacimiento A.....	93
5.4 Marco de las Naciones Unidas para la Clasificación de Recursos (UNFC).....	94
5.4.1 Análisis de resultados obtenidos y clasificación.....	102
5.4.2 Sistema de las Naciones Unidas para la Gestión de los Recursos UNRMS.....	103
Conclusiones.....	106
Recomendaciones.....	109
Referencias.....	111

Índice de Figuras y Tablas

Figura 1.1.2 Diagrama de fase típico de un yacimiento de aceite negro	6
Figura 1.1.2 Diagrama de fase típico de un yacimiento de aceite volátil	7
Figura 1.1.3 Diagrama de fase típico de un yacimiento de gas y condensado	8
Figura 1.1.4 Diagrama de fase típico de un yacimiento de gas húmedo	9
Figura 1.1.5 Diagrama de fase típico de un yacimiento de gas seco	9
Tabla 1 1.1 Criterios para la clasificación de los fluidos, (León 2013).	10
Tabla 1.2.1 Mecanismos de Recuperación primaria	10
Figura 1.2.2.1 Recuperación mejorada mediante inyección de agua	11
Figura 1.2.2.2 Recuperación secundaria mediante inyección de gas	12
Tabla 1.3.1.1 Clasificación del petróleo crudo a partir de su gravedad API	13
Figura 1.3.1 Comportamiento de la viscosidad al cambio de temperatura	13
Tabla 1.3.1.2 Propiedades del Aceite pesado.....	14
Tabla 1.3.1.3 Reservas de petróleo en México (CNH, 2024).....	14
Figura 1.5.1 Proceso de inyección continua de vapor	16
Figura 1.5.2 Proceso de una inyección cíclica de vapor	17
Figura 1.5.3.1 Esquema representativo del proceso de recuperación mejorada VAPEX, vista frontal, (elaboración propia)	18
Figura 1.5.3.2 Esquema representativo del proceso de recuperación mejorada VAPEX, vista lateral, (elaboración propia).....	19
Figura 1.5.4.1 Arreglo de un sistema SAGD Vista lateral	20
Figura 1.5.4.2 Funcionamiento del método SAGD Vista frontal	20
Figura 1.6 Proceso de una Combustión In-situ	21
Figura 1.7 Cogeneración con un ciclo combinado.....	23
Figura 1.8.1 Grafica 1 Volumen de aceite remanente en México (CNH, 2012)	23
Figura 1.8.2 Factor de recuperación de los yacimientos de México (elaborada por la CNH)	24
Figura 2.1.1 Consumo energético mundial total	25
Figura 2.1.2 Consumo energético mundial por región.....	26
Figura 2.1.3 TPES: Total Primary Energy Supply (Oferta total de energía primaria)	27
Figura 2.1.4 TPES: Total Primary Energy Supply (Oferta total de energía primaria de Francia)	27
Figura 2.1.5 TPES: Total Primary Energy Supply (Oferta total de energía primaria de México).....	28
Figura 2.1.6 Proyección de la demanda energética mundial para el 2045	29
Figura 2.2.2 Objetivos de Desarrollo Sostenible	34
Figura 2.3.3.1 Esquema representativo del proceso de CCUS	50
Figura 2.3.3.2 Infraestructura de manejo de hidrogeno en refinerías	51
Figura 2.3.3.3 Energía eólica marina	52
Figura 2.3.3.4 Producción de energía geotérmica.....	53
Figura 3.1 Esquema para un enfoque integral para la electrificación del pozo y la plataforma a través de microrredes.....	55

Figura 3.5.1	Proceso de recuperación mejorada mediante inyección de CO ₂	62
Figura 3.5.2	Proceso ideal del correcto manejo del CO ₂ para la recuperación mejorada del petróleo (EIA, 2019).....	63
Figura 4.2.1	Principio de funcionamiento de una planta solar térmica de torre central	66
Figura 4.2.2	Planta solar térmica de torre central PS10 y PS20 en Sevilla, España.	66
Figura 4.2.4	Invernadero de una planta solar térmica de espejos parabólicos, (Glasspoint).....	67
Figura 4.2.3	Principio de funcionamiento de una planta solar térmica de espejos parabólicos.....	67
Figura 4.2.6	Planta solar térmica de discos parabólicos en California, Estados Unidos.....	68
Figura 4.2.5	Principio de funcionamiento de una planta solar térmica de discos parabólicos.....	68
Figura 4.4.1	Esquema representativo del área de campo que necesita cada método. (Glasspoint).....	71
Figura 4.4.2	Esquema representativo de como ayuda un invernadero a proteger los paneles solares de factores externos, (Glasspoint).....	72
Figura 4.4.3	Funcionamiento de captación de los rayos solares en un invernadero de valles parabólicos.....	73
Figura 4.4.4	Esquema representativo del ciclo de funcionamiento de un campo solar de valles parabólicos	73
Tabla 4.5	Ventajas y desventajas de los métodos de generación de vapor.....	75
Figura 4.6.2	Ubicación geográfica del campo Amal (Glasspoint)	78
Figura 4.6.3	Planta solar térmica del campo Amal en Omán.....	80
Figura 4.6.2	Planta solar térmica en Omán	80
Figura 4.7	Radiación solar directa normal de México.....	82
Tabla 4.7.1	Datos generales del campo Samaria	84
Figura 4.7.1	Ubicación geográfica del campo Samaria, (CNH).....	84
Tabla 4.7.3	Datos de los fluidos del campo Samaria	85
Tabla 4.7.2	Datos petrofísicos del campo Samaria	85
Figura 4.7.2	Pronóstico de producción del campo Samaria	86
Figura 4.8	Generador de vapor utilizado en la prueba piloto del campo Samaria .	87
Tabla 5.2.1	de parámetros de costos de una planta térmica solar	90
Tabla 5.2.2.1	Gastos de producción de la alternativa seleccionada	90
Figura 5.2.2.2	Pronostico de Producción del campo Samaria	91
Tabla 5.2.2.3	Indicadores económicos método convencional.....	91
Tabla 5.2.2.4	Tabla de indicadores económicos escenario 100% solar.....	92
Figura 5.3.1	Ubicación de la planta térmica solar.....	93
Figura 5.4.1	UNFC Categorías y Ejemplos de Clases	95
Tabla 5.4.1	Versión abreviada de UNFC, que muestra las clases primarias	97
Tabla 5.4.2	Clases y subclases de la UNFC definidas por subcategorías.....	98

Tabla 5.4.4 Eje F – Viabilidad técnica y madurez	99
Tabla 5.4.3 Eje E – Viabilidad ambiental y socioeconómica	99
Tabla 5.4.5 Eje G – Grado de confianza.....	100
Tabla 5.4.6 Subcategorías de la categoría E.....	101
Tabla 5.4.7 Subcategorías de la categoría F	101
Tabla 5.4.7 Subcategorías de la categoría G	102
Figura 5.4.1.1 Ubicación del proyecto de Planta térmica solar en el campo Samaria en UNFC	103
Figura 5.4.2.1 Principios fundamentales de la gestión sostenible de los recursos	105
Figura 5.4.2.2 Estándares UNFC-UNRMS	106

Siglas, Abreviaturas y Acrónimos	Significado
°API	Unidad de medida para el petróleo propuesta por el American Petroleum Institute
°C	Grados Celsius
°F	Grados Fahrenheit
CO ₂	Dióxido de carbono
m	Metros
m ²	Metros cuadrados
BTU	Unidad Térmica Británica
Km	Kilómetros
Cp	Centipoise
Kg	Kilogramos
γ	Gravedad específica
1P	Reservas probadas
2P	Reservas probadas + reservas probables
2P	Reservas probadas + reservas probables + reservas posibles
PCE	Petróleo Crudo Equivalente
VAPEX	Método de extracción de petróleo asistida por vapor
SADG	Drenaje por gravedad asistido por vapor
In-situ	En el lugar del yacimiento
HRSG	Heat Recovery Steam Generator
OTSG	Proceso de Caldera del Generador de Vapor de paso único
IOR	Recuperación Secundaria
EOR	Recuperación Mejorada
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos
MMB	Millones de barriles
Kg/MWh	Kilogramos por mega watt hora
NZE	Emisiones Netas Cero
AIE	Agencia Internacional de Energía
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo
CCUS	Captura, uso y almacenamiento de carbono
SBN	Soluciones Basadas en Naturaleza
ONU	Organización de las Naciones Unidas
ODS	Objetivos de Desarrollo Sostenible
PND	Plan Nacional de Desarrollo
GEI	Gases de Efecto Invernadero
MMBD	Millones de Barriles por día
CPEUM	Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos
LAERFTE	Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Funcionamiento de la Transición Energética
ENTEASE	Estrategia Nacional para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía
PEMEX	Petróleos Mexicanos
CFE	Comisión Federal de Electricidad

UPSTREAM	Sector de la industria petrolera que se encarga de la exploración, desarrollo y producción de petróleo y gas
MT	Millones de Toneladas
ODGC	Carta de Descarbonización del Petróleo y el Gas
COP28	La 28ª Conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
CSP	Uso de Luz Solar Concentrada
CPV	Energía Fotovoltaica Concentrada
DNI	Mediciones de Irradiancia Normal Directa
BAR	Bares
PDO	Petroleum Development Oman
GNL	Gas Natural
MW	Mega watts
GWh/año	Giga watts por hora al año
LTI	Libre de accidentes con pérdida de tiempo
USD	Dólares
MMUSD	Millones de dólares
MMBTU	Millones de BTU
MBD	Miles de barriles por día
MMPCD	Millones de Pies cúbicos por día
VPN AI	Valor Presente Neto antes de impuestos
VPN	Valor Presente Neto
VPI	Valor presente de la inversión
TIR	Tasa interna de retorno
S	Saturación
PSI	Libras por pulgada cuadrada
RGA	Relación Gas Aceite
Scf/SBT	Estandar cubic feet/standar barrels o pies cuicos estándar / barriles estándar

Abstract

The enhanced oil recovery of heavy oils through thermal processes in Mexico has been a topic of limited exploration in recent years. This study aims to analyze the characteristics of heavy and extra-heavy oils, as well as the available recovery methods, with a particular emphasis on thermal techniques. In the context of the energy transition, the current situation of the oil sector in Mexico is examined, evaluating the importance of industrial decarbonization and sustainability in relation to public policies that promote these concepts.

Additionally, the potential impact of renewable energies on the hydrocarbon industry is investigated, focusing on the mitigation of methane emissions through the optimization of gas usage to achieve greater energy efficiency. Sustainable energy alternatives are analyzed, highlighting solar energy generation and its comparison with conventional methods.

As a practical case, enhanced recovery using solar energy in Oman is studied, seeking to identify reservoirs in Mexico that are suitable for the adaptation of this technology. Finally, the development potential of heavy oil reservoirs in Mexico is assessed through a case study that includes a comparative economic analysis of two scenarios: steam generation through conventional processes and solar steam generation. The results of this analysis will allow for conclusions and recommendations for future research in the field.

Introducción

La recuperación mejorada de aceites pesados mediante procesos térmicos en México ha recibido poca atención en los últimos años. Este trabajo tiene como objetivo analizar las características de los aceites pesados y extrapesados, así como los métodos de recuperación disponibles, con un enfoque especial en las técnicas térmicas, para así determinar su potencial de desarrollo.

Actualizando los métodos de recuperación mejorada en México, aplicando diferentes técnicas y nuevas tecnologías que permitan eficientar la producción nacional de hidrocarburos, buscando una eficiencia energética para asegurar los recursos de las generaciones futuras, preservando y cuidando el medio ambiente.

Se identificará la factibilidad de los métodos de generación solar térmica y los métodos de generación de energía convencionales, con el fin de mostrar ventajas y desventajas de cada de ellos; para implementar un proceso de recuperación mejorada con menores costos, mayor rentabilidad y más eficiente.

Por lo cual se analizará la metodología y tecnología de la empresa Glasspoint¹ en sus operaciones de recuperación mejorada de aceites pesados en Omán; analizando la factibilidad de un yacimiento en México para implementar esta tecnología; permitiendo adecuarla a las necesidades propias del país, tales como el clima, la geografía, accesibilidad, el ámbito socioambiental, recursos e infraestructura.

Se mostrarán los resultados referentes al estudio de caso del campo Samaria, su factibilidad como proyecto con base en el Marco de las Naciones Unidas para la Clasificación de Recursos (UNFC); mismos que sirven como referencia para otras investigaciones más exhaustivas, así como el alineamiento a los doce principios del Sistema de las Naciones Unidas para la Gestión de Recursos (UNRMS).

¹ (*Projects — GlassPoint.* (s. f.). GlassPoint. <https://www.glasspoint.com/projects>)

Esta investigación está basada y documentada en artículos y casos prácticos realizados por Glasspoint y la Sociedad de Ingenieros Petroleros (SPE) la cual permanece en constante actualización.

Objetivo

Objetivo principal

Identificar y analizar las oportunidades que presenta México para optimizar y actualizar la recuperación mejorada de aceites pesados, buscando la implementación nuevas tecnologías que contribuyan a la descarbonización y promuevan la sostenibilidad en la industria petrolera.

Objetivos Secundarios

1. Aplicar un estudio de factibilidad que incluye un análisis económico para evaluar la viabilidad técnica, económica y ambiental al combinar métodos de generación de energía para la recuperación mejorada, considerando fuentes renovables en un yacimiento mexicano
2. Optimizar recursos, reducir costos operativos y minimizar las emisiones de carbono.
3. Elaborar un estudio de factibilidad al proyecto propuesto utilizando la metodología del Marco de las Naciones Unidas para la Clasificación de Recursos (UNFC).

Metodología

En el capítulo 1 se aborda el concepto de petróleo, su clasificación y propiedades de cada tipo, recurriendo a McCain, W. D. (1990). Properties of Petroleum Fluids. Poniendo atención en las características de los petroleros pesados. Así como los métodos de recuperación del petróleo, haciendo énfasis en los métodos de recuperación mejorada térmicos. Finalizando con una introducción a la situación actual de la industria petrolera mexicana.

En el capítulo 2 en el contexto de la transición energética, se llevará a cabo un análisis de la situación actual del sector petrolero en México, evaluando la relevancia de la descarbonización industrial y la sostenibilidad, considerando las políticas públicas que las promueven.

En el capítulo 3 se analizará la importancia de las estrategias y opciones técnicas disponibles para la industria de hidrocarburos, incluyendo el potencial impacto positivo de las energías renovables.

En el capítulo 4 se investigarán alternativas energéticas sostenibles, como la generación de energía solar, y se comparan sus ventajas y desventajas frente a los métodos convencionales. Como caso práctico, se examinará la recuperación mejorada mediante energía solar en Omán, buscando identificar yacimientos en México que puedan adaptarse a esta tecnología.

En el capítulo 5 se realizará una evaluación del potencial de desarrollo de yacimientos de petróleo pesado en México mediante un estudio de caso que analice las oportunidades existentes. Este estudio de caso incluirá un análisis económico comparativo de dos escenarios: la generación de vapor mediante procesos convencionales y la generación de vapor solar. Se hará un análisis de factibilidad de este estudio con base en la metodología del Marco de las Naciones Unidas para la Clasificación de Recursos (UNFC). Los resultados permitirán formular conclusiones y recomendaciones para futuras investigaciones.

Capítulo I. Recuperación Mejorada para aceites pesados mediante procesos térmicos.

1.1 Clasificación de los fluidos de yacimientos petroleros

El petróleo es un recurso natural no renovable que se encuentra en yacimientos subterráneos. Está compuesto por una mezcla de hidrocarburos que deben estar en condiciones específicas de presión y temperatura para su generación. No todos los fluidos se generan en las mismas condiciones, por lo que existe una clasificación específica para cada tipo de fluido.

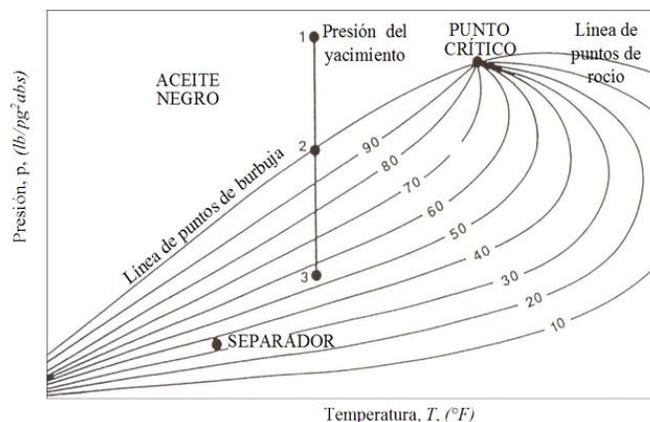
1.1.1 Aceite negro

Los aceites negros comprenden una amplia gama de compuestos químicos, incluyendo moléculas grandes, pesadas y no volátiles. Los diagramas de fase muestran de manera predecible un amplio rango de temperatura y los puntos críticos están muy por encima de la pendiente de la envolvente de fase; comúnmente son yacimientos de bajo encogimiento.

Las principales características son:

- Los aceites negros se caracterizan por tener RGA inicial inferior o igual a 2,000 scf/STB.
- El aceite en el separador usualmente tiene una densidad menor a 45° API.
- Color del aceite: negro, café oscuro o verde oscuro.²

Figura 1.1.2 Diagrama de fase típico de un yacimiento de aceite



² McCain, W. D. (1990). *Properties of Petroleum Fluids*.

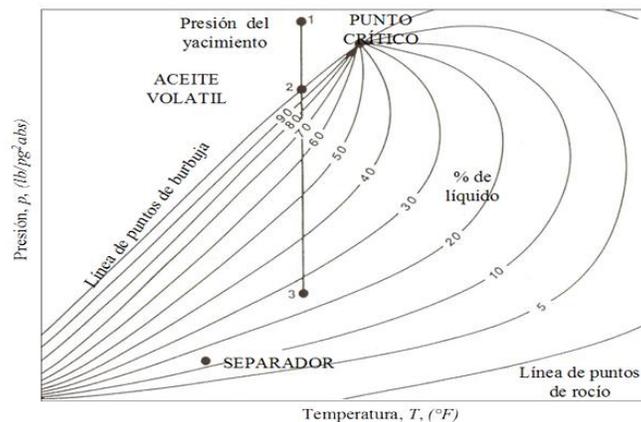
1.1.2 Aceite volátil

Los aceites volátiles contienen una proporción relativamente menor de moléculas pesadas y una mayor cantidad de compuestos en comparación con los aceites negros. El rango de temperatura cubierto por la envolvente de fase es menor, pero es de mayor interés la posición del punto crítico, un aceite volátil puede convertirse en hasta un 50% de gas en el yacimiento a solo pocos cientos de PSI (Libra por pulgada cuadrada) por debajo del punto de burbuja.

Las principales características son:

- Los aceites volátiles se caracterizan por tener RGA inicial de entre 2,000 y 3,000 scf/STB.
- El aceite en el separador usualmente tiene una densidad mayor a 45° API.
- Color del aceite: café, naranja o en ocasiones verde.

Figura 1.1.2 Diagrama de fase típico de un yacimiento de aceite volátil



McCain, W. D. (1990). Properties of Petroleum Fluids.

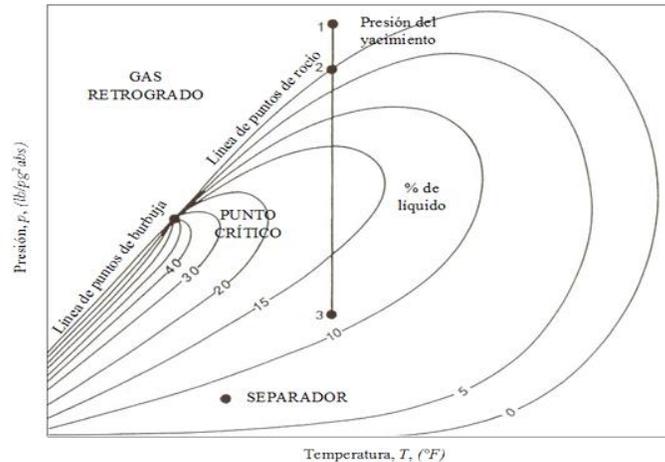
1.1.3 Gas y condensado

El diagrama de fase de aceite y condensado es algo más que eso para los aceites, y el punto crítico está más abajo en el lado izquierdo de la envolvente de fase. Estos cambios son el resultado de gases retrógrados que contienen menos hidrocarburos pesados que los aceites. Posee una temperatura crítica inferior a la temperatura del yacimiento y un cricondenterma superior a la presión del yacimiento.

Las principales características son:

- El gas y condensado se caracteriza por tener RGA inicial de entre 8,000 y 70,000 scf/STB.
- El aceite en el separador usualmente tiene una densidad mayor a 50° API.
- Color del aceite: marrón, anaranjado, verdoso o trasparente.

Figura 1.1.3 Diagrama de fase típico de un yacimiento de gas y condensado



McCain, W. D. (1990). Properties of Petroleum Fluids.

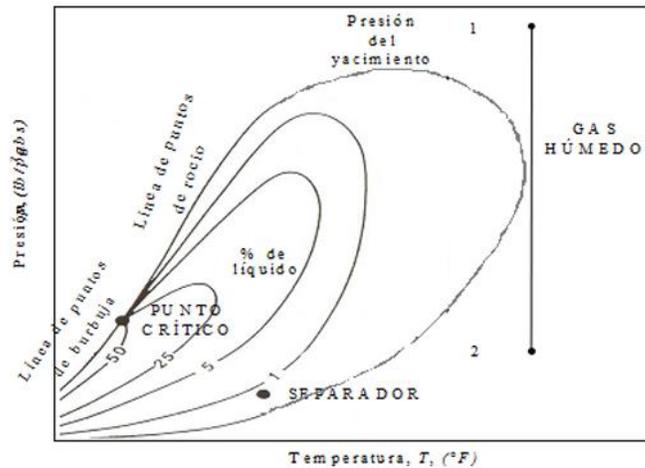
1.1.3 Gas húmedo

El diagrama de fases completo de una mezcla de hidrocarburos está compuesto principalmente por moléculas más pequeñas que están por debajo de la temperatura del yacimiento. Un gas húmedo existe únicamente como gas en el yacimiento durante la reducción de la presión del yacimiento.

Las principales características son:

- El gas húmedo se caracteriza por tener RGA inicial de entre 6,000 y 100,000 scf/STB.
- El aceite en el separador usualmente tiene una densidad mayor a 60° API.
- Color del aceite: trasparente.

Figura 1.1.4 Diagrama de fase típico de un yacimiento de gas húmedo



McCain, W. D. (1990). Properties of Petroleum Fluids.

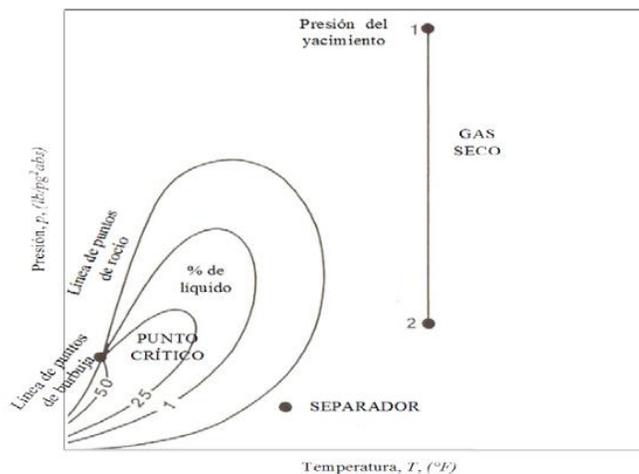
1.1.5 Gas seco

La palabra "seco" en gas seco indica que el gas no contiene suficientes moléculas pesadas para partir del líquido de hidrocarburo en la superficie. Por lo general, el agua se condensa en la superficie.

Las principales características son:

- El gas seco se caracteriza por tener RGA inicial mayor a 100,000 scf/STB.
- La producción es solo gas.

Figura 1.1.5 Diagrama de fase típico de un yacimiento de gas seco



McCain, W. D. (1990). Properties of Petroleum Fluids.

A continuación, se presenta la clasificación de los yacimientos de México:

Tabla 1 1.1 Criterios para la clasificación de los fluidos, (León 2013).

Propiedad	Aceite negro	Aceite ligero	Aceite volátil	Gas y condensado
Densidad relativa del líquido API (°API)	< 32	32 - 38	> 38	42 - 62
RGA (m ³ /m ³)	< 130	130 - 200	200 - 550	550 - 10000
B _o (bbl/STB)	< 1.5	1.5 - 2.0	> 2.0	-
Contenido C ₇₊ (% Mol)	> 35	25 - 35	12.5 - 25	1 - 12.5
Contenido C ₁ (% Mol)	< 44	32 - 44	44 - 64	> 64
Contenido C ₂ - C ₆ (% Mol)	16 - 28	22 - 32	20 - 28	< 20

1.2 Métodos de recuperación del aceite

1.2.1 Recuperación Primaria.

La recuperación primaria está gobernada principalmente por las fuerzas naturales del yacimiento que influyen en el flujo de fluidos a través del medio poroso. Los factores que afectan el comportamiento del yacimiento son las características geológicas, las propiedades roca-fluido, la mecánica de fluidos y las instalaciones de producción.

La eficiencia de desplazamiento depende principalmente de los mecanismos de producción básicos que se presentan en yacimientos bajo la etapa de producción, los cuales son:

Tabla 1.2.1 Mecanismos de Recuperación primaria

Mecanismo	Presión del yacimiento	Relación Gas-Aceite (RGA)	Producción de agua	Eficiencia	Otros
Expansión roca-fluidos	Declina rápido y continuamente pi>pb	Permanece baja y constante	Ninguna (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	Ninguna (excepto en yacimientos con alta S _{wi})	5-35% promedio: 20%	Requiere bombeo al comienzo de la producción
Empuje por casquete de gas	Declina lento y continuamente	Aumenta continuamente en pozos terminados en zonas estructurales altas	Ausente o insignificante	20-40% Promedio: 25% o más	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 W_o 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)

Dr. Edgar Rangel German, El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación avanzada y mejorada, CNH.

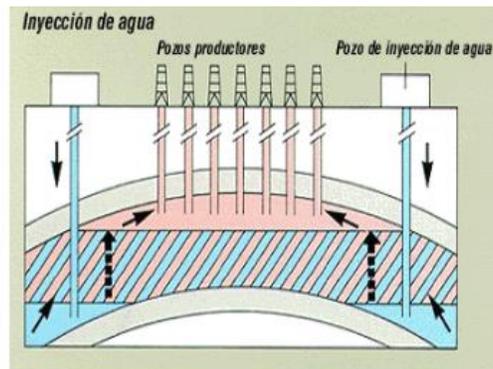
Durante la recuperación primaria, se produce sólo un pequeño porcentaje de los hidrocarburos inicialmente en el lugar, típicamente alrededor del 10% para los yacimientos de petróleo.

1.2.2 Recuperación Secundaria.

Este método de recuperación se lleva a cabo inmediatamente después de que la energía natural de empuje del yacimiento se agota. Se añade energía al yacimiento para reducir la caída de presión en el mismo, mediante la inyección de fluidos que están presentes en el yacimiento como el agua y el gas.

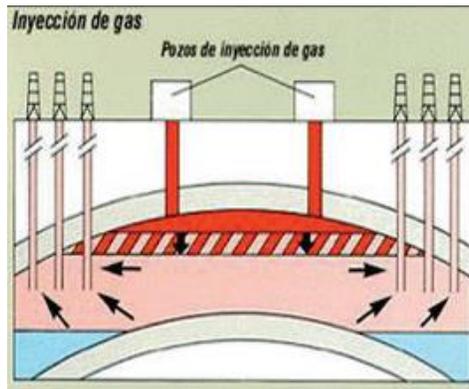
Inyección de agua: se realiza una inundación de agua mediante uno o varios pozos inyectoros en el yacimiento con el fin de que el aceite sea barrido por el agua con ayuda de la densidad y de la gravedad hacia los pozos productores, aumentando el factor de recuperación del aceite.

Figura 1.2.2.1 Recuperación mejorada mediante inyección de agua



Inyección de gas: se adiciona gas al casquete de gas ya existente en el yacimiento, con el propósito de mantener la presión y proporcionar energía para que el aceite sea barrido hacia la zona de los pozos productores.

Figura 1.2.2.2 Recuperación secundaria mediante inyección de gas



1.2.3 Recuperación Terciaria o Mejorada

La recuperación terciaria o mejorada comprende los procesos mediante los cuales se inyectan sustancias que no están presentes en el yacimiento, esto con la finalidad de hacer un cambio físico-químico en las características originales, para aumentar el factor de recuperación del aceite y reducir la caída de presión, estos procesos son realizados principalmente en yacimientos maduros, los cuales han agotado su energía natural.

Los procesos de recuperación mejorada permiten extraer volúmenes de aceite que no serían capaces de producirse mediante métodos de recuperación primaria o incluso recuperación secundaria. Dentro de los métodos de recuperación mejorada existen dos tipos, los procesos térmicos y los no térmicos, los métodos térmicos se dividen en: inyección de agua caliente, combustión insitu, calentamiento eléctrico e inyección de vapor, que a su vez se divide en SAGD y VAPEX.

Los métodos no térmicos son: inyección de sustancias miscibles con el aceite, inyección de químicos como polímeros y surfactantes, inyección de gases inmiscibles como el CO_2 e inyección de espumas.

1.3 Aceites pesados

1.3.1 Características de los aceites pesados y extrapesados

Para clasificar el petróleo se cuenta con una unidad de medida oficial propuesta por el American Petroleum Institute (API) por sus siglas en inglés que los clasifica a partir de su gravedad específica con la siguiente fórmula:

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{\gamma} - 131.5 \text{ a } 60^{\circ}\text{F}$$

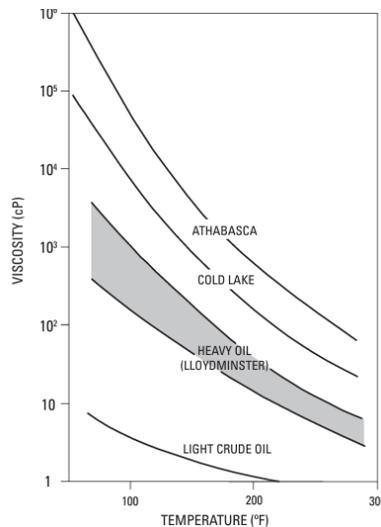
Dependiendo de sus grados API se clasifican de la siguiente manera:

Tabla 1.3.1.1 Clasificación del petróleo crudo a partir de su gravedad API

Crudo	Grados API
<i>Ligero</i>	Mayores a 32 °API
<i>Mediano</i>	Entre 22° y 32 °API
<i>Pesado</i>	Entre 10° y 22 °API
<i>Extrapesado</i>	Menores a 10 °API

Los petróleos curos pesados y extrapesados, “además de alta viscosidad y alta gravedad específica, generalmente presentan una relación hidrógeno-carbono baja, alto contenido de asfalteno, azufre, nitrógeno y metales pesados, además de números ácidos más elevados.” (Energy Glossary, SLB). Los yacimientos de aceite pesado y extrapesado poseen una alta permeabilidad y una alta porosidad.

Figura 1.3.1 Comportamiento de la viscosidad al cambio de temperatura



(Heavy Oil and Natural Bitumen Resources in Geological Basins of the World)

Tabla 1.3.1.2 Propiedades del Aceite pesado

	Pentano	Heptano	(%Peso) en C20+ fracciones de heptano				
			C20+	C	H	N	O
Asfáltenos	17	14.1	83.8	7.5	1.3	1.7	4.8
Resinas	33	37.3	82.8	8.9	1.5	2	4.3
Aromáticos	37	37.2	84.3	10	<0.3	1.1	4
Saturados	12	11.4	86.6	13	<0.3	<0.2	<0.1

Al ser un petróleo con alta viscosidad (resistencia al flujo) los yacimientos con estas características no cuentan con la capacidad de producir aceite con recuperación primaria o incluso con recuperación secundaria, en estos casos lo más conveniente es utilizar métodos térmicos de recuperación de petróleo; la mayoría de estos métodos son costosos, en el caso de México cuenta con las siguientes reservas de petróleo clasificadas en 1P (Reservas probadas), 2P (Reservas probadas + reservas probables), 3P (Reservas probadas + reservas probables + reservas posibles) y PCE (Petróleo curdo equivalente).

Tabla 1.3.1.3 Reservas de petróleo en México (CNH, 2024)

Categoría	Aceite	Gas	PCE
	MMb	MMMpc	MMb
Total 1P	5,978.16	12,291.21	8,382.56
Total 2P	11,077.53	23,295.87	15,529.59
Total 3P	16,382.81	34,852.12	23,146.48

México cuenta con aproximadamente el 59% de sus reservas totales en crudos pesados y extrapesados. Estos recursos son estratégicos para el país; no obstante, requieren mayor atención. En consecuencia, se requiere la actualización tecnológica de los procesos térmicos y la implementación de nuevas técnicas y tecnologías para optimizar su explotación y así aumentar la producción nacional de crudo pesado.

1.4 Inyección de agua caliente

“Método de recuperación térmica en el cual se inyecta agua caliente en un yacimiento a través de pozos de inyección distribuidos especialmente. La inundación con agua caliente reduce la viscosidad del petróleo crudo, permitiéndole

moverse con mayor facilidad hacia los pozos productores. La inundación con agua caliente, también conocida como inyección de agua caliente, generalmente, es menos efectiva que un proceso de inyección de vapor porque el agua tiene un contenido calórico más bajo que el vapor. Sin embargo, es preferible en ciertas condiciones, tal como la sensibilidad de la formación al agua dulce.” (Energy Glossary, SLB).

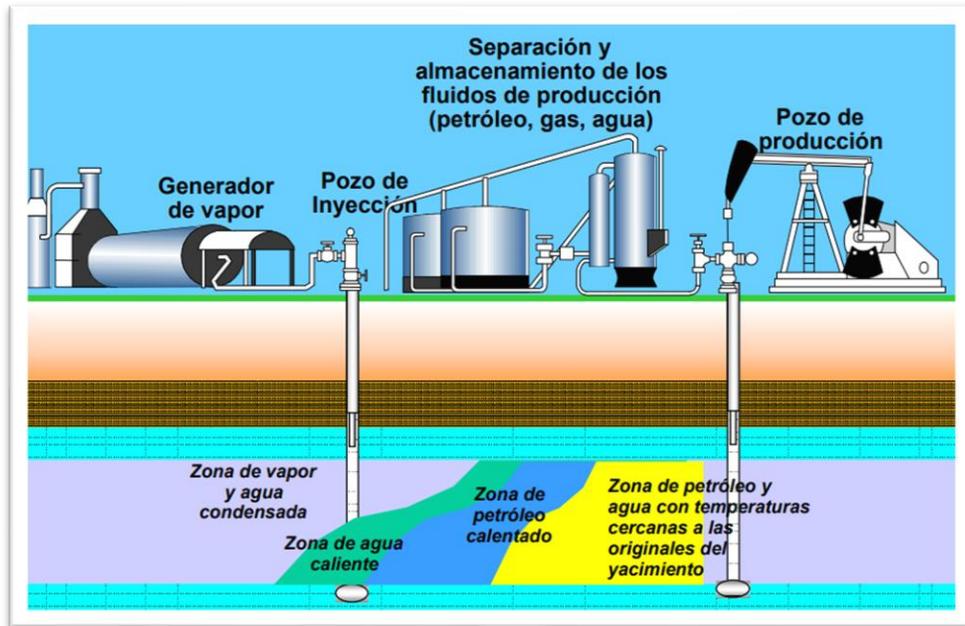
1.5 Inyección de vapor

Es un “método de recuperación térmica por el cual el vapor generado en la superficie se inyecta en el yacimiento a través de pozos de inyección distribuidos especialmente. Cuando el vapor entra al yacimiento, calienta el petróleo crudo y reduce su viscosidad. El calor también destila los componentes ligeros del petróleo crudo, que se condensan en el banco de petróleo por delante del frente de vapor y reduce aún más la viscosidad del petróleo. El agua caliente que se condensa a partir del vapor y el vapor mismo generan un empuje artificial que barre el petróleo hacia los pozos de producción. Otro factor contribuyente que aumenta la producción de petróleo durante la inyección de vapor se relaciona con la limpieza cercana al pozo. En este caso, el vapor reduce la tensión de la interfaz que vincula las parafinas y los asfáltenos a las superficies de la roca, mientras que la destilación con vapor de las fracciones ligeras del petróleo crudo crea un pequeño banco de solvente que puede retirar de manera miscible el petróleo atrapado. La inundación con vapor también se denomina inyección continua de vapor o empuje de vapor.” (Energy Glossary, SLB).

1.5.1 Inyección continua de vapor

Este método consiste en inyectar vapor de manera continua al yacimiento, a través de pozos inyectoros. El vapor actúa como un agente desplazante, pero a diferencia del agua caliente, el vapor destila los componentes más livianos del crudo, facilitando su desplazamiento a la superficie como componentes de hidrocarburos en fase gaseosa y así mediante la inyección continua de vapor, el crudo puede ser producido debido a la destilación por vapor, la reducción de la viscosidad y la expansión térmica.

Figura 1.5.1 Proceso de inyección continua de vapor



(León E., Daniel. (2002). ESTUDIO DE FACTIBILIDAD y MODALIDADES PARA LA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR EN EL YACIMIENTO BACHAQUERO-02. Universidad Central de Venezuela.)

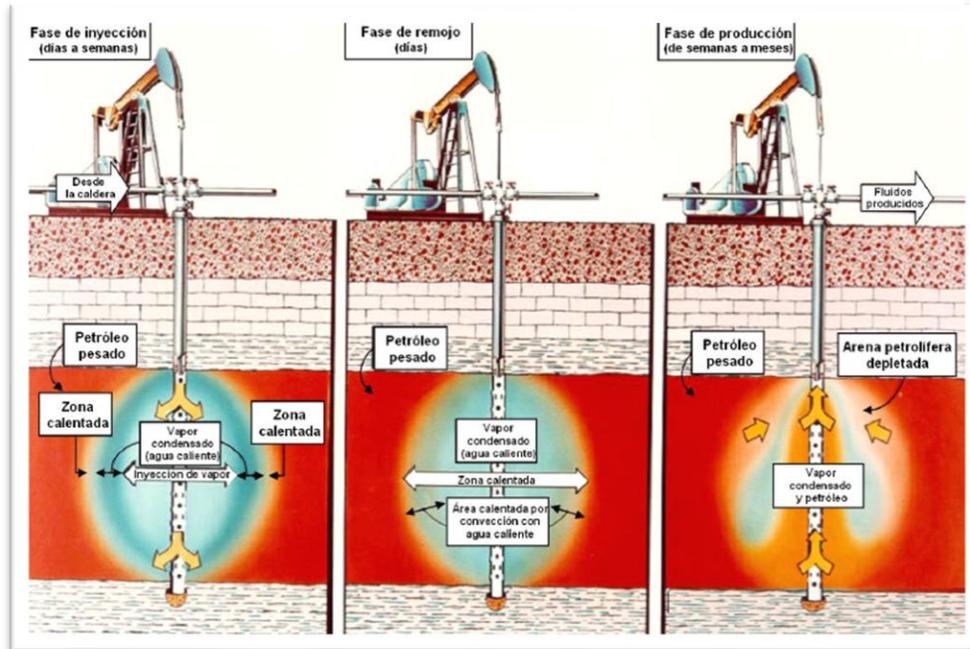
1.5.2 Inyección cíclica de vapor

La inyección cíclica con vapor también se denomina impregnación con vapor o método "huff and puff". El vapor se inyecta en el pozo durante varias semanas a la máxima velocidad posible esto con el objetivo de minimizar las pérdidas de calor. El vapor inyectado calienta la roca y los fluidos alrededor del pozo. Se introduce en la formación debido a la segregación por gravedad, la inyección se realiza preferentemente en estratos de alta permeabilidad y en una relación de viscosidad adversa.

Una vez inyectado el volumen de vapor deseado, generalmente expresado en barriles de agua equivalentes, el pozo puede cerrarse durante aproximadamente una semana. Este proceso se conoce como el período de "remojo" y se cree que fomenta la condensación parcial del vapor, lo que calienta la roca y los fluidos logrando una distribución uniforme del calor inyectado. Durante las fases de inyección de vapor y remojo, la viscosidad original del aceite se reduce significativamente. La expansión térmica del aceite y el agua provoca un ligero

aumento de la saturación del aceite, la presurización de la arena obliga a cualquier gas libre a disolverse.

Figura 1.5.2 Proceso de una inyección cíclica de vapor



(M. En C. Jorge E. López de Cárdenas Mier. (s. f.). *Inyección Alternada de Vapor – Lecciones Aprendidas.*)

1.5.3 VAPEX

La extracción de VAPEX o vapor es una técnica de recuperación mejorada de petróleo que consiste en inyectar un disolvente caliente en un yacimiento de petróleo pesado a través de un pozo horizontal. El disolvente reduce la viscosidad del petróleo pesado, lo que facilita su extracción.

El aceite vivo con disolvente mejorado se drena por gravedad y se produce a través de un pozo de producción horizontal. Existen dos tipos de implementación del método VAPEX: Warm VAPEX e Hybrid VAPEX.

Warm VAPEX

Es un proceso en el que el disolvente se calienta hasta que se condensa en el yacimiento y el líquido esencialmente despoja al aceite pesado/bitumen; también se conoce como reflujo por disolvente térmico.

El disolvente calentado transfiere una cantidad de calor sensible a la interfaz de VAPEX, donde se condensa en la superficie del aceite pesado. La viscosidad del aceite se reduce a partir de la mezcla con el disolvente, tanto por difusión como por convección.

Hybrid VAPEX

Es el momento en que el disolvente se combina con el vapor.

Ambos procesos aprovechan tanto la masa como la transferencia de calor para minimizar la viscosidad lo más rápido posible con el fin de maximizar las tasas de producción.

Figura 1.5.3.1 Esquema representativo del proceso de recuperación mejorada VAPEX, vista frontal, (elaboración propia)

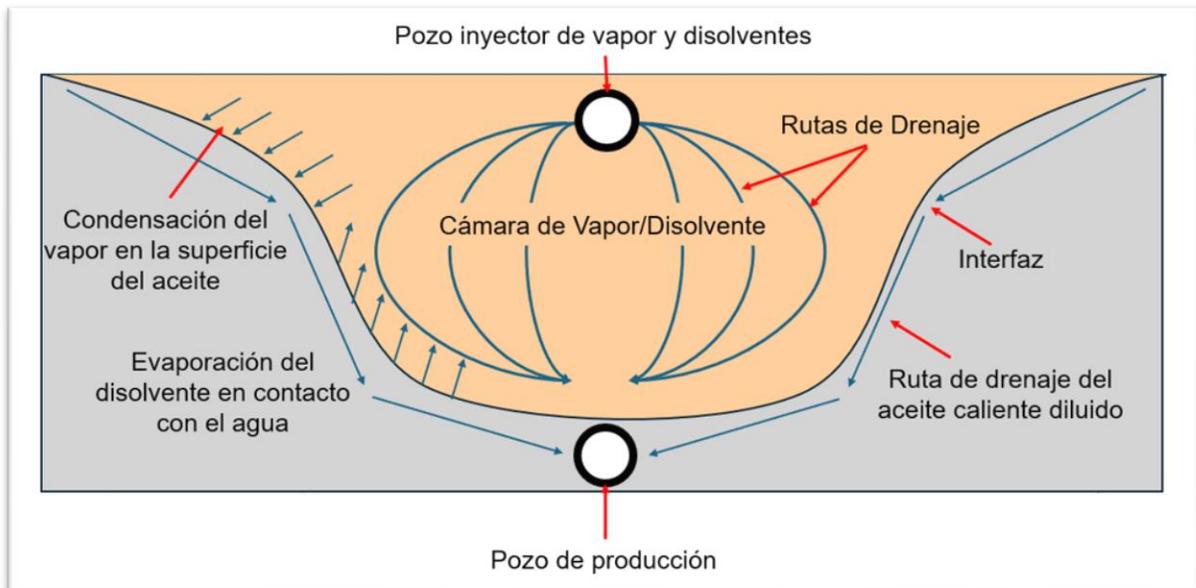
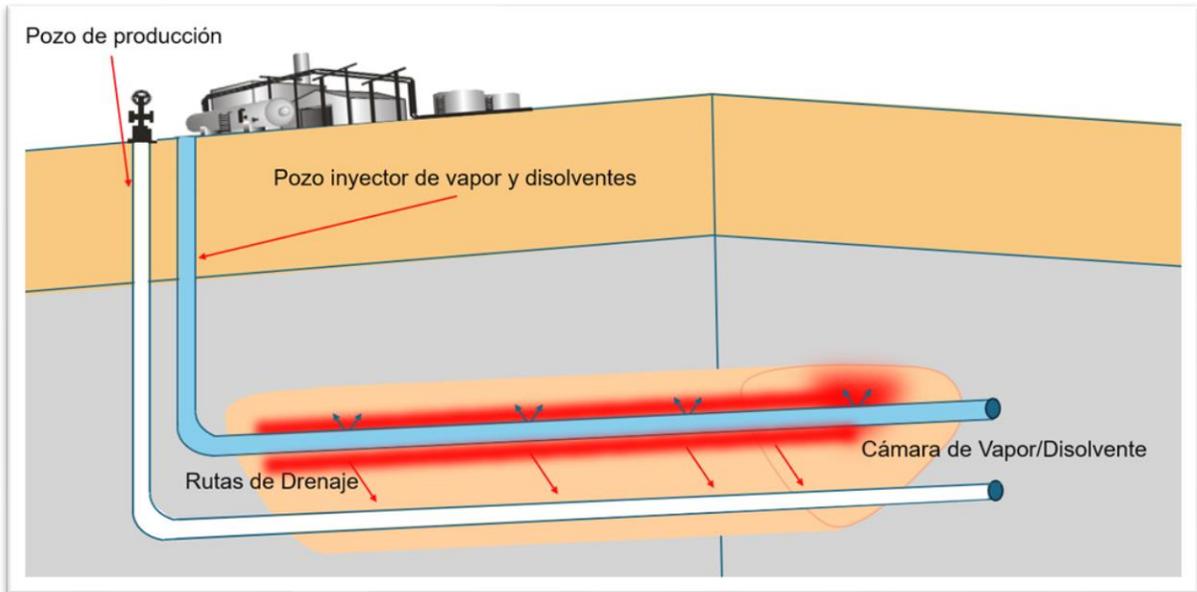


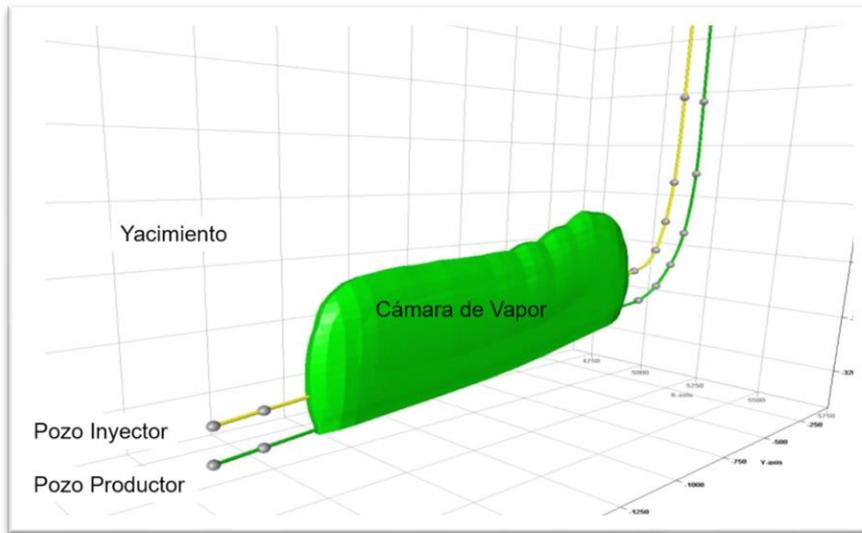
Figura 1.5.3.2 Esquema representativo del proceso de recuperación mejorada VAPEX, vista lateral, (elaboración propia)



1.5.4 SAGD

Drenaje por gravedad asistido por vapor (SAGD) por sus siglas en inglés, se considera una técnica de mayor eficiencia en el proceso de recuperación de aceites pesados y extrapesados. Este método consiste en un arreglo de dos pozos horizontales paralelos separados verticalmente por una distancia muy corta, donde el pozo superior sirve como inyector de vapor y el pozo inferior actúa como productor, llevando a superficie el agua del yacimiento, el agua condensada y el aceite calentado. Al inyectar vapor de forma continua en el pozo superior, el aceite se calienta y se genera una cámara de vapor que se expande hacia el entorno.

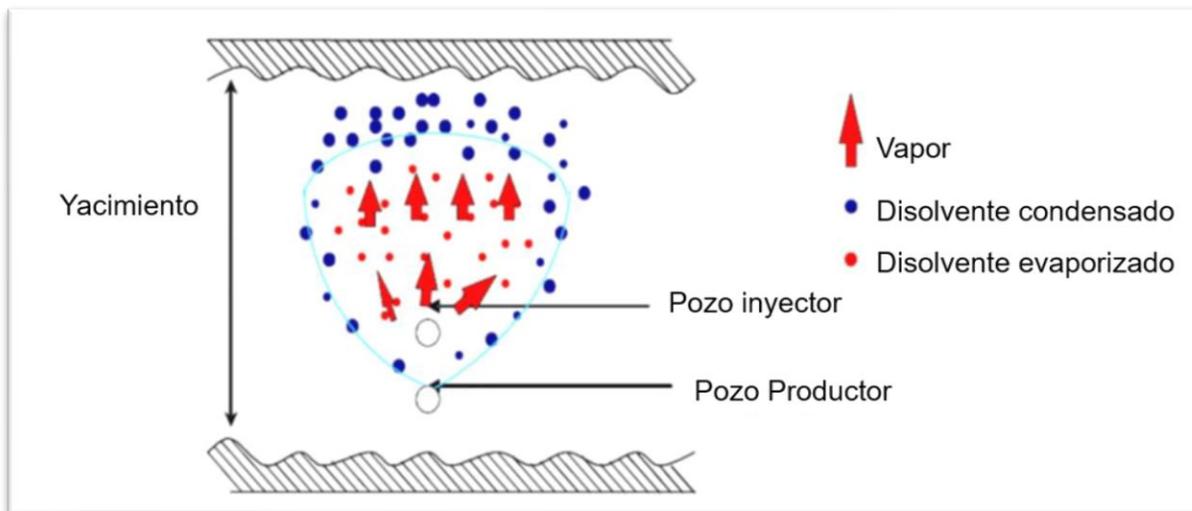
Figura 1.5.4.1 Arreglo de un sistema SAGD Vista lateral



(José Luis Bashbush. (s. f.). Simulación de procesos térmicos e importancia de los balances de energía, México (2011))

El método SAGD se caracteriza por sus altas tasas de capacidad de producción, un alto factor de recuperación, reducción de la interferencia entre pozos y minimización de la canalización prematura entre pozos. Se requiere un proceso de circulación de vapor tanto para los pozos de inyección como para los de producción, en un período aproximado de tres meses para establecer la comunicación entre los pozos.

Figura 1.5.4.2 Funcionamiento del método SAGD Vista frontal

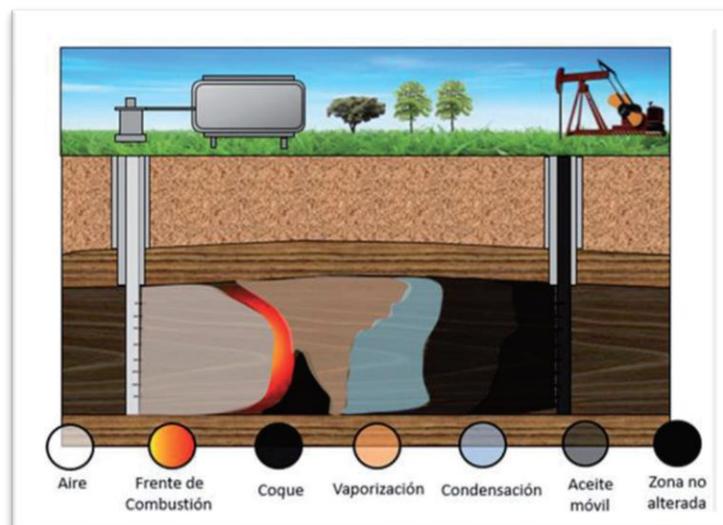


(Abdulkadir, U., Hashim, J., Alkali, M., & Kumar, A. (2017). Application of thermal methods for heavy oil recovery: Phase One. International Journal For Advance Research And Development, 2(5), 102-120.)

1.6 Combustión in-situ

La combustión in-situ consiste en la generación de un frente de fuego en el yacimiento y su posterior propagación mediante la inyección de aire. El frente de combustión, o zona de combustión así creada, se desplazaría en la formación como una banda estrecha, consumiendo o desplazando los fluidos que se encuentran delante de ella, en los pozos productores. El calor producido en la zona de combustión es transportado hacia abajo por los gases de combustión y también se conduce a través del sistema roca fluido.

Figura 1.6 Proceso de una Combustión In-situ



(Rodríguez, A. O., Velásquez, E. N., Balcazar, E. A. C., Ramirez, H. B., & Navarro, S. F. M. (2016b). *Combustión In Situ Húmeda: Alternativa Para El Recobro Mejorada En Colombia*. *Revista Fuentes el Reventón Energético*, 14(1), 5-18.)

1.7 Cogeneración

La cogeneración se define tradicionalmente como la producción simultánea de dos formas distintas de energía a partir de un mismo combustible. Las formas más frecuentes de energía generada son la energía eléctrica y la energía térmica, aunque otras formas como la energía mecánica podrían ser una alternativa.

Existen diversas tecnologías que pueden utilizarse como fuente de calor y energía en una planta de cogeneración, pero para instalaciones petroleras que requieren vapor, los dos motores principales más comunes son las turbinas de gas y las turbinas de vapor. La elección de la tecnología óptima depende de la relación de

energía térmica requerida, pero también debe considerar cualquier limitación operativa local, como la calidad del agua, disponibilidad del agua, la experiencia del personal y en el caso de México las limitaciones sociales por parte de las comunidades aledañas al campo petrolero.

La tecnología de cogeneración más utilizada en los procesos de recuperación térmica es la turbina de gas.

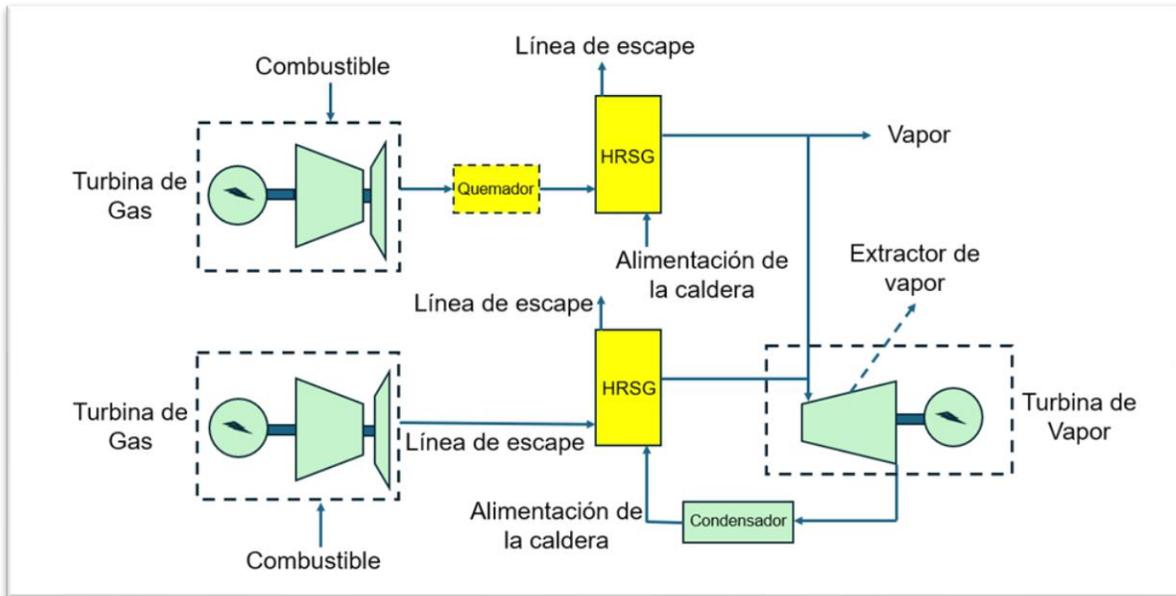
Un sistema de turbina de vapor de condensación se basa en el ciclo Rankine. El agua se convierte en vapor de alta presión en una caldera. El vapor se expande a baja presión a través de la turbina de vapor. El vapor de escape de baja presión se condensa en agua, que se bombea de nuevo a través de la caldera. El trabajo se obtiene del eje de la turbina de vapor.

Un sistema de cogeneración de ciclo simple se basa en turbinas de gas donde los gases de escape calientes se utilizan para generar vapor en un generador de vapor de recuperación de calor (HRSG). Un generador eléctrico está conectado al eje de la turbina de potencia.

Un sistema de cogeneración de ciclo combinado se basa en las características del ciclo de Brayton y el ciclo de Rankine. El sistema incluiría todas las características del ciclo simple descrito anteriormente, excepto que el vapor hecho en el generador o caldera de vapor de recuperación de calor se expandiría para reducir la presión a través de una turbina de vapor que también tendría un generador eléctrico.³

³ (Welch, M. (2012). *Reducing the CO2 Footprint: Employing Cogeneration to Improve the Energy Efficiency of Thermal Oil Recovery Projects. All Days.*)

Figura 1.7 Cogeneración con un ciclo combinado



(Welch, M. (2012). *Reducing the CO2 Footprint: Employing Cogeneration to Improve the Energy Efficiency of Thermal Oil Recovery Projects. All Days.*)

1.8 Situación de la recuperación mejorada en México

En México existe un gran potencial para implementar IOR y EOR (por sus siglas en inglés Recuperación secundaria y Recuperación mejorada respectivamente) debido a un estudio realizado por la CNH (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2012) obtuvo los siguientes datos.

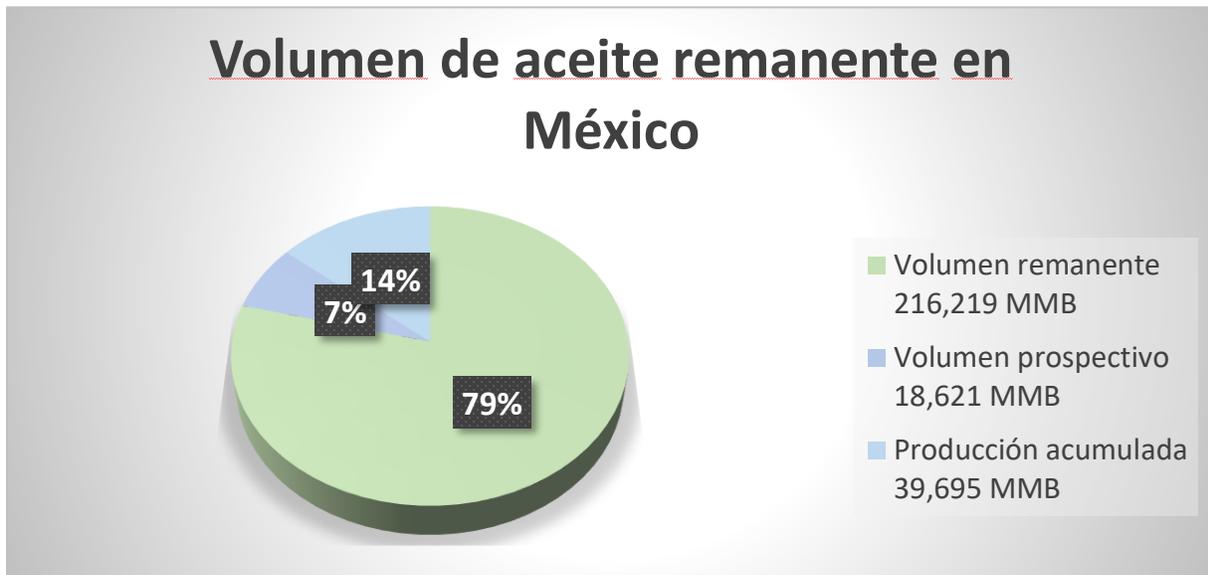
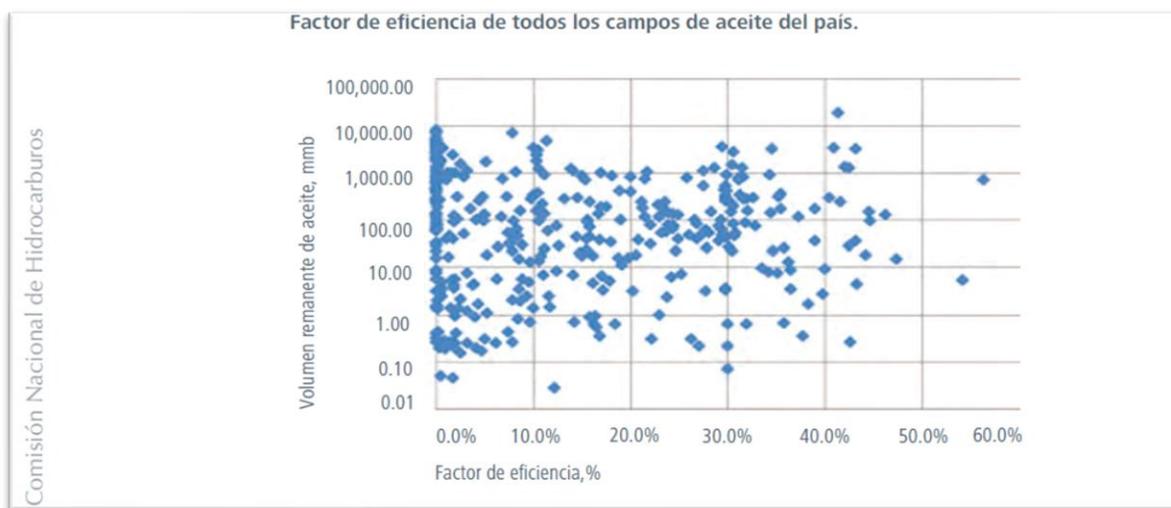


Figura 1.8.1 Grafica 1 Volumen de aceite remanente en México (CNH, 2012)

Una de las razones principales por las que el nivel de reservas 1P es bajo en comparación con el volumen remanente es la falta de implementación de métodos IOR-EOR que aumenten significativamente el factor de recuperación de los yacimientos.

La figura 1.8.1 muestra que solo se ha producido aproximadamente el 14% del volumen total descubierto. Esto es positivo, ya que indica que el petróleo en México está lejos de agotarse. Por lo tanto, el futuro de la producción de petróleo en México depende de las técnicas de IOR-EOR, en gran parte de los yacimientos se encuentran en etapa madura.

Figura 1.8.2 Factor de recuperación de los yacimientos de México (elaborada por la CNH)



Cabe destacar que los índices de recuperación en los yacimientos de México son relativamente bajos en comparación con la industria internacional. La figura 1.8.2 ilustra una correlación entre el índice de recuperación y el volumen remanente de cada yacimiento. Asimismo, esto presenta una gran oportunidad para el futuro de México, ya que pone de manifiesto que existe un gran potencial para la incorporación de reservas y el aumento de la producción de hidrocarburos.

Capítulo II. La industria de los hidrocarburos y su contexto actual en la transición energética.

2.1 La evolución y perspectivas de la matriz energética

A lo largo de la historia, las fuentes de energía han experimentado una evolución significativa, desde el descubrimiento del fuego y el uso de la biomasa para generar energía hasta el auge del carbón durante la revolución industrial seguido por el petróleo y el gas. Sin embargo, este proceso ha sido relativamente lento, ya que la utilización de biomasa como la leña y el carbón se remonta a los inicios de las civilizaciones y aún se utilizan en la actualidad. A principios del siglo XX, surgió la energía hidroeléctrica y en la década de 1960 se comenzó a implementar la energía nuclear. No obstante, es hasta la actualidad que se habla de energías renovables y limpias, como la solar y la eólica. Debido a la lentitud con la que avanza la transición energética, la implementación de nuevas energías bajas en emisiones de carbono se está volviendo cada vez más compleja y desafiante.

Figura 2.1.1 Consumo energético mundial total

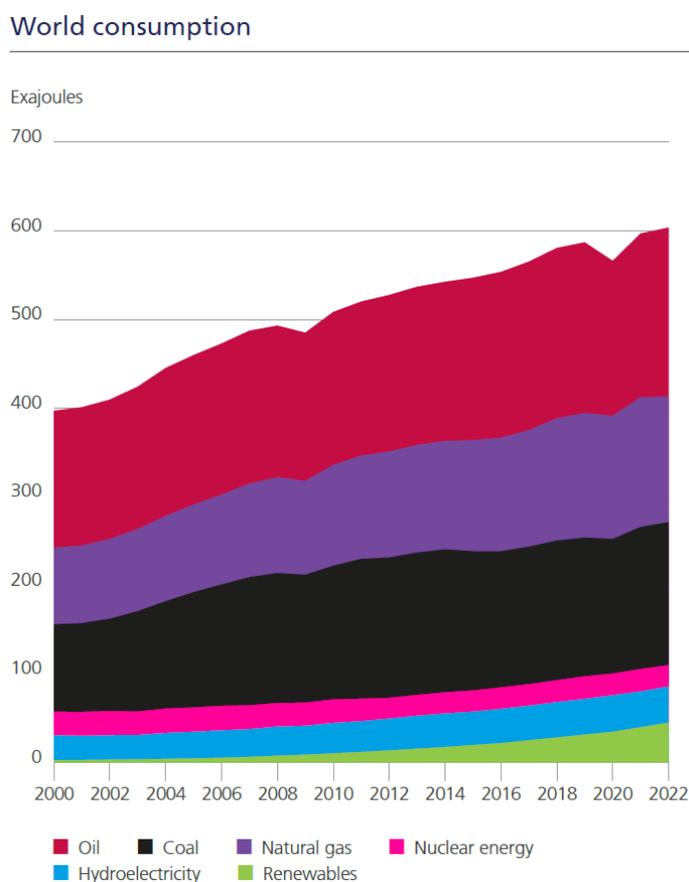
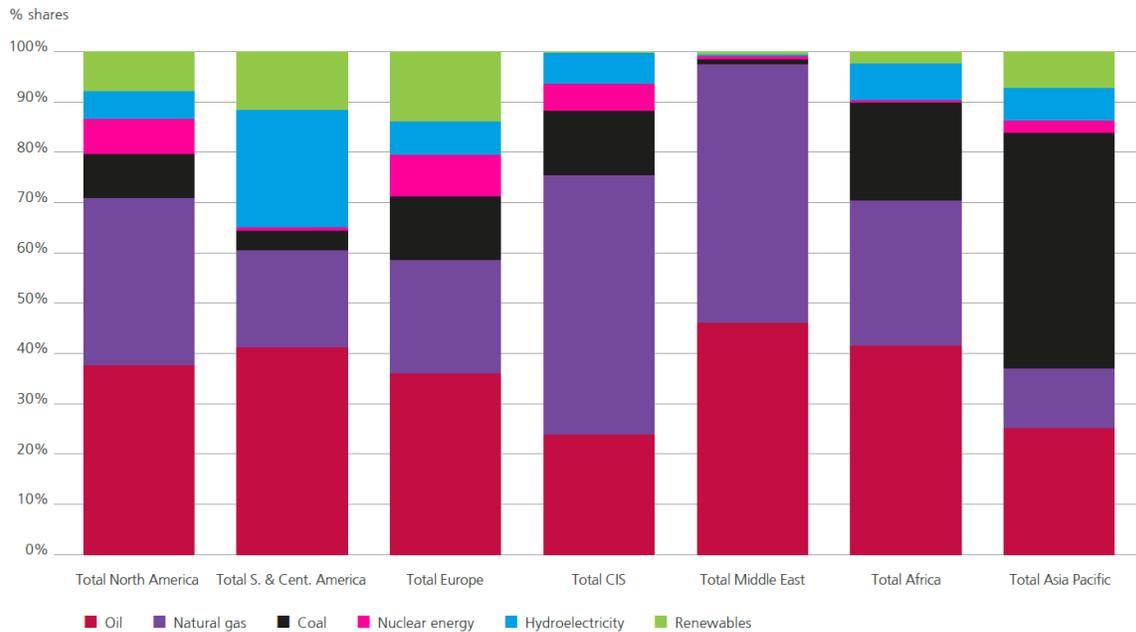


Figura 2.1.2 Consumo energético mundial por región

Regional consumption pattern 2022



Las figuras 2.1.1 y 2.1.2 muestran la matriz energética mundial y su evolución en los últimos 20 años ⁴(figura 2.1.1). A medida que la demanda de energía aumenta, surgen nuevos métodos de generación de energía como la energía nuclear, hidroeléctrica y las energías renovables. Si bien se observa que la implementación de energías limpias ha aumentado en los últimos 20 años, no ha sido suficiente para desplazar las energías no renovables, que siguen siendo el pilar de la demanda de energía mundial.

En la actualidad, existen numerosas técnicas para reducir las emisiones de carbono a la atmósfera, lo cual es el principal objetivo de la agenda 2030. Un ejemplo de ello es la captura y almacenamiento de CO₂ proveniente de otras industrias. Si bien esto abre paso a nuevas técnicas de desarrollo, y se ha comprobado que dos técnicas diferentes de generación de energía pueden combinarse para obtener un resultado más favorable, en la industria petrolera se pueden utilizar métodos de generación de energía limpia y renovable para emplearlos en alguno de los numerosos procesos por los que pasa el petróleo hasta convertirse en el producto final. Mas

⁴ Statistical Review of World Energy, Energy institute, (2023).

adelante en este trabajo de investigación, se expondrá un estudio sobre una combinación de técnicas para hacer más eficiente y limpio un proceso en la recuperación mejorada del petróleo pesado.

El éxito del desarrollo de fuentes alternativas de generación de energía dependerá de las condiciones específicas de cada país, ya que no todos comparten las mismas características climáticas, ecosistemas, geología, etc. Un ejemplo claro es la matriz energética de Francia como muestra la figura 2.1.4, que es muy diferente a la de otros países. Su principal fuente de energía es la nuclear, lo cual es lógico dado que Francia cuenta con la planta de generación de energía nuclear más grande del mundo, esto tiene un impacto significativo en la demanda energética del país.

Figura 2.1.3 TPES: Total Primary Energy Supply (Oferta total de energía primaria)

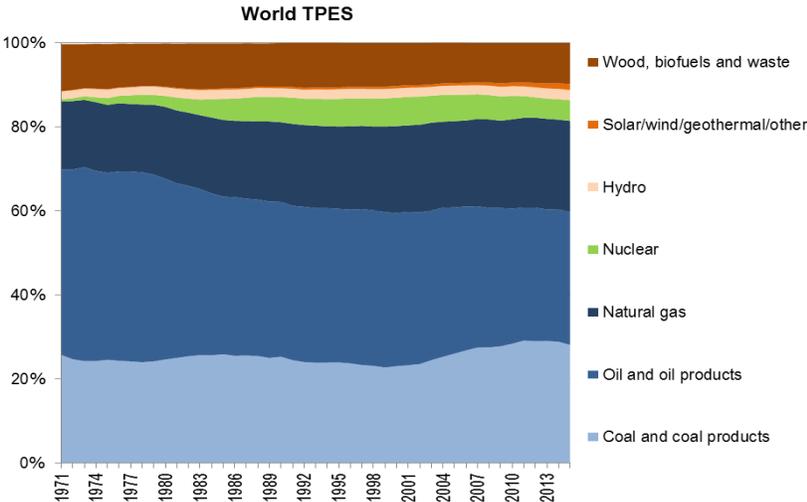


Figura 2.1.4 TPES: Total Primary Energy Supply (Oferta total de energía primaria de Francia)

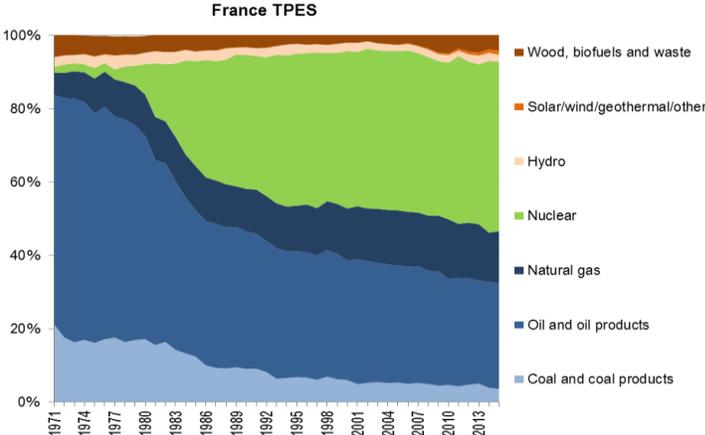
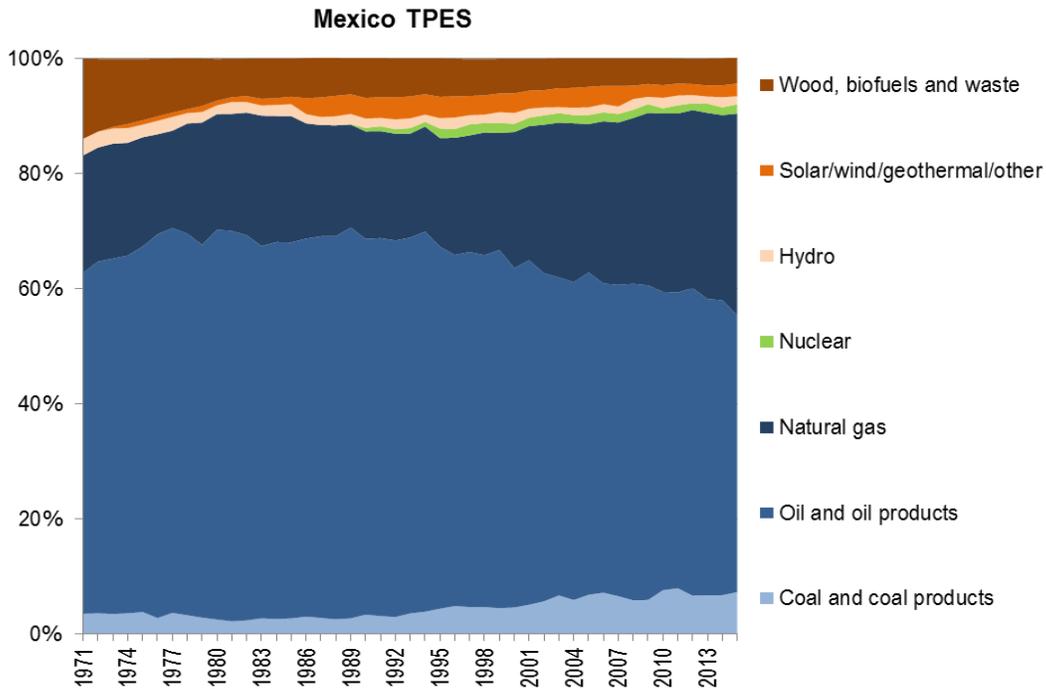


Figura 2.1.5 TPES: Total Primary Energy Supply (Oferta total de energía primaria de México)



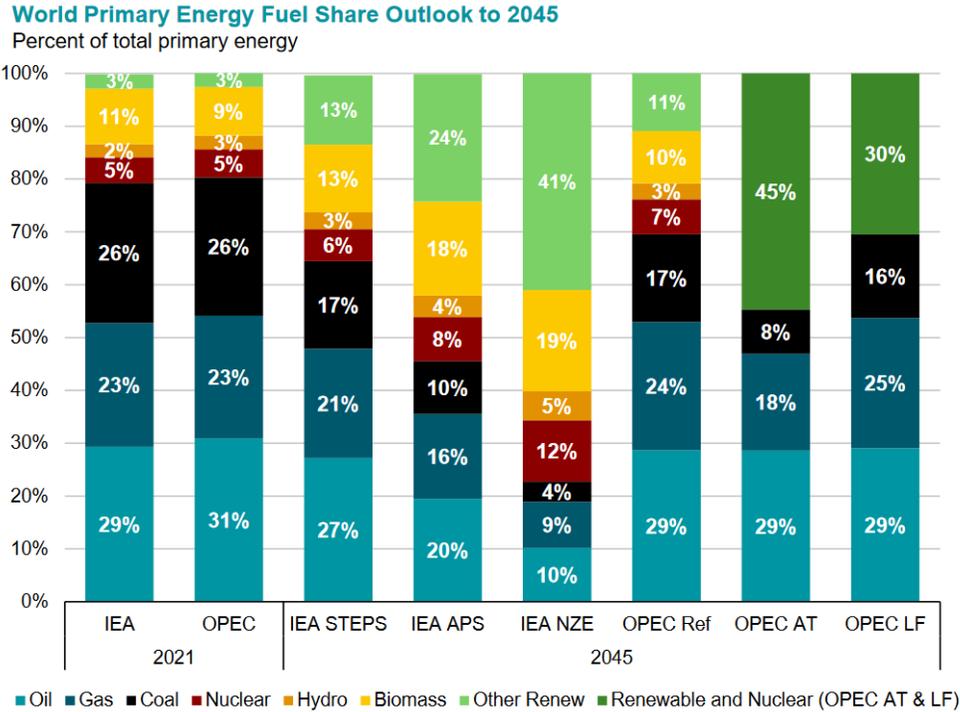
(The European Journal of Comparative Economics-Energy policy of fossil fuel-producing countries: does global energy transition matter?-Octavio Escobar, Ulises Neri, Stephan Si)

En consecuencia, se presenta una significativa oportunidad para el desarrollo de nuevas tecnologías de generación energética, complementarias a las ya existentes. Cabe destacar que la sustitución del petróleo como fuente primaria de energía puede ser compleja, dada su extensa y diversa aplicación actual, incluyendo la producción de materias primas para otros sectores industriales como disolventes, pinturas, plásticos, entre otros.

La figura 2.1.5 muestra la matriz energética de México, se observa una reducción cercana al 10% en el uso de petróleo, si bien puede parecer insignificante; el incremento en la utilización de gas natural reduce considerablemente las emisiones de CO₂ a la atmósfera. Las tasas de emisiones de CO₂ por tipo de combustible son las siguientes: para el carbón es de 940 kg/MWh, para el combustóleo 740 kg/MWh y para el gas natural es de 420 kg/MWh según [\(La Comisión para la Cooperación Ambiental \(CCA\)\)](#), a largo plazo, esto se traducirá en una importante reducción de las emisiones de carbono. Sin embargo, México cuenta con diversos ecosistemas que pueden aprovecharse para generar energía limpia. Posee una gran cantidad de

ríos en los que se puede aprovechar la energía hidroeléctrica, así como grandes extensiones planas en el desierto con fuertes corrientes de aire para desarrollar energía eólica. Además, no hay que olvidar la gran capacidad calorífica y la radiación solar que pueden aprovecharse con paneles solares, así como el gran potencial de los yacimientos de energía geotérmica. Esto supone una gran oportunidad para que México desarrolle de forma excelente las energías limpias.

Figura 2.1.6 Proyección de la demanda energética mundial para el 2045



Source: IEF, IEA WEO 2022, OPEC WOO 2022

(IEF, IEA WEO 2022, OPEC WOO 2022)

Se han realizado proyecciones de la demanda energética mundial para el año 2045 con el fin de alcanzar el objetivo de cero emisiones de carbono para el año 2050. La figura 2.1.6 muestra los siguientes escenarios.

- El carbón experimenta la mayor reducción en la participación de la energía primaria entre 2022 y 2045. La participación del carbón disminuye del 26-27% de la energía primaria total en 2022 a solo el 4% en el Escenario de Emisiones Netas Cero (NZE) de la Agencia Internacional de Energía (AIE), hasta el 16% en el Escenario de Transiciones Sostenibles (STEPS) de la AIE

y el 15% en el Escenario de Referencia de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP).

- El escenario NZE de la AIE indica que la participación de "otras energías renovables" en la demanda primaria se incrementó del 3% en 2022 al 42% en 2045, con un aumento de la energía solar del 1% al 23% y un aumento de la energía eólica del 1% al 14%.
- Todos los escenarios de la OPEP prevén una reducción de solo 1 a 2 puntos porcentuales en la participación del petróleo en la energía primaria entre 2022 y 2045.
- La participación del gas natural en la demanda de energía primaria disminuye en todos los escenarios, con la excepción de los escenarios de referencia y LF de la OPEP.

2.2 Transición energética

La Transición energética de un país se refiere a los cambios planificados y bien estructurados de la matriz energética de un país. Este cambio es racional y sustentable de los sistemas energéticos, industriales, tecnológicos y económicos, buscando la transformación de los recursos energéticos no renovables hacia otro sistema energético proveniente de energías renovables y nucleares o una combinación de distintos métodos de generación de energía.

Estos cambios se realizan en cada país con el objetivo de reducir significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera, siendo estos los principales contribuyentes al cambio climático a nivel mundial, los países se comprometieron en 2015 a través del histórico Acuerdo de París a mitigar en mayor medida las emisiones de estos gases.

“El Acuerdo de París es un **tratado internacional** sobre el cambio climático **jurídicamente vinculante**. Fue adoptado por 196 Partes en la COP21 en París, el 12 de diciembre de 2015 y entró en vigor el 4 de noviembre de 2016.

Su objetivo es **limitar el calentamiento mundial** a muy por debajo de 2, preferiblemente **a 1,5 grados centígrados**, en comparación con los niveles preindustriales.

Para alcanzar este objetivo de temperatura a largo plazo, los países se proponen alcanzar el **máximo de las emisiones de gases de efecto invernadero** lo antes posible para lograr un planeta con clima neutro para mediados de siglo.

El Acuerdo de París es un hito en el proceso multilateral del cambio climático porque, por primera vez, un acuerdo vinculante hace que **todos los países** se unan en una causa común para emprender esfuerzos ambiciosos para combatir el cambio climático y adaptarse a sus efectos.” (<https://unfccc.int/es/acerca-de-las-ndc/el-acuerdo-de-paris>)

La transición energética no solo aborda los desafíos del cambio climático, sino que también presenta oportunidades para un futuro más sostenible, resiliente y próspero en múltiples sectores. Entre los beneficios clave se encuentran:

Beneficios ambientales

- Reducción de las emisiones de CO₂
- Disminución del efecto invernadero y el calentamiento global
- Uso de energías renovables, inagotables y limpias
- Mejorar la calidad del aire
- Preservación de la biodiversidad y los recursos naturales
- Desarrollo de más proyectos de energías renovables

Beneficios sociales

- Mejora en la salud y el bienestar de las comunidades
- Mayor conciencia ambiental
- Impulso de la eficiencia energética
- Desarrollo económico
- Innovación tecnológica
- Resiliencia

- Cumplimiento de acuerdos internacionales
- Diversificación energética

2.2.1 ¿Qué es la descarbonización industrial?

Es el proceso de la reducción progresiva de las emisiones de carbono a la atmósfera es un proceso complejo que requiere la participación de la sociedad, los gobiernos y las grandes empresas. El objetivo es reducir a cero las emisiones de carbono, pero esto no es una tarea fácil. Se necesitan cambios significativos en la forma en que se producen y que se consume energía, así como en la forma en que se aprovechan los recursos naturales.

Algunas recomendaciones para neutralizar las emisiones de carbono según Repsol son:

- “Fomentar la movilidad sostenible en todos los ámbitos, pero especialmente en el privado.
 - Establecer ayudas y apoyos al sector industrial para avanzar en la transición energética.
 - Promover el consumo responsable y una alimentación más sostenible, menos dependientes de la ganadería y la agricultura extensiva.
 - Impulsar nuevos desarrollos tecnológicos relacionados con la captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS), así como las llamadas Soluciones Basadas en Naturaleza (SBN).
 - Regular el precio del coste de las emisiones.
 - Desarrollar proyectos de I+D centradas en la creación de nuevos negocios de bajas emisiones de carbono.
 - Impulsar la economía circular.
 - Potenciar un plan de rehabilitación de edificios para reducir las emisiones de carbono, apoyándose de energías limpias como la **energía solar**, la energía hidráulica, la energía eólica y la energía geotérmica.”
- <https://www.repsol.com/es/sostenibilidad/ejes-sostenibilidad/cambio-climatico/descarbonizacion/index.cshtml#:~:text=La%20descarbonizaci%C3>

[%B3n%20es%20un%20proceso.ganader%C3%ADa%20y%20la%20agricultura%20intensivas. \)](#)

2.2.2 ¿Qué es la sostenibilidad?

“La sostenibilidad se rige bajo el principio de asegurar las necesidades del presente sin comprometer las necesidades de las generaciones futuras, siempre sin renunciar a la protección del medioambiente, el crecimiento económico y el desarrollo social. La emergencia climática nos obliga como consumidores a replantear los hábitos de vida y urge a empresas e instituciones a cambiar su propósito hacía una economía no lineal e inclusiva que tenga en cuenta lo social y lo ambiental.” (BBVA, <https://www.bbva.com/es/sostenibilidad/que-es-la-sostenibilidad-un-camino-urgente-y-sin-marcha-atras/>)

El Desarrollo Sostenible

“El desarrollo sostenible se ha definido como el desarrollo capaz de satisfacer las necesidades del presente sin comprometer la capacidad de las futuras generaciones para satisfacer sus propias necesidades.

El desarrollo sostenible requiere un enfoque concentrado en la construcción de un futuro inclusivo, sostenible y resiliente para las personas y el planeta.

Para lograr el desarrollo sostenible, es crucial equilibrar tres elementos fundamentales: crecimiento económico, inclusión social y preservación del medio ambiente. Estos elementos están interconectados y son esenciales para el bienestar de las personas y las sociedades.

La erradicación de la pobreza en todas sus formas y dimensiones es un requisito previo esencial para lograr el desarrollo sostenible. Para lograr este objetivo, es fundamental promover un crecimiento económico sostenible, inclusivo y equitativo que genere mayores oportunidades para todos, reduzca las desigualdades, mejore los niveles de vida básicos, fomente el desarrollo social equitativo e inclusivo y promueva la gestión integrada y sostenible de los recursos naturales y los ecosistemas.” (ONU, (Organización de las Naciones Unidas), <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/development-agenda/>).

Figura 2.2.2 Objetivos de Desarrollo Sostenible



(ONU, (Organización de las Naciones Unidas),
<https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/2015/09/la-asamblea-general-adopta-la-agenda-2030-para-el-desarrollo-sostenible/#>).

“La Asamblea General de la ONU adoptó hoy la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, un plan de acción a favor de las personas, el planeta y la prosperidad, que también tiene la intención de fortalecer la paz universal y el acceso a la justicia.

Los Estados miembros de la Naciones Unidas aprobaron una resolución en la que reconocen que el mayor desafío del mundo actual es la erradicación de la pobreza y afirman que sin lograrla no puede haber desarrollo sostenible.

La Agenda plantea 17 Objetivos con 169 metas de carácter integrado e indivisible que abarcan las esferas económica, social y ambiental.

La nueva estrategia regirá los programas de desarrollo mundiales durante los próximos 15 años. Al adoptarla, los Estados se comprometieron a movilizar los medios necesarios para su implementación mediante alianzas centradas especialmente en las necesidades de los más pobres y vulnerables.

La Agenda implica un compromiso común y universal, no obstante, puesto que cada país enfrenta retos específicos en su búsqueda del desarrollo sostenible, los Estados tienen soberanía plena sobre su riqueza, recursos y actividad económica, y cada uno fijará sus propias metas nacionales, apegándose a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), dispone el texto aprobado por la Asamblea General.

Además de poner fin a la pobreza en el mundo, los ODS incluyen, entre otros puntos, erradicar el hambre y lograr la seguridad alimentaria; garantizar una vida sana y una educación de calidad; lograr la igualdad de género; asegurar el acceso al agua y la energía; promover el crecimiento económico sostenido; adoptar medidas urgentes contra el cambio climático; promover la paz y facilitar el acceso a la justicia.” (ONU, (Organización de las Naciones Unidas), <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/2015/09/la-asamblea-general-adopta-la-agenda-2030-para-el-desarrollo-sostenible/#>).

2.3 Situación actual en México

México cuenta con un gran potencial de generación eléctrica con recursos renovables como el eólico, **solar**, geotérmico, biomasa e hídrico, por lo cual resulta urgente reforzar y continuar promoviendo acciones para el logro de una diversificación de la matriz energética, con el objetivo de incentivar la sustentabilidad energética y la innovación tecnológica.

México ha venido promoviendo aspectos que promueven el uso de energías renovables como lo son los objetivos prioritarios impuestos por el **Programa Sectorial de Energía 2020-2024** para “El rescate del sector energético”.

Se analizaron 5 objetivos de 6 que existen debido a la relevancia que tienen estos en la transición energética de México.

Objetivo prioritario 1: *Alcanzar y mantener la autosuficiencia energética sostenible para satisfacer la demanda energética de la población con producción nacional*

México tiene como objetivo prioritario alcanzar y mantener la producción necesaria de energéticos para satisfacer la demanda nacional, tanto en la cadena de valor de los hidrocarburos, como en electricidad, sobre la base del uso sostenible de sus

recursos, desarrollando las capacidades requeridas para mantener esta autosuficiencia en el corto, mediano y largo plazo.

Objetivo prioritario 2: *Organizar las capacidades científicas, tecnológicas e industriales que sean necesarias para la transición energética de México a lo largo del siglo XXI.*

La seguridad y soberanía energética de México requiere establecer como condición necesaria en el plazo inmediato y con perspectiva hacia el siglo XXI, integrar, organizar y fortalecer la capacidad de investigación científica, desarrollo tecnológico y de la ingeniería y de las industrias de bienes de capital y otras productoras de bienes y servicios, que permitan elevar la productividad y eficiencia del actual sistema energético basado en hidrocarburos, así como construir de manera soberana el nuevo sistema energético que deberá incorporar de manera significativa y ordenada a energías limpias y renovables en el balance energético nacional.

Se debe destacar el sentido de urgencia de esta política de Estado ante la creciente evidencia de los efectos del actual sistema energético en el clima del planeta y sus claras manifestaciones en la producción de alimentos, elevación de la temperatura de los océanos, cambios significativos en los regímenes pluviométricos en vastas zonas del planeta, aumento en los niveles medios del mar; señalando todos estos fenómenos como causa significativa de la modificación de la atmósfera terrestre y de los niveles de temperatura y radiación que constituyen cambios significativos a las condiciones de vida sobre el planeta.

México es una nación que dispone de recursos de energías primarias importantes, en donde se observa una reducción en cuanto a las reservas de hidrocarburos, pero que indudablemente representan una base sólida y diversa que le permitirán generar país de manera sustentable las energías y combustibles que requiere su desarrollo. **Se deben de destacar en particular sus recursos naturales en energías renovables.**

Objetivo prioritario 3: *Elevar el nivel de eficiencia y sustentabilidad en la producción y uso de las energías en el territorio nacional.*

Este objetivo prioritario está alineado al principio rector "Economía para el bienestar" del PND (Plan Nacional de Desarrollo), ya que busca impulsar la eficiencia y sustentabilidad en las actividades del sector energético para lograr una transición hacia fuentes con participación significativa de energías renovables que beneficie a la población.

Dentro de los principios de la Política Energética Nacional a implementar para el periodo 2019-2024 se identificó la necesidad de mejorar los procesos productivos para reducir el uso de combustibles fósiles y las emisiones contaminantes.

En el ámbito energético, las industrias de la energía, el transporte y las emisiones fugitivas por la extracción de petróleo y gas natural, son considerados como los mayores generadores de emisiones, por lo que es necesario implementar objetivos, estrategias y acciones que permitan aumentar la eficiencia y sustentabilidad en estas actividades. El dióxido de carbono, el metano y el dióxido de azufre representan las principales emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI); dadas sus propiedades y su efecto sobre la retención de calor en la atmósfera.

La política del sector fomenta la eficiencia energética y el uso racional de la energía, así como una disminución en el índice de carbono en la generación de energía, además de incentivar la transición energética hacia las energías renovables. Por lo que se contribuye con la reducción de GEI, ratificando los compromisos signados por nuestro país ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, así como con la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, mediante la implementación de procesos más eficientes para aprovechar los recursos naturales y el uso de tecnologías limpias para la generación eléctrica.

Objetivo prioritario 4: *Asegurar el acceso universal a las energías, para que toda la sociedad mexicana disponga de las mismas para su desarrollo.*

El Gobierno de México busca que en 2024 la población mexicana esté viviendo en un entorno de bienestar. Un bienestar social mínimo se alcanza cuando se cubren

las necesidades básicas de los individuos en términos de equidad, entre ellas, agua, alimentación, salud, educación y vivienda, de manera que, las familias tengan las mismas oportunidades y derechos.

La democratización de la energía representa la posibilidad de participación organizada de las localidades y comunidades de alta y muy alta marginación para ampliar las capacidades locales, que detonen el potencial y el crecimiento económico de cada región del país.

Este objetivo prioritario contribuye al principio rector del PND "No dejar a nadie atrás, no dejar a nadie fuera", ya que plantea hacer extensivo el uso de energías más limpias, entre otras, como la expansión de red eléctrica, involucrando a las comunidades ubicadas en las áreas de influencia de los proyectos y, cuando exista presencia de pueblos originarios, éstos participarán a través de consultas previas, libres e informadas, conforme se determine a través de las Evaluaciones de Impacto Social, propiciando con ello el desarrollo de proyectos que doten de energéticos no sólo a sus comunidades, sino a las zonas en donde es necesario el Abasto de energéticos, respetando su derecho a la información, a la autodeterminación, a la participación de beneficios, con negociaciones transparentes, equitativas y justas para la ocupación superficial de tierras, bajo el enfoque de sostenibilidad social y respeto de los derechos humanos.

Objetivo prioritario 5: *Fortalecer al sector energético nacional para que constituya la base que impulse el desarrollo del país como potencia capaz de satisfacer sus necesidades básicas con sus recursos, a través de las empresas productivas del Estado, las sociales y privadas.*

La producción nacional de petróleo crudo se redujo prácticamente a la mitad, entre 2004 y 2018, al pasar de 3.38 MMbd a 1.81 MMbd, y la producción nacional de gas natural disminuyó 30%, al pasar de 6,918 MMpcd en 2008 a 4,821 MMpcd en 2018. La consecuencia más importante fue la disminución en la disponibilidad de insumos para el SNR y los CPG y CP.

Las reservas de hidrocarburos de la Nación disminuyeron como consecuencia de una administración enfocada en extracción y una marcada carencia en actividades exploratorias para restituir la producción por nuevos descubrimientos. Consecuencia de lo anterior, el tiempo de vida de las Reservas 1P en términos de petróleo crudo equivalente disminuyó de 22.2 años en 2000 a 8.5 años al 1 de enero de 2019.

Para disminuir los riesgos de interrupciones en el suministro de energía es necesario garantizar la rectoría del Estado, consagrada en el artículo 25 de la CPEUM, mediante las inversiones necesarias en las EPE. Es responsabilidad del Estado garantizar que no ocurran interrupciones en el suministro de las energías que requiere el país, así como asegurar las reservas de recursos e infraestructura productiva requeridas por el crecimiento económico y demográfico de la Nación.

Cualquier interrupción significativa de este suministro afecta la seguridad energética, el funcionamiento integral de la economía y la Seguridad Nacional, así como la productividad, por lo que garantizar la soberanía en materia energética es condición necesaria para impulsar el crecimiento y el desarrollo social y económico, lo que le permitirá a México participar de manera interdependiente en la economía mundial, sobre la base de una utilización racional y sustentable de todos sus recursos energéticos renovables y no renovables, desarrollados mediante capacidades propias en materia científica, tecnológica industrial que dé sustento a una transición energética ordenada y soberana.

El rescate del sector energético, como objetivo del PND, se considera el soporte del rescate integral y palanca de desarrollo del país.

Este objetivo prioritario contribuye con el principio rector "El mercado no sustituye al Estado", al establecer medidas para que el Estado recupere su fortaleza como garante de la soberanía, la estabilidad y el estado de derecho como articulador de los propósitos nacionales. Asimismo, este objetivo contribuye con el principio rector "Economía para el bienestar", al integrar a la población en distintas actividades económicas impulsadas por el crecimiento del sector energético. (Programa Sectorial de Energía 2020-2024, Secretaría de energía, Diario oficial de la

https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5596374&fecha=08/07/2020#gsc.tab=0).

Así mismo la Estrategia Nacional de Energía resalta la importancia de integrar elementos de eficiencia energética para impulsar el crecimiento económico, minimizar la pérdida de energía en la cadena productiva y ofrecer a los consumidores opciones de servicios energéticos más eficientes y respetuosos con el medio ambiente. De este modo, las mejoras en eficiencia energética pueden reducir la necesidad de inversión en infraestructura, mitigar los riesgos asociados a la volatilidad de los precios de los combustibles, aumentar la competitividad de las industrias y disminuir la dependencia de los combustibles fósiles, al tiempo que proporcionan beneficios como la reducción de emisiones y contaminantes atmosféricos.

2.3.1 Políticas públicas que favorece la descarbonización industrial y la sostenibilidad

Asimismo, y en sinergia con lo mencionado anteriormente, a continuación, se describe el marco normativo que promueve el aprovechamiento de las energías renovables para cualquier sector.

1. LEY PARA EL APROVECHAMIENTO DE ENERGÍAS RENOVABLES Y EL FINANCIAMIENTO DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA (LAERFTE)

La LAERFTE, en su **artículo 1º**, establece que su propósito es regular el aprovechamiento de las fuentes de energías renovables y las tecnologías limpias para la generación de electricidad con diversos fines. Además, establece una estrategia nacional y los instrumentos para el financiamiento de la transición energética.

En el Capítulo III, sobre planificación y regulación, **Artículo 11**, parte III, se exige establecer objetivos de participación de las energías renovables en la generación de electricidad. La participación de métodos de generación de energía renovable

debe aumentar gradualmente sobre la base de la viabilidad económica y el potencial técnico existente.

En el Capítulo IV de la Estrategia Nacional para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (ENTEASE), **Artículo 22**, se establece la Estrategia como el mecanismo mediante el cual el Estado Mexicano impulsará las políticas, programas, acciones y proyectos encaminados a lograr una mayor utilización y aprovechamiento de las fuentes de energía renovables y las tecnologías limpias, promover la eficiencia y sustentabilidad energética, así como la reducción de la dependencia de México de los hidrocarburos como fuente primaria de energía.

Artículo 23, La Estrategia (ENTEASE), liderada por la Secretaría de Energía, tendrá como objetivo principal impulsar el uso, el desarrollo y la inversión en las energías renovables a las que se refiere esta Ley y la eficiencia energética.

El **Artículo 24** menciona con el fin de optimizar la utilización de los recursos del sector público y evitar su dispersión, la Estrategia (ENTEASE), incluirá mecanismos presupuestarios que garanticen la coherencia y consistencia de las acciones destinadas a promover el aprovechamiento de las tecnologías limpias y las energías renovables, así como el ahorro y el uso óptimo de todo tipo de energía en todos los procesos y actividades, desde su explotación hasta su consumo.

“La Estrategia, en términos de las disposiciones aplicables, consolidará en el Presupuesto de Egresos de la Federación las provisiones de recursos del sector público tendientes a:

- I. Promover e incentivar el uso y la aplicación de tecnologías para el aprovechamiento de las energías renovables, la eficiencia y el ahorro de energía;
- II. Promover y difundir el uso y la aplicación de tecnologías limpias en todas las actividades productivas y en el uso doméstico;
- III. Promover la diversificación de fuentes primarias de energía, incrementando la oferta de las fuentes de energía renovable;
- IV. Establecer un programa de normalización para la eficiencia energética;

- V. Promover y difundir medidas para la eficiencia energética, así como el ahorro de energía;
- VI. Proponer las medidas necesarias para que la población tenga acceso a información confiable, oportuna y de fácil consulta en relación con el consumo energético de los equipos, aparatos y vehículos que requieren del suministro de energía para su funcionamiento;
- VII. Proponer la creación de fondos y fideicomisos que tengan por objeto apoyar la investigación, promoción y aprovechamiento de investigación científica y tecnológica en materia de energía renovable, y
- VIII. Promover que en los inmuebles de las dependencias y organismos de la administración pública federal se utilice energía renovable, de acuerdo con las características geográficas, posibilidades técnicas y viabilidad económica en cada uno de ellos.” ([Ley para el aprovechamiento de energías renovables y el financiamiento de la transición energética, 28 de noviembre de 2008, Diario Oficial de la Federación](#)).

Artículo 26, Cada año la Secretaría llevará a cabo la actualización de la Estrategia y presentará una prospectiva sobre los avances logrados en la transición energética y el aprovechamiento sustentable de las energías renovables, incluyendo un diagnóstico sobre las aplicaciones de las tecnologías limpias y las energías renovables, así como sobre el ahorro y uso óptimo de toda clase de energía. Adicionalmente, cada seis meses la Secretaría actualizará y publicará las metas de participación de las energías renovables en la generación de electricidad.

Artículo 27, Se crea el Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía.

El Fondo contará con un comité técnico integrado por representantes de las Secretarías de Energía, quien lo presidirá, de Hacienda y Crédito Público, de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación, de Medio Ambiente y Recursos Naturales, de la Comisión Federal de Electricidad, de la Compañía de Luz y Fuerza del Centro, del Instituto Mexicano del Petróleo, del Instituto de Investigaciones Eléctricas y del Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología.

El comité emitirá las reglas para la administración, asignación y distribución de los recursos en el Fondo, con el fin de promover los objetivos de la Estrategia. Asimismo, con el propósito de potenciar el financiamiento disponible para la transición energética, el ahorro de energía, las tecnologías limpias y el aprovechamiento de las energías renovables, el comité técnico a que se refiere este artículo, podrá acordar que con cargo al Fondo se utilicen recursos no recuperables para el otorgamiento de garantías de crédito u otro tipo de apoyos financieros para los proyectos que cumplan con el objeto de la Estrategia. ([Ley para el aprovechamiento de energías renovables y el financiamiento de la transición energética, 28 de noviembre de 2008, Diario Oficial de la Federación](#)).

Todo lo anterior promueve y permite:

- Fomentar e incentivar el uso y la aplicación de tecnologías para el aprovechamiento de las energías renovables, la eficiencia y el ahorro de energía.
- Promover y difundir el uso y la aplicación de tecnologías de energías renovables para el ahorro y uso eficiente de la energía en todas las actividades productivas y en el uso doméstico.
- Promover la diversificación de fuentes primarias de energía, incrementando la oferta de fuentes de energía renovable.
- Establecer un programa de normalización para la eficiencia energética y para las tecnologías de conversión de las energías renovables.
- Promover y difundir medidas para la eficiencia energética, así como el ahorro de energía y las energías renovables.
- Proponer las medidas necesarias para que la población tenga acceso a información confiable, oportuna y de fácil consulta en relación con el consumo energético de los equipos, aparatos y vehículos que requieren del suministro de energía para su funcionamiento.

2. REGLAMENTO DE LA LEY DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA

En su **Artículo 1°**, menciona que el objetivo principal es establecer las disposiciones para regular los mecanismos y procedimientos que permitan la instrumentación de

la Ley en materia de Aprovechamiento Sustentable de la Energía, Energías Limpias y Reducción de Emisiones Contaminantes de la Industria Eléctrica.

3. PROGRAMA SECTORIAL DE ENERGÍA 2020-2024

Este Programa Sectorial es el instrumento de planeación rector para guiar los Programas Institucionales de las entidades paraestatales sectorizadas y para alinear la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnología y Combustibles más Limpios.

4. PLAN NACIONAL DE DESARROLLO

El Plan Nacional de Desarrollo 2025-2030, publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 15 de abril de 2025, establece los objetivos y acciones estratégicas del gobierno federal para el próximo sexenio. Dicho plan busca consolidar la transformación nacional bajo un modelo de desarrollo integral que prioriza el bienestar, la justicia social y la sustentabilidad.

5. PROGRAMA ESPECIAL PARA EL APROVECHAMIENTO DE ENERGÍAS RENOVABLES

El PEPAER establece el marco para definir los programas sectoriales, que especificarán los objetivos, prioridades y políticas que regirán el desempeño de las actividades del sector administrativo correspondiente. A su vez, los programas especiales deberán elaborarse con base en el Plan Nacional de Desarrollo y los Programas Sectoriales, en relación con las prioridades del desarrollo integral del país y las actividades relacionadas con dos o más dependencias coordinadoras de sector.

2.3.2 Industria petrolera nacional

Recientemente, una serie de eventos en los últimos años han obligado a la industria petrolera a generar cambios e implementar nuevas estrategias operativas. La inevitable acción climática exige en gran medida una reestructuración de las empresas, sociedades y operadores del sector petrolero.

Así es como PEMEX (Petróleos Mexicanos) presenta su plan de sostenibilidad, demostrando su compromiso con la autosuficiencia energética de México y su enfoque en operaciones más eficientes, seguras y de bajas emisiones.

El Plan de Sostenibilidad de Petróleos Mexicanos (PEMEX) presenta la estrategia de sostenibilidad de la empresa, alineada con los planes de sostenibilidad de otras empresas en la industria del petróleo y gas, así como entidades financieras y empresas de clase mundial. El plan se basa en el Plan de Negocios 2023-2027 de Pemex y aborda temas relevantes para los grupos de interés de la empresa, identificados a través de un análisis de materialidad que incluyó entrevistas y sondeos tanto internos como externos. El plan se enfoca en aspectos como el medio ambiente, eficiencia energética, seguridad y salud en el trabajo, inclusión, responsabilidad social, cumplimiento legal, comunicación social, relación con proveedores, así como aspectos financieros y de gestión de riesgos. También se incluyen iniciativas y acciones de descarbonización en respuesta a los desafíos del mercado energético nacional y la acción climática. El plan cuenta con el respaldo de una firma consultora y la participación de diferentes áreas y entidades relacionadas con Pemex.

El Plan de Sostenibilidad de Pemex aborda diversos aspectos relacionados con la sostenibilidad de la empresa. Algunos de los temas más relevantes que se tratan en el plan incluyen:

- **Transición energética:** Se plantean acciones para impulsar la transición hacia fuentes de energía más limpias y sostenibles.
- **Reducción de emisiones:** El plan incluye estrategias para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y mitigar el impacto ambiental de las operaciones de Pemex, así como aumentar la eficiencia energética, atendiendo los siguientes objetivos de desarrollo sostenible (ODS).



- **Seguridad operativa:** El plan busca fortalecer la seguridad industrial, prevención de accidentes y la cultura anticorrupción en Pemex.



- **Responsabilidad social:** Se incluyen esfuerzos para fortalecer la relación con las comunidades y promover la ética y la responsabilidad social.



- **Medio Ambiente:** contribuir a la adaptación de efectos del cambio climático



- **Gobernanza:** El plan presenta elementos orientados al fortalecimiento de las condiciones de gobernanza en la empresa.



Estos son solo algunos de los temas abordados en el Plan de Sostenibilidad de Pemex. El plan cuenta con el respaldo de la participación del Comité de Sostenibilidad, la Dirección Corporativa de Finanzas, la Dirección Corporativa de Planeación, Coordinación y Desempeño, la Dirección Corporativa de Administración y Servicios, las Direcciones Generales y áreas operativas de las Empresas Productivas Subsidiarias y la Dirección Jurídica.

A pesar de los grandes esfuerzos por cumplir los objetivos de desarrollo sostenible, Pemex está expuesto a riesgos asociados a la transición energética y a los impactos del cambio climático. Por lo tanto, debe tener extrema precaución en los siguientes riesgos.

Riesgos de la transición energética.

Tecnológicos y de Mercado.

Con el paso del tiempo en la actualidad se han presentado cambios significativos en la configuración de los mercados energéticos, lo que ha generado un impacto considerable que amenaza el modelo de negocios actual de las Empresas de petróleo y gas. Lo cual proviene de:

- Aumento en la demanda de productos bajos en carbono
- Afectación a la competitividad del sector petróleo y gas por el desarrollo y uso de nuevas tecnologías bajas en carbono
- Volatilidad de precios de petróleo y gas
- Aceleración de la devaluación de activos/conversión a activos varados

Regulatorios y legales

Las empresas petroleras, no pueden controlar los posibles cambios en la regulación, medidas de política pública y mayor exposición a litigios por cuestiones climáticas, por lo que es importante poner atención en:

- Aumento en litigios para compensar pérdidas y daños
- Aplicación de restricciones sobre permisos de exploración y explotación de yacimientos
- Eliminación gradual de subsidios a hidrocarburos
- Implementación de mecanismos de tarificación del carbono

Reputaciones

Los cambios en la percepción pública y la posible estigmatización de ciertos sectores industriales pueden tener un impacto significativo en la industria, al presentarse:

- Aumento en la preocupación de partes interesadas por cuestiones medioambientales y climáticas.
- Reducción en disponibilidad de capital para inversiones en el sector de hidrocarburos.

2.3.3 Experiencias internacionales y oportunidades para México

El desafío global de lograr el Net Zero (cero emisiones netas de carbono) enfrenta complejidades y obstáculos significativos. Para alcanzar los objetivos establecidos, es importante adoptar fuentes de energía de bajas emisiones, como electricidad, combustibles y gases, para satisfacer la demanda mundial de energía sin emisiones de carbono asociadas. Para esto es de suma importancia que todas las partes interesadas, incluyendo el gobierno, las empresas, los inversionistas y los ciudadanos, tomen medidas inmediatas y decisivas para alcanzar el objetivo.

La industria del petróleo y el gas puede contribuir y acelerar este proceso de múltiples maneras. Las habilidades y recursos desarrollados y perfeccionados por la industria durante la extracción, el procesamiento y el transporte de petróleo y gas

tienen posibles cruces con muchas de las tecnologías clave de energía limpia necesarias para lograr el Net Zero. Sin perder de vista áreas donde la reducción de emisiones probablemente sea más desafiante.

Es por lo que en los últimos años la industria del petróleo ha buscado invertir en tecnologías de energía limpia. Aunque los flujos de capital destinados a este fin aún han sido mínimos en comparación con el gasto de capital general en la industria, se han motivado como una protección contra una posible y segura caída en la demanda de combustibles, buscando una oportunidad para desarrollar nuevas áreas de oportunidad y cumplir con políticas y regulaciones que reduzcan al mínimo las emisiones de carbono al ambiente.

Varias tecnologías de energía limpia tienen una estrecha afinidad con las habilidades, técnicas y recursos que se utilizan en la industria petrolera, incluidas las tecnologías en las que se puede aprovechar el conocimiento de la gestión de fluidos, la investigación exhaustiva y la amplia experiencia técnica y operativa en el subsuelo, incluida la perforación y la infraestructura costa afuera.

Las siguientes son tecnologías afines a la industria petrolera:

CCUS

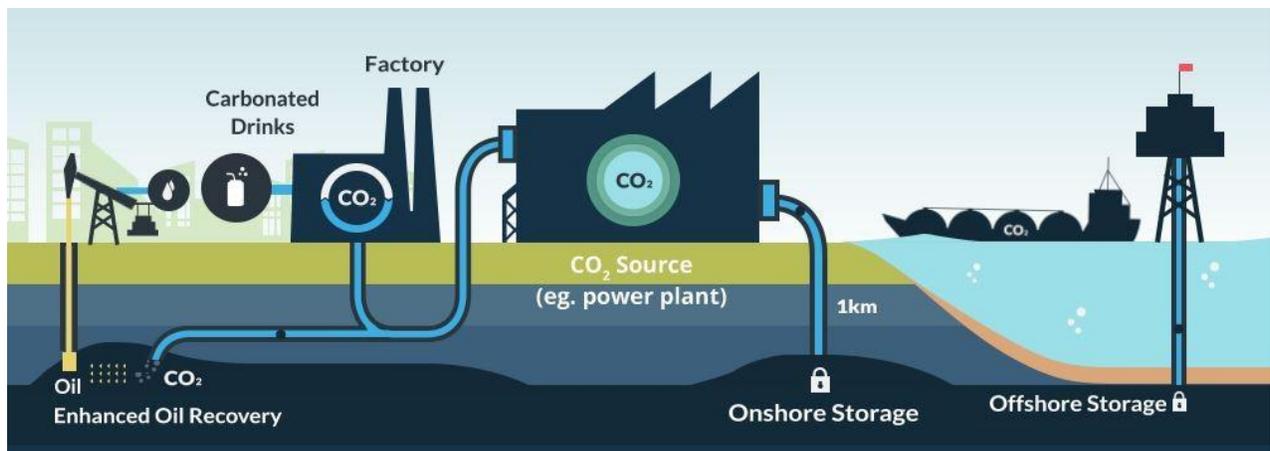
La Tecnología de CCUS (Carbon Capture, Use and Storage, por sus siglas en inglés) es un conjunto de procesos tecnológicos con el propósito de reducir las emisiones de carbono en la atmósfera, capturando el CO₂ generado a grandes escalas en fuentes fijas para almacenarlo en el subsuelo de manera segura y permanente. Es considerada un medio de transición a una nueva generación de energías limpias y bajas en carbono.

Es una de las tecnologías más importantes y esenciales para lograr el Net Zero. El carbono que utiliza proviene de actividades como la fabricación de cemento y los productos petroquímicos. Esta técnica permite la eliminación del CO₂ y ofrece un poco menos del 10% del ahorro acumulado de emisiones de carbono de 2022 a 2050 en el escenario del Net Zero.

La implementación del CCUS al ritmo y escala necesarios dependerá siempre de diversos factores, como el gobierno, los organismos reguladores y las partes interesadas, para garantizar que se atribuya suficiente valor a evitar y eliminar las emisiones de carbono al entregar productos con bajas emisiones.

La industria petrolera ha sido fundamental en el desarrollo global de CCUS hasta la fecha. Es inversor y socio en más del 90% de los proyectos de CCUS en operación en todo el mundo y más del 40% de la inversión del CCUS desde 2010 ha sido en proyectos directamente relacionados con el petróleo y la cadena de valor del gas.

Figura 2.3.3.1 Esquema representativo del proceso de CCUS



(Global CCS Institute)

Hidrógeno de bajas emisiones y combustibles a base de hidrógeno.

La industria petrolera es un organismo importante en la producción y el consumo de hidrógeno. Actualmente, se utilizan aproximadamente 43 millones de toneladas de hidrógeno al año para el refinado de petróleo. El hidrógeno de bajas emisiones es una de las principales vías para reducir significativamente el uso de combustibles fósiles en la industria pesada. Los combustibles de bajas emisiones a base de hidrógeno son fundamentales para descarbonizar el transporte de larga distancia y son una parte importante en el futuro de los combustibles líquidos en la transición al Net Zero.

Figura 2.3.3.2 Infraestructura de manejo de hidrogeno en refinerías



Bioenergía

La bioenergía, en sus formas sólida, líquida y gaseosa, constituye actualmente una fuente de energía significativa y un elemento esencial en las transiciones hacia el objetivo de Net Zero. Los biocombustibles líquidos para el transporte, el biogás y el biometano ofrecen una oportunidad considerable para que la industria del petróleo y el gas aproveche la infraestructura existente de procesamiento, transmisión y distribución de petróleo y gas, proporcionando simultáneamente una fuente de energía libre de emisiones.

La industria del petróleo y el gas ya participa en la producción de biocombustibles líquidos. Los biocombustibles líquidos a menudo pueden utilizarse en unidades e instalaciones de refinerías tradicionales. Las instalaciones de hidrot ratamiento, normalmente utilizadas para eliminar azufre y otras impurezas en las etapas finales de producción de productos petrolíferos, también pueden convertirse para producir diésel renovable y combustible para biorreactores.

Las refinerías también pueden reconvertirse para producir biocombustibles al 100%. Esto requeriría nuevas inversiones iniciales para modificar y adaptar los activos existentes, pero permitiría a las refinerías aprovechar los activos disponibles, como servicios públicos, infraestructura de almacenamiento y transporte, junto con el capital humano asociado.

Offshore wind

La energía eólica marina proporciona alrededor del 1% de la generación eléctrica mundial, pero tiene un enorme potencial sin explotar. El potencial eólico marino del mundo será 17 veces la escala de la demanda mundial de electricidad. En la mayoría de los mercados, la energía eólica marina por sí sola podría generar suficiente electricidad para satisfacer la demanda total de electricidad en conjunto (AIE, 2019).

Figura 2.3.3.3 Energía eólica marina



En la actualidad, la industria eólica marina se enfrenta a retos en diversos mercados, ya que los costes de los proyectos se incrementan debido a las interrupciones en la cadena de suministro, las elevadas tasas de financiación y los plazos ampliados para la obtención de permisos.

Geotermia

En la actualidad, la energía geotérmica representa poco menos del 1% del suministro energético global. Se utiliza para generar electricidad y proporcionar calefacción a edificios residenciales y comerciales. Las empresas de petróleo y gas han reconocido durante mucho tiempo el potencial de la energía geotérmica como una oportunidad para diversificar sus operaciones y, al mismo tiempo, aprovechar su experiencia en perforaciones. Sin embargo, los desarrolladores geotérmicos

exclusivos y las empresas estatales poseen la gran mayoría de la capacidad, mientras que las empresas de petróleo y gas poseen menos del 5% de la capacidad en todo el mundo.

Las técnicas desarrolladas por la industria del petróleo y el gas, incluido un conocimiento profundo del subsuelo, la perforación y terminación de pozos, la predicción de flujos de fluidos y la gestión de proyectos a gran escala, pueden ayudar a aprovechar estos recursos geotérmicos profundos. Es muy probable que se puedan reducir los costos de la energía geotérmica y mejorar el rendimiento si se pudieran utilizar las tecnologías y el conocimiento del sector del petróleo y el gas (Schulz & Livescu, 2023).

Figura 2.3.3.4 Producción de energía geotérmica



México es un país altamente dependiente de los combustibles fósiles, por lo cual considera estas tecnologías como una alternativa para poder lograr los compromisos de reducción de gases de efecto invernadero adquiridos para mediados de este siglo sin tener que prescindir de estas fuentes de generación de energía. Actualmente se suman esfuerzos entre diversas entidades de gobierno, academia, investigación e ingeniería nacionales, así como apoyo de organismos internacionales, para desarrollar la ingeniería necesaria que permita la implementación de estas tecnologías en el país. (Secretaría de Energía, 23 de julio de 2015). ([The Oil and Gas Industry in Net Zero Transitions. \(2023\).](#))

Capítulo III. Opciones técnicas y estrategias para la descarbonización industrial en la industria de hidrocarburos

3.1 Resumen de la energía renovable en la operación petrolera

Las operaciones de petróleo y gas son altamente complejas y requieren una coordinación precisa entre múltiples contratistas, operadores y agencias gubernamentales. Estas operaciones demandan un capital significativo y maquinaria confiable. Además, la industria es altamente competitiva, con una presión constante para reducir costos. Por lo tanto, para que las tecnologías renovables se integren exitosamente en las operaciones de petróleo y gas, deben cumplir con estrictas métricas de confiabilidad y asequibilidad.

Una estrategia para abordar la creciente demanda de energía y la intensidad energética de la producción, al tiempo que se cumplen los objetivos de emisiones, es integrar tecnologías de generación renovable en las operaciones de petróleo y gas. La industria del petróleo y el gas tiene varias características que facilitan la integración de tecnologías de energía renovable. Las instalaciones de producción suelen estar ubicadas en lugares remotos y requieren grandes cantidades de electricidad que podrían generarse con fuentes renovables (eólica, solar).

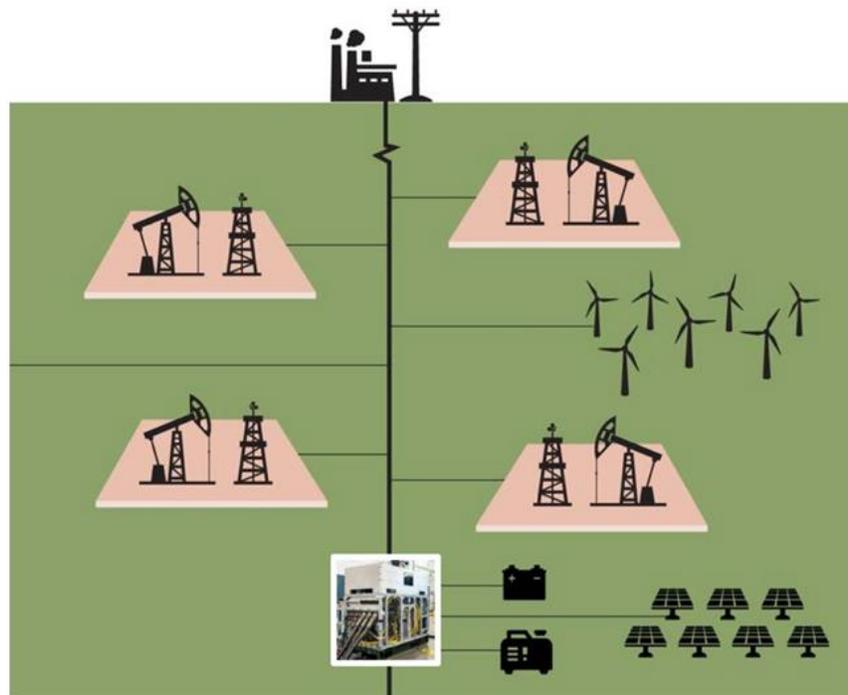
La combinación de una mayor intensidad energética en el sector petrolero y las reducciones drásticas en los costos de muchas tecnologías de energía renovable están modificando el cálculo económico a favor de una mayor integración. Sin embargo, las tecnologías de energías renovables no son aplicables en todos los casos. Las tecnologías de energía renovable deben ser confiables y económicamente competitivas para ser comercialmente viables.

La energía renovable puede reducir el consumo de combustible y los costos de mantenimiento en las operaciones upstream (En el sector petrolero, el término upstream abarca todos los procesos, desde la evaluación geológica de las reservas de petróleo hasta el transporte de las materias primas a la superficie (extracción) y la entrega final en forma refinada). Además, la generación renovable puede reducir el ruido, reducir las emisiones y aumentar la seguridad. Para cada etapa del ciclo

de vida de un campo petrolero, se pueden implementar diferentes tecnologías renovables.

Con frecuencia, las operaciones petroleras se llevan a cabo en áreas con recursos de energía renovable disponibles. Los equipos de campos petroleros y plataformas de pozos podrían convertirse en energía eléctrica y luego conectarse a través de una micro red con un controlador que optimice múltiples fuentes de energía limpia. Las fuentes de energía podrían consistir en sistemas solares fotovoltaicos/eólicos, pilas de combustible, almacenamiento de energía, hidrógeno, gas de campo o incluso energía de red. Este enfoque reduce las fugas y emisiones, proporciona resiliencia durante los cortes y optimiza al menor costo.

Figura 3.1 Esquema para un enfoque integral para la electrificación del pozo y la plataforma a través de microrredes



(Ericson, S. J., Engel-Cox, J., & Arent, D. J. (2019). Approaches for Integrating Renewable Energy Technologies in Oil and Gas Operations.)

La recuperación terciaria, o EOR, presenta varias oportunidades para la integración renovable. Las tecnologías renovables pueden proporcionar y generar energía a partir de procesos EOR. Si las condiciones geográficas y la irradiación solar lo permiten, la energía solar concentrada puede ser un medio económico para generar

vapor para EOR. La cogeneración geotérmica también puede producir electricidad a partir del calor latente de los pozos. El gas natural se utiliza como fuente de energía para producir vapor, que luego se inyecta al yacimiento. La EOR solar térmica sustituye el gas natural por energía solar concentrada (CSP) como fuente de energía para producir vapor.

Conforme la producción de petróleo y gas se desplaza hacia reservas no convencionales y de menor calidad, es probable que el uso de energía y las emisiones de las operaciones crezcan en el futuro. Además, las operaciones de petróleo y gas consumen mucha energía, lo que puede tener impactos ambientales negativos. La integración de tecnologías de energía renovable en las operaciones de petróleo y gas ofrece un medio para reducir el uso de combustibles fósiles en la producción de petróleo y gas. En algunos casos, la integración de energías renovables puede proporcionar actualmente una forma rentable y ambientalmente beneficiosa de satisfacer los requisitos energéticos de las operaciones. Si los costos de la tecnología renovable continúan disminuyendo, los beneficios de la integración renovable seguirían aumentando.

3.2 Reducción y detención de emisiones de metano

El metano es un potente contaminante climático responsable de alrededor del 30% del aumento de las temperaturas globales desde la Revolución Industrial, y es esencial reducir rápidamente y de manera sostenida las emisiones del sector energético. El metano también afecta la calidad del aire porque puede generar ozono troposférico, un contaminante peligroso. Las fugas de metano también pueden representar peligros de explosión y para la salud.

El sector energético fue responsable de casi 130 millones de toneladas (Mt) de emisiones de metano en 2023. Las operaciones petroleras son responsables de alrededor de 50 (Mt) de emisiones de metano y poco menos de 30 (Mt) se emiten desde la cadena de suministro de gas natural. Un millón de toneladas adicional se filtra de los equipos de uso final. La quema de gas es una práctica ineficiente que produce emisiones de CO₂ y metano, esto es perjudicial para la salud. Las emisiones de metano deberían ser mínimas si una antorcha se diseña, se mantiene

y se opera correctamente, pero ese no siempre es el caso y pueden producirse emisiones más altas como resultado de factores como el clima y los cambios en las tasas de producción. Ocasionalmente, una antorcha activa puede extinguirse por completo, lo que da como resultado la liberación directa de gas metano a la atmósfera que debería quemarse.

Debido a esto se estableció la Carta de Descarbonización del Petróleo y el Gas (ODGC), donde nuevos países se sumaron al Compromiso Global sobre la reducción de emisiones de Metano y se movilizó nueva financiación para apoyar la reducción del metano y otros gases de efecto invernadero (GEI) distintos del CO₂.

Para esto se estima que si se cumplieran en su totalidad y a tiempo todos los compromisos de la COP28 (La 28^a Conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático) y se asignara financiamiento de manera efectiva, las emisiones anuales de metano se reducirían en casi 25 (Mt) para 2030, principalmente a través de reducciones de emisiones de las operaciones de petróleo y gas. Las empresas de combustibles fósiles y los gobiernos de todo el mundo ahora deben presentar estrategias claras sobre cómo implementarán estos compromisos de manera efectiva y rápida. Esto debe ir acompañado de mecanismos de verificación y rendición de cuentas para garantizar que los actores estén tomando las medidas necesarias para alcanzar sus objetivos.

El escenario de Net Zero para 2050 (NZE) de la AIE (Agencia Internacional de Energía) limita el aumento de la temperatura superficial media mundial a 1,5 °C sin sobreimpulso o con un sobreimpulso bajo, al tiempo que logra un acceso universal a la energía moderna para 2030. Este escenario se basa en un enorme aumento de la energía limpia para reducir el uso de combustibles fósiles y las emisiones, al tiempo que garantiza un acceso ininterrumpido a los servicios energéticos.

El creciente uso de tecnologías de energía limpia reducirá la demanda de petróleo y gas natural en un 20% para 2030. Estas reducciones en el uso de combustibles fósiles hasta 2030 reducirían las emisiones de metano en conjunto en aproximadamente un 30%. Sin embargo, esta disminución no es lo suficientemente grande como para limitar el calentamiento a 1,5 °C. Por lo tanto, el Escenario Net

Zero incluye acciones adicionales y específicas para abordar las emisiones de metano que conducirían a reducciones aún mayores. En total, las emisiones de metano derivadas de la producción y el uso de combustibles fósiles se reducirían en aproximadamente un 75% con respecto a los niveles actuales para 2030.

En el sector del petróleo y el gas, se han implementado soluciones de reducción que han permitido reducir alrededor de 40 (Mt) de metano. Más de 10 (Mt) de metano se evitan mediante la sustitución de bombas, controladores, compresores y otros equipos por alternativas de bajas o nulas emisiones, como sistemas de aire acondicionado para instrumentos y bombas eléctricas. Otros 10 (Mt) se evitan mediante programas regulares o continuos de detección y reparación de fugas que garantizan que las fugas fugitivas se detecten rápidamente y así prevenir grandes eventos de emisiones al identificar piezas o procesos defectuosos antes de que fallen. Otros 10 (Mt) se evitan utilizando unidades de recuperación de vapor y sistemas relacionados, que dirigen los flujos de desechos de metano y los respiraderos a usos productivos, lo que permite poner fin al venteo y la quema rutinarios. El resto se evita mediante procesos y medidas adicionales, como la captura de purgas, la reducción de las emisiones y la mejora de los sistemas de combustión.

3.3 Aprovechamiento del gas

El aprovechamiento del gas se refiere a el uso eficiente de este hidrocarburo, garantizando la capacidad de manejo, disponibilidad y confiabilidad del sistema de recolección, procesamiento y distribución de este, bajo condiciones técnicas y económicamente viables. Este concepto no simpatiza con la quema y venteo de gas natural, por lo que la regulación, en ocasiones, se enfoca en minimizar estas actividades, ya que en la actualidad estas actividades son bastantes comunes.

El venteo del gas natural asociado se refiere a la liberación intencional de gas natural que se produce como subproducto durante la extracción de petróleo. En lugar de aprovechar este gas, se quema o se libera a la atmósfera sin ser utilizado. Esta práctica ha persistido desde el comienzo de la producción de petróleo hace más de 160 años y se lleva a cabo debido a una variedad de problemas, como

limitaciones económicas y de mercado, falta de infraestructura adecuada y falta de regulación y voluntad política.

El venteo de gas natural asociado puede tener un alto impacto negativo en el medio ambiente, ya que el gas liberado contiene metano, un gas de efecto invernadero que contribuye al calentamiento global, ya que el metano tiene un potencial de contribución de emisiones 34 veces mayor que el dióxido de carbono.

Es por lo que actualmente se exige a los órganos reguladores y empresas operadoras ejercer sus funciones, procurando elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo y de gas natural a largo plazo y considerando la viabilidad económica de la exploración y extracción de hidrocarburos, así como su sustentabilidad; en este sentido, se hace necesario contar con regulación que procure el uso más eficiente posible del gas natural asociado producido por los operadores petroleros.

No obstante, se están implementando estrategias para mitigar la quema de gas natural asociado y aprovecharlo de manera más efectiva. Por ejemplo, se están desarrollando plantas modulares que pueden procesar el gas y producir productos como amoníaco, lo que no solo reduce las emisiones, sino que también genera valor adicional al ofrecer productos útiles en el mercado local.

Existen diversas alternativas para optimizar el aprovechamiento del gas natural asociado en los siguientes escenarios:

- Generación de energía: el gas natural es empleado en centrales de generación de energía, debido a su bajo costo y su menor impacto ambiental.
- Calefacción en hogares y edificios.
- Industrial: el gas es utilizado en diversas industrias como la manufactura, la producción de acero, producción de vidrios y en la producción de productos químicos.
- Transporte: actualmente se han estado implementando como combustibles para transportes públicos y vehículos particulares, estos generan menos

emisiones, son más limpios y contribuyen a reducir la dependencia de los combustibles fósiles tradicionales.

Existen factores significativos que pueden ayudar a reducir el venteo y la quema del gas, entre ellos:

- Contar con una infraestructura adecuada para capturar y transportar el gas de manera segura, lo que permite aprovecharlo en lugar de ventearlo o quemarlo.
- Regular adecuadamente las políticas propuestas para promover el uso productivo del gas y reducir su quema y venteo.
- Buscar nuevas tecnologías de captura y almacenamiento que permitan capturar el gas de manera segura y cuidadosa para su posterior uso.

Para prevenir la liberación del gas natural asociado, es importante utilizarlo comercialmente, contar con la infraestructura adecuada, establecer regulaciones y políticas apropiadas, e implementar tecnologías de captura y almacenamiento. Estas medidas contribuyen a mitigar el impacto ambiental y optimizar el aprovechamiento del gas natural asociado.

3.4 Eficiencia energética

La eficiencia energética se refiere a la capacidad de lograr los mejores resultados de cualquier proceso utilizando la menor cantidad posible de recursos energéticos. Esto permite reducir el consumo de energía y el impacto ambiental. En el sector petrolero, este proceso abarca desde la generación de energía hasta el consumo final. El objetivo es mantener el mismo rendimiento en todos los procesos incorporando modelos de gestión sostenibles, hábitos responsables e inversiones en innovación tecnológica.

La implementación de la eficiencia energética conlleva ventajas en diversos ámbitos, siendo las siguientes algunas de las más relevantes y significativas:

Ahorro de energía y costes: esto se logra al utilizar menos recursos para llevar a cabo un proceso, contribuyendo al ahorro energético y reduciendo el gasto energético, lo que se traduce en una reducción de costos.

Mejoras en el medio ambiente: esto se debe a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera, con el uso responsable de la energía y los recursos, lo que ayuda significativamente a reducir la huella de carbono.

Mejoras en la disponibilidad de la energía: permite optimizar el uso de los recursos y crear una economía de proximidad, fomentando el consumo responsable.

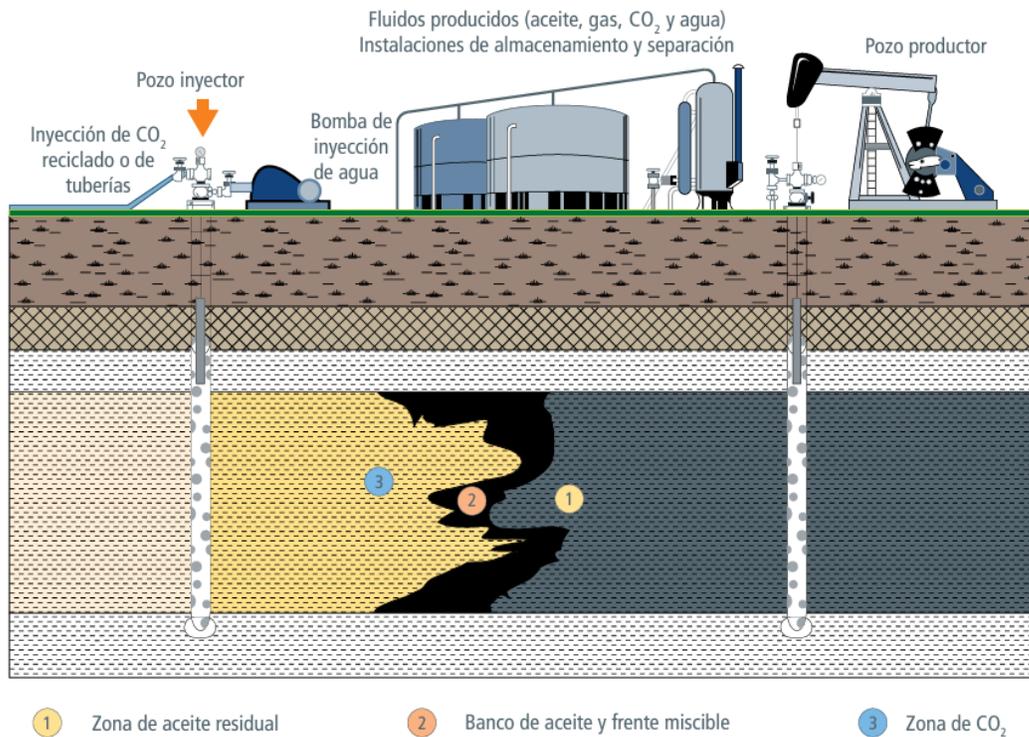
3.5 CCUS como recuperación mejorada

En la suma de los esfuerzos internacionales para reducir la concentración de gases de efecto invernadero (GEI) en la atmósfera, se han propuesto diversos métodos para el almacenamiento permanente de CO₂. Entre ellos, los de tipo geológico son los más convenientes. Algunas alternativas para dicho almacenamiento son los yacimientos salinos profundos, capas de carbón (no explotables), basaltos y yacimientos de aceite o gas hidrocarburo, ya que estos últimos han demostrado ser un buen almacenamiento geológico porque han albergado fluidos por millones de años.

El proceso EOR de CO₂ es principalmente una función de cómo interactúa el CO₂ con el petróleo, que está determinada por la propiedad de miscibilidad, cuando varios líquidos pueden mezclarse completamente convirtiéndose en una mezcla homogénea. Por ejemplo, el agua y el vinagre son completamente miscibles. Por el contrario, el agua y el aceite son inmiscibles; no se combinan en ninguna proporción. El CO₂ a presión y temperatura supercríticas es completamente miscible con el aceite; se combinará por completo.

Un ejemplo claro de cómo funciona este proceso en la producción de petróleo podría ser un metal con pintura. Cuando se enjuaga el metal con agua, esta solo limpia superficialmente porque la pintura y el agua son inmiscibles. Si se aplica un solvente, al metal, el solvente se combina con la pintura y la pintura se elimina completamente del metal. En CO₂ EOR, el CO₂ se combina con el petróleo y ayuda a moverlo a través de los espacios porosos de la roca, lo que permite una mayor recuperación del petróleo en el lugar, generando un barrido del aceite que no podría lograrse con métodos de recuperación secundaria.

Figura 3.5.1 Proceso de recuperación mejorada mediante inyección de CO₂



De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (IEA) (2019) en la recuperación mejorada del petróleo con CO₂, una parte del CO₂ inyectado permanece bajo tierra. Si el CO₂ que regresa a la superficie se separa y se reinyecta para formar un circuito cerrado, esto da como resultado un almacenamiento permanente de CO₂. Hoy en día, en los procesos de recuperación mejorada de CO₂ se inyectan entre 300 kg de CO₂ y 600 kg de CO₂ por barril de petróleo producido en los Estados Unidos. Dado que un barril de petróleo libera alrededor de 400 kg de CO₂ cuando se quema, y alrededor de 100 kg de CO₂ en promedio durante la producción, el procesamiento y el transporte del petróleo, esto abre la posibilidad de que la intensidad de las emisiones del petróleo durante todo su ciclo de vida sea neutra o incluso "carbono-negativa".

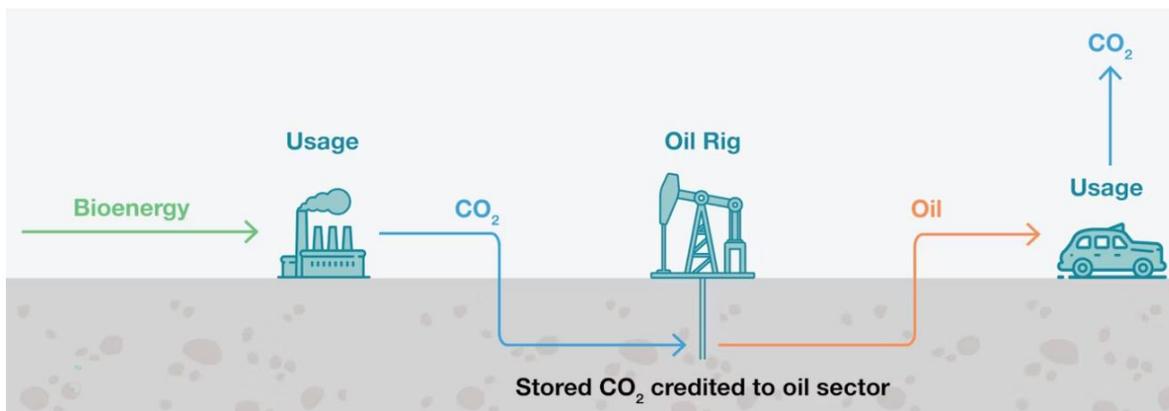
La idea de un petróleo "carbono-negativo" es atractiva. Podría ayudar a reducir las emisiones de sectores difíciles de descarbonizar, como la aviación y los camiones, que dependen en gran medida de combustibles líquidos de alta densidad

energética. Sin embargo, la lógica del “petróleo carbono-negativo” depende críticamente de los límites del análisis y del origen del CO₂.

Para producir “petróleo carbono negativo” –es decir, para que la EOR con CO₂ reduzca realmente las reservas de CO₂ en la atmósfera– los proyectos de EOR necesitarían inyectar CO₂ que provenga de la combustión o conversión de biomasa o que haya sido capturado directamente del aire.

Una ventaja potencial adicional de la recuperación mejorada de CO₂ es que ofrece una oportunidad de menor costo para implementar proyectos de captura y almacenamiento de CO₂. Según el Escenario de Desarrollo Sostenible de la AIE, la captura y almacenamiento de CO₂ tanto en instalaciones de generación de energía como industriales aumentará hasta 2040, alcanzando casi 2.400 (Mt) de CO₂ del total de CO₂ capturado en todo el mundo, 80 veces más de lo que se captura hoy. En la recuperación mejorada de CO₂, los ingresos petroleros generados reducen los costos generales del proyecto y amplían la cantidad de CO₂ almacenado por unidad de inversión. El desarrollo de una serie de proyectos de este tipo ayudaría a reducir los costos de la captura y almacenamiento de CO₂ de manera más general y podría proporcionar el catalizador para que la captura y almacenamiento de CO₂ a escala comercial finalmente despegue.

Figura 3.5.2 Proceso ideal del correcto manejo del CO₂ para la recuperación mejorada del petróleo (EIA, 2019)



Capítulo IV. Alternativa sustentable para la recuperación mejorada con inyección de vapor

4.1 Energía solar, ¿Cómo se puede aprovechar?

La energía solar es la energía obtenida del sol en forma de radiación electromagnética. Mediante la instalación de paneles solares o colectores, se puede utilizar para obtener energía térmica o para generar electricidad.

La energía solar es una de las principales fuentes de energía renovable y desempeña un papel fundamental en la transición energética. Contribuye a impulsar economías más limpias que protegen el medio ambiente, mejoran el bienestar de las personas y garantizan la sostenibilidad de las empresas.

Los avances tecnológicos han convertido a la energía solar en una de las más eficientes y rentables del sector de las energías renovables. Esta fuente inagotable de energía, además de contribuir a la sostenibilidad del planeta, atrae la inversión, genera empleo y aumenta la competitividad de las empresas.

En el contexto actual, donde la responsabilidad hacia el planeta y el medioambiente se ha convertido en una prioridad, es crucial comprender los diversos tipos de energía solar, su funcionamiento y cómo ampliar su uso como fuente de generación eléctrica.

Existen diferentes ventajas y beneficios que aporta utilizar la energía solar, como se ha observado, la energía solar es una fuente de energía limpia y, por lo tanto, contribuye a reducir la huella de carbono de manera significativa. Entre otras ventajas:

- La energía solar es una fuente de energía completamente renovable, ya que se origina a partir de una fuente duradera e inagotable: el sol.
- La energía solar es una fuente de energía limpia que no emite dióxido de carbono ni produce residuos a la atmósfera.
- Esta energía no genera contaminación acústica, ya que su producción es completamente silenciosa.

Existen diferentes tipos de aprovechamiento de la energía solar como:

- Energía solar fotovoltaica

Este tipo de energía solar se basa en un sistema fotovoltaico que genera electricidad a través de módulos fotovoltaicos. Estos módulos tienen la capacidad de transformar la radiación solar en energía eléctrica.

- Energía solar pasiva

Esta energía se aprovecha directamente de la energía solar mediante materiales y técnicas constructivas, sin necesidad de transformarla en otro tipo de energía. Es un componente fundamental del ecodiseño y la arquitectura bioclimática, y se utiliza principalmente para calentar espacios habitables.

- **Energía solar híbrida**

Es la combinación de cualquier tipo de energía solar con otras energías, principalmente renovables. Sin embargo, también puede combinarse con energías fósiles para lograr una mayor eficiencia y reducción de costos.

- **Energía solar térmica**

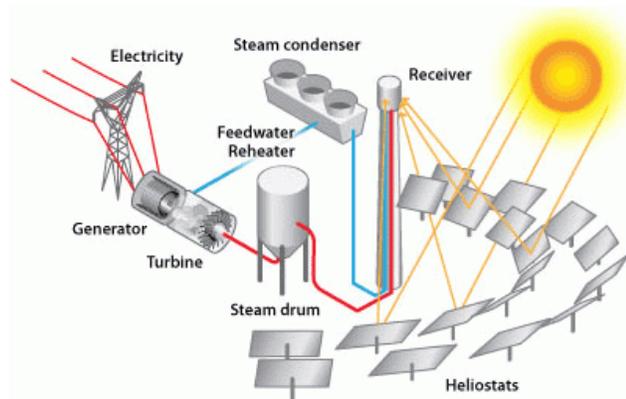
Los sistemas de energía solar térmica emplean colectores solares para convertir la radiación solar en calor. Estos colectores recogen y almacenan la energía para calentar principalmente agua, y en algunos casos para generar vapor. La energía termosolar de concentración funciona mediante una combinación de espejos que concentran la luz solar en una superficie específica para lograr una mayor intensidad energética.

4.2 Tipos y capacidades de generación térmica de los paneles solares térmicos

Planta solar térmica de torre central

Es un tipo de planta termoeléctrica solar que utiliza una torre para concentrar la luz solar. Emplea una serie de espejos planos y móviles, llamados heliostatos, que poseen la capacidad de modificar su orientación para capturar la máxima radiación solar y concentrarla en un punto específico. El calor se transfiere a un fluido termoconductor que, al aumentar su temperatura, se convierte en vapor e inicia un ciclo termodinámico.

Figura 4.2.1 Principio de funcionamiento de una planta solar térmica de torre central



(Technology roadmap: Concentrating Solar Power. (2010). En IEA technology roadmaps).



Figura 4.2.2 Planta solar térmica de torre central PS10 y PS20 en Sevilla, España.

Mediante el uso de luz solar concentrada (CSP) como fuente de calor de alta temperatura, la tecnología CSP no requiere la quema de gas natural y otros combustibles para producir vapor, lo que evita la emisión de gases de efecto invernadero de los procesos de generación de vapor. También libera un valioso recurso de

hidrocarburos que estaba destinado a ser quemado.

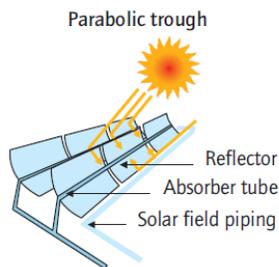
Parabolic troughs

Los sistemas de valles parabólicos consisten en hileras paralelas de espejos (reflectores) curvados para enfocar los rayos solares. Las matrices de espejos pueden tener más de 100 metros de largo con la superficie curva de 5 a 6 metros

de ancho. Los tubos de acero inoxidable (tubos de absorción) con un recubrimiento selectivo sirven como colectores de calor. El recubrimiento está diseñado para permitir que las tuberías absorban altos niveles de radiación solar y emitan muy poca radiación infrarroja. Las tuberías están aisladas en un sobre de vidrio evacuado. Los reflectores y los tubos absorbentes se mueven en conjunto con el sol mientras cruza el cielo.

Todas las centrales eléctricas de canal parabólico que actualmente están en funcionamiento comercial utilizan aceite sintético como fluido de transferencia de calor. Este fluido transfiere el calor de las tuberías del colector a los intercambiadores de calor, donde el agua se precalienta, se evapora y luego se sobrecalienta. El vapor sobrecalentado acciona una turbina, que impulsa un generador para producir electricidad. Después de enfriarse y condensarse, el agua vuelve a los intercambiadores de calor.

Figura 4.2.3 Principio de funcionamiento de una planta solar térmica de espejos parabólicos



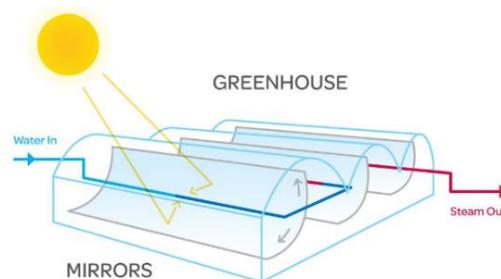
(Technology roadmap: Concentrating Solar Power. (2010). En IEA technology roadmaps).

Parabolic dishes

Los platos parabólicos concentran los rayos solares en un punto focal situado sobre el centro del plato. Todo el aparato sigue al sol, con el plato y el receptor moviéndose en tándem. La mayoría de los platos tienen un motor/generador independiente en el punto focal. Este diseño elimina la necesidad de un fluido de transferencia de calor y de agua de refrigeración.

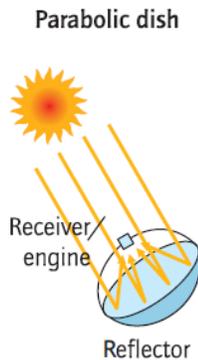
Los platos parabólicos ofrecen la mayor eficiencia de conversión solar a eléctrica entre todos los sistemas CSP. Sin embargo, presentan ciertas limitaciones, como su

Figura 4.2.4 Invernadero de una planta solar térmica de espejos parabólicos, (Glasspoint)



tamaño compacto, la ausencia de refrigeración por agua y su baja compatibilidad con el almacenamiento térmico y la hibridación. Esto los pone en competencia con los módulos fotovoltaicos, especialmente la energía fotovoltaica concentradora (CPV), así como con otras tecnologías de CSP. Los platos muy grandes, que han demostrado ser compatibles con el almacenamiento térmico y la reserva de combustible, son la excepción.

Figura 4.2.5 Principio de funcionamiento de una planta solar térmica de discos parabólicos.



(Technology roadmap: Concentrating Solar Power. (2010). En IEA technology roadmaps).

Figura 4.2.6 Planta solar térmica de discos parabólicos en California, Estados Unidos



(2016, Society of Petroleum Engineers). Comparing Different Scenarios for Thermal Enhanced Oil Recovery in Fractured Reservoirs Using Hybrid Solar-Gas Steam Generators, A Simulation Study.

4.3 Ventajas sobre otros métodos de generación de energía

La energía solar presenta una serie de ventajas significativas en comparación con otros métodos de generación, sobresaliendo en aspectos económicos, ambientales y sociales.

Su naturaleza renovable constituye uno de sus principales beneficios: a diferencia de las fuentes fósiles, la energía solar es inagotable. El sol provee una fuente constante de energía que no se agotará en el corto plazo, posicionándola como una opción sostenible para el futuro.

El impacto ambiental de la generación de energía solar es significativamente menor en comparación con la combustión de combustibles fósiles. Mientras que la combustión emite gases de efecto invernadero y otros contaminantes, la energía

solar genera electricidad sin emisiones directas, lo que contribuye a reducir la huella de carbono.

Reducción de costos: En la última década, los costos de instalación de paneles solares han disminuido considerablemente, lo que ha facilitado el acceso a esta tecnología. Además, los gastos operativos son relativamente bajos, ya que la energía solar requiere un mantenimiento mínimo una vez instalada.

Independencia energética: La energía solar puede facilitar la autonomía energética de los países, reduciendo la necesidad de importar combustibles fósiles. Esto es especialmente relevante en un contexto global donde la variación de los precios de la energía puede tener un impacto significativo en la economía de las naciones.

Flexibilidad en la instalación: Los sistemas de energía solar pueden implementarse en una amplia gama de entornos, desde grandes plantas solares hasta residencias individuales. Esta flexibilidad permite su integración en diversas infraestructuras.

Beneficios económicos a largo plazo: Si bien la inversión inicial en sistemas solares puede ser considerable, los propietarios pueden experimentar ahorros significativos en sus facturas de energía a largo plazo. Además, existen incentivos fiscales y subsidios gubernamentales que pueden ayudar a reducir aún más los costos.

La energía solar no solo se presenta como una alternativa viable y sostenible frente a los métodos convencionales de generación, sino que también aporta beneficios económicos y sociales que fortalecen su papel en la transición hacia un futuro energético más limpio y responsable.

Por otro lado, la integración de la energía solar en la industria del petrolero y gas ofrece numerosas ventajas que contribuyen a revolucionar tanto la parte operativa como la sostenibilidad de la industria. Algunas de las principales ventajas:

Reducción de costos operativos: La energía solar tiene el potencial de disminuir notablemente los costos operativos en las instalaciones petroleras. Al implementar paneles solares para la generación de electricidad, las empresas pueden disminuir

su dependencia de fuentes de energía tradicionales, lo que resulta en ahorros significativos a largo plazo.

La adopción de la energía solar por parte de las empresas petroleras no solo promueve la sostenibilidad y la responsabilidad medioambiental, sino que también les permite encaminar la industria hacia un futuro más sostenible. La integración de fuentes renovables les ayuda a reducir su huella de carbono y cumplir con las normas medioambientales que cada vez son más estrictas. Esto no solo mejora la reputación pública, sino que también fortalece sus vínculos con las comunidades locales.

La implementación de la energía solar representa una oportunidad estratégica para diversificar las fuentes energéticas en el sector petrolero, ya que esta medida no solo refuerza la capacidad operativa, sino que también facilita una mayor flexibilidad empresarial ante las variaciones en los costos de los combustibles fósiles.

Fomenta la innovación y competitividad, con la implementación de tecnologías solares puede posicionar a las empresas petroleras como líderes en innovación dentro del sector energético. Este enfoque puede generar una ventaja competitiva significativa, atrayendo inversionistas y clientes que priorizan la sostenibilidad y la eficiencia energética.

La adopción de energía solar fomenta la estabilidad operativa al disminuir la dependencia de combustibles fósiles, cuyos precios son volátiles. Esto ayuda a las empresas a gestionar sus costos de manera más eficiente y a mitigar los riesgos asociados con la variación de los precios del petróleo.

La energía solar puede utilizarse para alimentar sistemas de bombeo, iluminación y otras operaciones en un campo petrolero, lo que contribuye a aumentar la eficiencia general y optimizar el consumo de energía. Esto puede conducir a ahorros significativos en los costos operativos y a una mayor rentabilidad.

La integración de la energía solar en el sector petrolero no solo representa un progreso hacia la sostenibilidad, sino que también ofrece ventajas económicas y operativas que pueden ser cruciales en un mercado en constante cambio. Varias

empresas del sector están explorando la adopción de fuentes de energía más limpias, lo que marca un inicio para reconfigurar el futuro de la industria energética hacia un medioambiente sostenible.

4.4 Generación de vapor mediante paneles solares

Como se puede observar en los tipos de paneles solares térmicos, estos tienen la capacidad de concentrar la energía en un punto específico con el fin de aumentar la temperatura de un fluido térmico o agua para generar vapor. Si bien, los tres métodos mencionados tienen el mismo principio de funcionamiento, también cuentan con diferencias significativas las cuales favorecen a una actividad con mayor eficiencia. Para el fin específico de este trabajo, el cual es examinar la generación de vapor que será utilizado para inyectarse en yacimientos petroleros, se analizará a mayor detalle el método de **Parabolic Troughs**, mencionando las diferencias más notables con respecto a los otros dos métodos.

Figura 4.4.1 Esquema representativo del área de campo que necesita cada método. (Glasspoint)



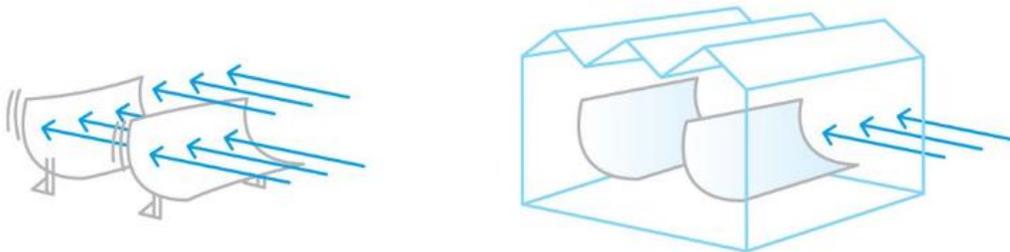
Es fundamental destacar que uno de los principales factores que inciden en la toma de decisiones en un proyecto petrolero es el área de campo que se destinará para una instalación, ya que la mayoría de los campos petroleros se encuentran en entornos naturales y para iniciar las operaciones es necesario adecuar el terreno para construir las instalaciones. Esto implica la construcción de vías de acceso y limpiar el terreno para dichas instalaciones, lo que en la mayoría de las ocasiones genera deforestación. De acuerdo con el Objetivo de Desarrollo Sostenible número 15 (Vida de ecosistemas terrestres), se busca la gestión adecuada de tecnologías

y terrenos para preservar en mayor medida los ecosistemas. Por ello, como se observa en la figura 4.4.1, la tecnología de Valles parabólicos contribuirá considerablemente al cumplimiento de este objetivo.

GlassPoint es una empresa privada fundada en 2009 que se especializa en el diseño y fabricación de generadores de vapor solar utilizando tecnología solar térmica. Su enfoque principal es ayudar a las industrias, especialmente en sectores como el petróleo y el gas, a reducir sus emisiones de carbono y costos de combustible mediante la generación de vapor a partir de energía solar.

La empresa ha desarrollado una tecnología de valles parabólicos solares cerrados (Figura 4.4.2) combinado con tecnología de invernaderos de agricultura que está diseñada específicamente para satisfacer las necesidades industriales de particularmente aquellos que operan en entornos remotos y desafiantes.

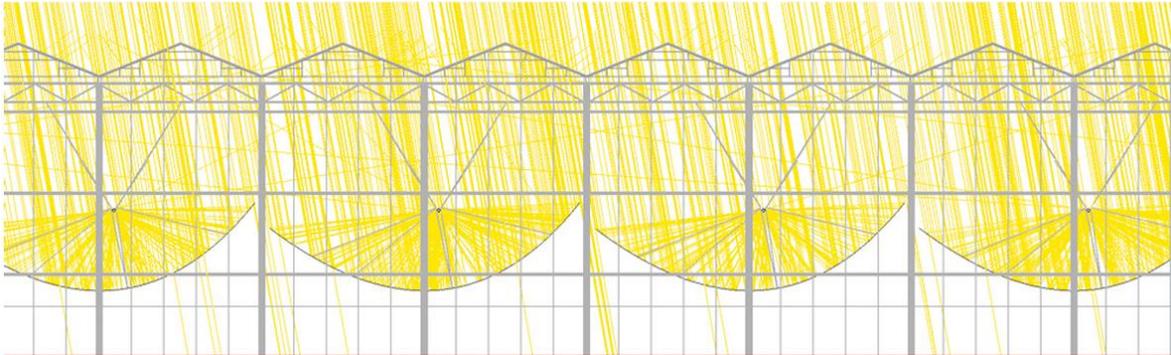
Figura 4.4.2 Esquema representativo de como ayuda un invernadero a proteger los paneles solares de factores externos, (Glasspoint).



Similar a los sistemas de calderas convencionales para yacimientos petroleros, se trata de una caldera (boiler) de vapor directa construida en acero al carbono. Los paneles parabólicos con una apertura de 7,64 m se colocan en centros de 8 m y se centran en un conjunto receptor totalmente soldado, de 61 mm de diámetro. Todos los paneles están encerrados dentro de un invernadero, una estructura similar a las utilizadas por la industria agrícola, que protege los espejos del viento, el polvo y la humedad, y permite el lavado automático con recuperación total del fluido de lavado. El invernadero también sirve como base y estructura de soporte para los paneles solares. Los espejos y los tubos receptores están suspendidos del techo del invernadero y controlados por pequeños sistemas de posicionamiento. Cada fila de 180 metros del invernadero contiene 177 metros de espejo, lo que resulta en una relación de cobertura del suelo de los espejos superior al 93%. Esta alta relación de

cobertura del suelo produce aumentos significativos en la producción anual de vapor por unidad de tierra en comparación con los diseños solares térmicos más antiguos.

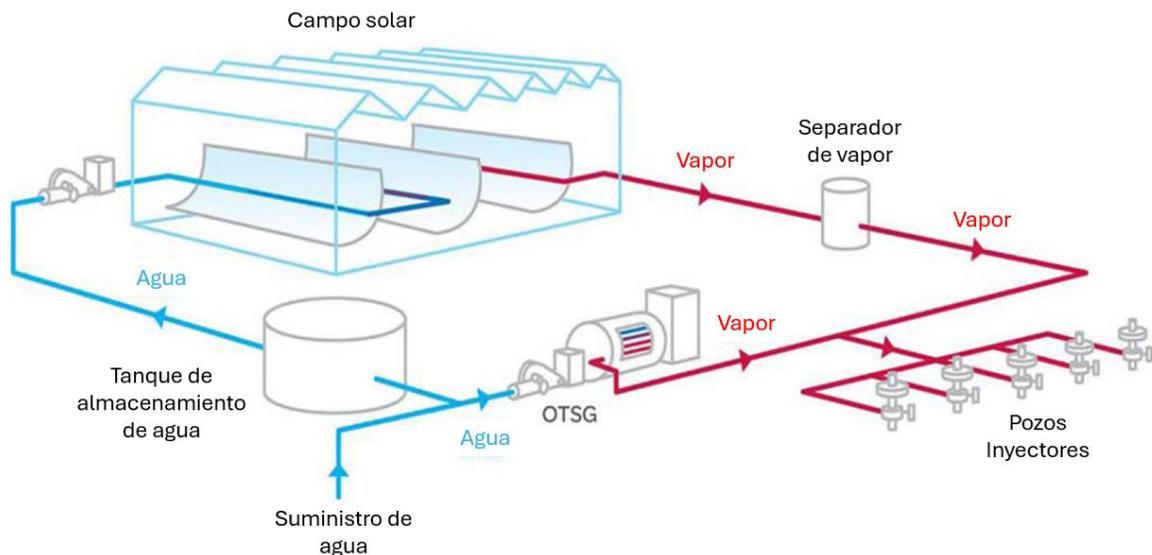
Figura 4.4.3 Funcionamiento de captación de los rayos solares en un invernadero de valles parabólicos



(Deploying Enclosed Trough for Thermal EOR at Commercial Scale)

Los colectores solares están fabricados con una estructura de panel de aluminio ligero y siguen la trayectoria del sol en un solo eje y concentran la radiación solar en un receptor lineal, lo que simplifica el seguimiento solar. En los diseños de enfoque lineal y puntual, los receptores móviles capturan más energía al moverse con el dispositivo de enfoque (Figura 4.4.3).

Figura 4.4.4 Esquema representativo del ciclo de funcionamiento de un campo solar de valles parabólicos



(Decarbonizing Thermal Enhanced Oil Recovery Operations Through Improvements in Saturated Steam Distribution System, 2022)

Se utiliza un separador de vapor de salida para garantizar una medición precisa de la producción de vapor saturado y condensado. Se utiliza un modelo de rendimiento

para pronosticar la producción en función de las mediciones de irradiancia normal directa (DNI) obtenidas de una estación meteorológica in situ.

El peso ligero del colector facilita una instalación suspendida y sencilla de todo el sistema de canaletas. Este sistema incluye un receptor fijo y un reflector giratorio sobre él. El receptor fijo permite un sistema de vapor directo a alta presión, sin necesidad de juntas esféricas ni mangueras, reduciendo costos, riesgos de seguridad y requisitos de mantenimiento. El sistema de vapor directo elimina los costos y riesgos asociados con tecnologías más antiguas como intercambiadores de calor, almacenamiento y riesgos de incendio del fluido de transferencia de calor. La tecnología patentada utiliza un receptor de 60 mm con un sistema de absorción selectiva estable al aire y escudos de convección de vidrio. La estructura del invernadero sostiene los receptores y las canaletas mediante varillas de acero, permitiendo la expansión y contracción térmica diaria sin comprometer la alineación precisa del sistema óptico.

El proceso de la caldera del generador de vapor de paso único (OTSG) maneja agua de alimentación con hasta 30,000 ppm de sólidos disueltos totales. Produce vapor de alta calidad, entre 80 % y 100 bar, cumpliendo con los estándares típicos para generadores de vapor de paso único alimentados por combustible. Se presta especial atención a la salida de líquido para evitar la formación de depósitos de sólidos disueltos dentro de los tubos del evaporador. A pesar del control de las concentraciones de sólidos, ocasionalmente se forman incrustaciones debido a variaciones en la calidad o química del agua. El diseño del sistema incluye características que facilitan la limpieza mediante raspado del receptor. En una aplicación estándar, para garantizar la continuidad de la inyección de vapor a lo largo del día, se emplea vapor solar durante las horas diurnas y vapor generado por gas natural durante la noche. Manteniendo constante la tasa de inyección de vapor, se logra reducir el consumo de gas hasta un 25%. Al ajustar la distribución para inyectar más vapor durante el día y menos por la noche, es posible disminuir el consumo de gas hasta en un 80% sin necesidad de recurrir a costosos sistemas de almacenamiento térmico. El calentamiento y la presurización del yacimiento suelen

producirse durante varios meses y no están relacionados con el momento concreto de la inyección de vapor. Por lo tanto, el yacimiento actúa como un almacenamiento térmico principal por sí mismo.

(Bierman, B., Treynor, C., O'Donnell, J., Lawrence, M., Chandra, M., Farver, A., Von Behrens, P., & Lindsay, W. (2014). Performance of an Enclosed Trough EOR System in South Oman. *Energy Procedia*, 49, 1269-1278. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.03.136>)

4.5 Ventajas y desventajas sobre otros métodos de generación de vapor

La generación de vapor puede lograrse mediante diversos métodos, cada uno con sus propias características, ventajas y desventajas. Algunos de estos métodos utilizan combustible directamente, mientras que otros no. Por lo tanto, se realizará un análisis detallado de los pros y los contras de cada enfoque, con el objetivo de identificar cuál ofrece una mayor viabilidad para implementar un proceso de recuperación mejorada que sea más eficiente, con menores costos de producción y mayor rentabilidad.

Tabla 4.5 Ventajas y desventajas de los métodos de generación de vapor

• Método de Generación de Vapor	• Ventajas	• Desventajas
• Generador de vapor de paso único alimentado con combustible (Boiler)	<ul style="list-style-type: none"> • Costos bajos por tonelada de vapor producido • Rápida construcción de la infraestructura • Producción de vapor flexible y controlable • Costos de inversión iniciales bajos 	<ul style="list-style-type: none"> • Altas tasas de emisiones de carbono por tonelada de vapor producido • Las operaciones y el mantenimiento son intensos y constantes • El costo de producción del vapor es altamente dependiente del costo de los combustibles
• Cogeneración	<ul style="list-style-type: none"> • Costos bajos por tonelada de vapor producido • Las emisiones de gases de efecto invernadero del vapor relativamente son aproximadamente un 50 % menores que los métodos de generación de vapor por quema de combustibles • Aumenta la eficiencia del sistema de una planta de energía de ciclo simple 	<ul style="list-style-type: none"> • Dependencia de la generación de energía • Consumo indirecto de gas natural • La recuperación máxima de calor térmico de la turbina de gas es aproximadamente un 66%, en comparación con el 85% de los generadores de vapor mediante quema de combustibles. • La operación de los ductos quemadores depende del precio de los combustibles
• Solar	<ul style="list-style-type: none"> • Sin consumo de gas como combustible • Sin emisiones de gases de efecto invernadero • Operación simple • Puede extender la vida del yacimiento 	<ul style="list-style-type: none"> • Costo de inversión inicial alto • Depende de las condiciones climáticas • Picos de producción durante el día • Limitaciones en el proceso de calentamiento

Chaar, M., Venetos, M., Dargin, J., & Palmer, D. (2015). Economics of steam generation for thermal enhanced oil recovery. *Oil and Gas Facilities*, 4(06), 42–50.

4.6 Ejemplos de aplicación de utilización de energía solar en la operación petrolera-Generación de vapor en Omán

4.6.1 Miraah

La planta solar térmica Miraah, con una capacidad de 330 MW, se encuentra en el Sultanato de Omán y es una de las instalaciones de este tipo más grandes del mundo. Operada por Petroleum Development Oman (PDO), el principal productor de petróleo de Omán, Miraah desempeña un papel fundamental en la reducción del uso de gas natural en la recuperación mejorada de petróleo. Esta planta genera 2,000 toneladas de vapor solar diariamente.

Miraah se construye siguiendo un proceso secuencial que divide la construcción en pasos estandarizados y repetibles. Equipos especializados se trasladan de un bloque a otro para realizar tareas específicas, optimizando el proceso para acelerar la implementación, controlar los costos y asegurar una calidad constante.

Beneficios económicos

- El gas natural no consumido en el campo se puede utilizar para el desarrollo industrial, la generación de energía o la exportación de GNL.
- Diversifica la economía petrolera de Omán estableciendo una nueva industria de energía solar
- Crea empleos y capacitación en ingeniería, construcción, operaciones y administración.
- Genera valor en el país (ICV) a través del desarrollo de la cadena de suministro local

Información principal de campo Miraah:

Potencia máxima: 330 MW térmicos

Producción de energía: 445 GWh/año

Producción diaria de vapor: 2,000 toneladas

Área del campo solar: 622,080 m²

Área total del proyecto: 781,200 m²

Tecnología: Canaleta cerrada GlassPoint

Bloques de invernadero: 12

Inicio de la construcción: 2015

Primer vapor producido: 2017

Ahorro de gas: 1,897,461 millones de BTU por año

Emisiones de CO₂ ahorradas: 100,565 toneladas al año

4.6.2 Amal I

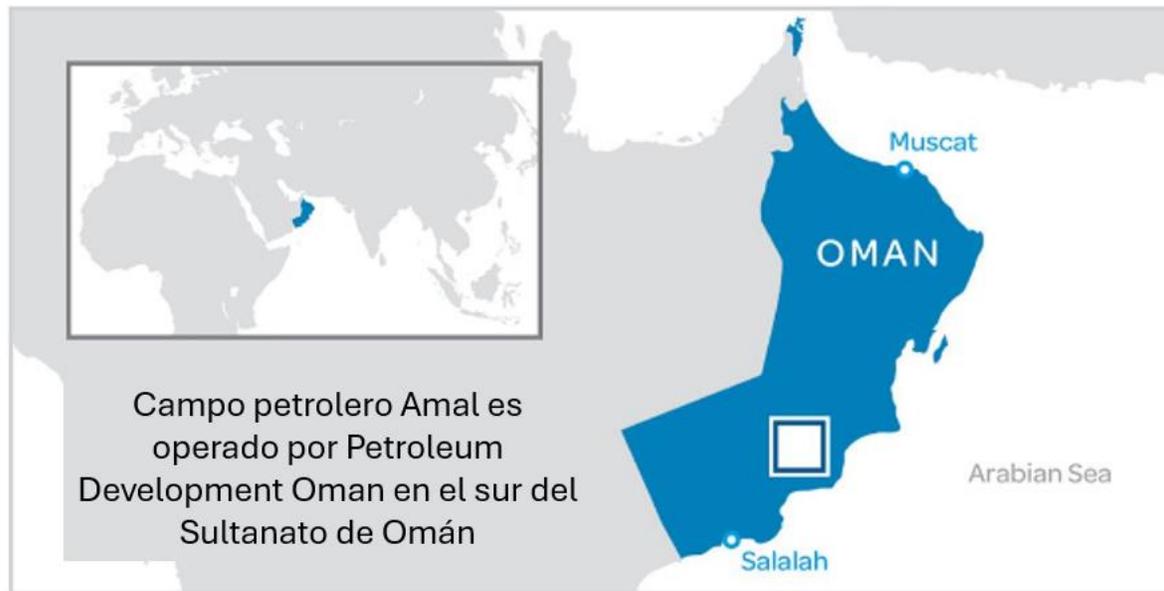
Proyecto termo solar de 9 MW en el yacimiento petrolero de Amal en Omán. El sistema está diseñado para facilitar su integración en yacimientos petrolíferos y cumple con los estrictos estándares de salud, seguridad y medio ambiente (HSE) establecidos por la empresa.

Está diseñado como un generador de vapor de paso único (OTSG), que utiliza la misma agua del yacimiento que los generadores de vapor a gas actualmente instalados en el yacimiento Amal West de PDO.

El proyecto piloto de 7 MWth comenzó a generar vapor en diciembre de 2012, dentro del presupuesto y del cronograma planificado, con un enfoque en la seguridad que resultó libre de accidentes con pérdida de tiempo (LTI). Desde entonces, ha mantenido un sólido historial de seguridad. En enero de 2013, el sistema superó el rendimiento contractual en un 10% durante la primera prueba de aceptación de rendimiento. Actualmente, el proyecto piloto opera de manera exitosa, produciendo un promedio diario de 50 toneladas de vapor sin emisiones. Este vapor solar se integra directamente en la red de distribución de vapor existente de PDO, optimizando la producción de petróleo y reduciendo el consumo de gas.

Con un impresionante tiempo de operación superior al 98%, el proyecto piloto ha demostrado su capacidad para mantener operaciones estables incluso en condiciones adversas como fuertes tormentas de polvo y arena. Este éxito sienta las bases para futuros proyectos de recuperación mejorada de petróleo (EOR) mediante tecnología solar tanto en Omán como en toda la región del Golfo.

Figura 4.6.2 Ubicación geográfica del campo Amal (Glasspoint)



Potencia máxima: 9 MW térmicos

Producción de energía: 12 GWh/año

Producción diaria de vapor: 50 toneladas

Área del campo solar: 17,280 m²

Área total del proyecto: 46,200 m²

Tecnología: Canaleta cerrada GlassPoint

Bloques de invernadero: 1

Inicio de la construcción: 2011

Primer vapor producido: 2012

Ahorro de gas: 47,437 millones de BTU por año

Emisiones de CO₂ ahorradas: 2,514 toneladas al año

4.6.3 Amal II

GlassPoint continúa mejorando su tecnología y productos mediante ajustes incrementales en lugar de cambios radicales en el diseño. Estas mejoras se basan en la experiencia adquirida en la construcción y operación de proyectos en entornos extremadamente desafiantes a nivel mundial. La versión más reciente del diseño de canal cerrado fue desarrollada en colaboración con uno de los principales fabricantes de sistemas de invernaderos en la industria agrícola. Juntos, adaptaron invernaderos de película de alto rendimiento para integrar nuestra tecnología, resultando en una reducción de sombras, menores costos y una mayor resistencia a la abrasión. La película utilizada es altamente inerte químicamente, lo que la hace ideal para entornos con sustancias cáusticas u otras químicas activas. Esta última versión del canal cerrado fue probada inicialmente a pequeña escala en McKittrick y luego implementada a gran escala en Amal, Omán, en 2020.

Potencia máxima: 8 MW térmicos

Producción de energía: 12 GWh/año

Producción diaria de vapor: 50 toneladas

Área del campo solar: 17,280 m²

Área total del proyecto: 46,200 m²

Tecnología: Canaleta cerrada GlassPoint

Bloques de invernadero: 1

Inicio de la construcción: 2018

Primer vapor producido: 2020

Ahorro de gas: 47,437 millones de BTU por año

Emisiones de CO₂ ahorradas: 2,514 toneladas al año

(Projects — GlassPoint. (s. f.). GlassPoint. <https://www.glasspoint.com/projects>)

Figura 4.6.2 Planta solar térmica en Omán



Figura 4.6.3 Planta solar térmica del campo Amal en Omán



(Projects — GlassPoint. (s. f.). GlassPoint. <https://www.glasspoint.com/projects>)

4.7 Campo en México con posible adaptación

La vida productiva de un campo petrolero en cualquier parte del mundo oscila entre los 15 y 30 años, dependiendo de cómo se haya gestionado la producción a lo largo de esos años. Los yacimientos más grandes, incluso, han alcanzado los 50 años de productividad, por lo que se puede continuar implementando nuevas tecnologías para la extracción del petróleo.

En cuanto la producción del campo declina hasta el límite económico, es necesario replantear el futuro del yacimiento, realizando los cambios debidos para que siga generando flujo de efectivo y ganancias.

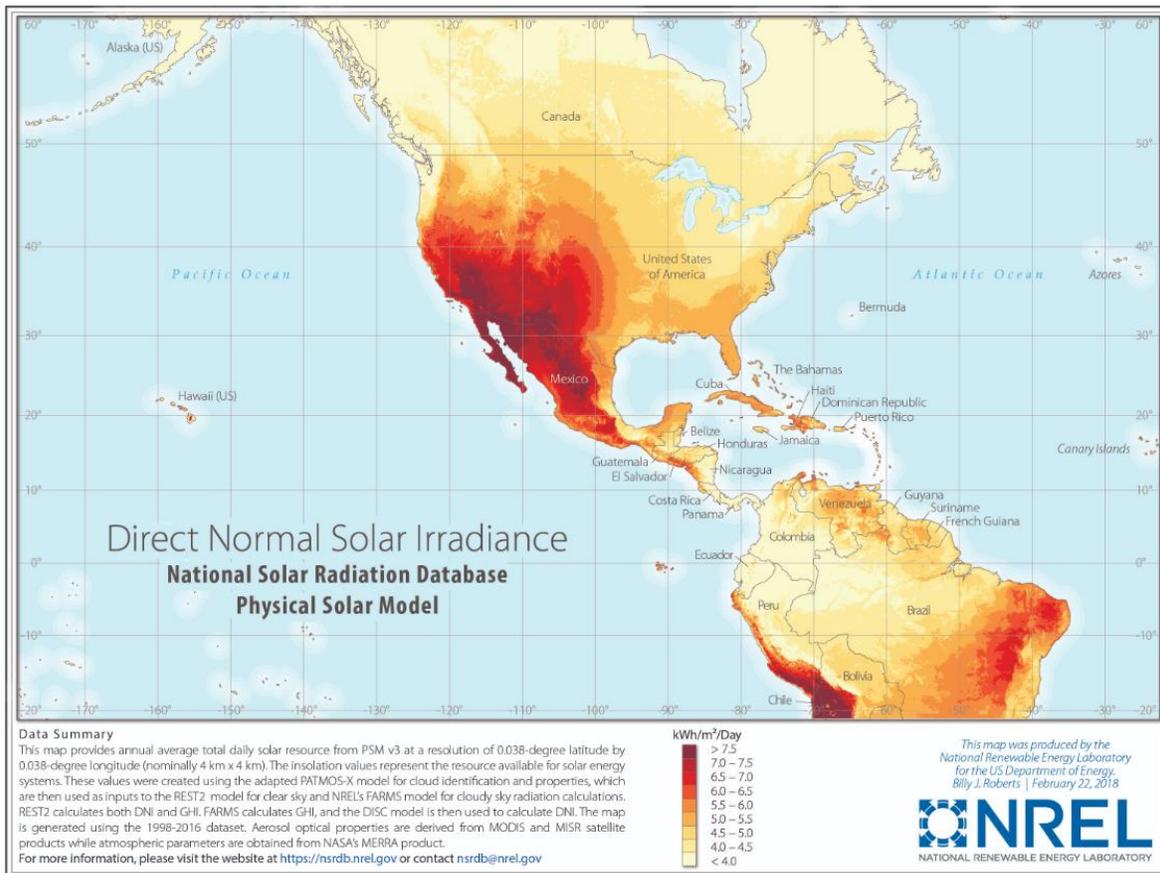
México cuenta con un porcentaje significativo de reservas de petróleo pesado y cuando estos yacimientos llegan a su límite económico, se toma la decisión de implementar algún método de recuperación mejorada. En algunos casos, se decide inyectar vapor para continuar con la vida productiva del yacimiento.

En general, cualquier yacimiento que haya pasado a la etapa madura, o que esté produciendo petróleo pesado mediante inyección de vapor, puede ser candidato a implementar la técnica de inyección de vapor generado mediante paneles solares. Sin embargo, influyen muchos factores, de los más importantes que se analizaron son:

- **Área designada para la nueva infraestructura:** Esto es de suma importancia, ya que, como se mencionó anteriormente, se busca preservar en mayor medida las áreas naturales y el medio ambiente, al igual que no todo terreno es apto para concebir dicha infraestructura.
- **Capacidad financiera de la empresa operadora:** Es fundamental que las empresas cuenten con la solvencia financiera o que estén dispuestas a destinar el dinero para un proyecto de este tipo, ya que, como se puede ver en las ventajas y desventajas, son proyectos que requieren miles de millones de dólares para su implementación.
- **Condiciones climáticas:** La intensidad de radiación solar del entorno en el que se implementará esta tecnología es un factor crucial por considerar. No

todas las regiones del mundo reciben la misma cantidad de radiación solar, incluso si tienen la misma luz solar. Las condiciones climáticas, como la temperatura y la frecuencia de días nublados, tienen un impacto directo en la producción de energía. Un análisis exhaustivo de estas condiciones puede contribuir a optimizar el diseño del sistema. Afortunadamente, México cuenta con una radiación solar adecuada para ser candidato a esta nueva tecnología.

Figura 4.7 Radiación solar directa normal de México



(Solar Resource Maps and Data. (s. f.). Geospatial Data Science | NREL. <https://www.nrel.gov/gis/solar-resource-maps.html>)

- **Participación de las partes interesadas:** La gestión de las partes interesadas es fundamental para el éxito del proyecto. Identificar y comprender las necesidades y expectativas de todas las partes involucradas, desde los inversores hasta la comunidad local, puede influir en la aceptación y el apoyo al proyecto.

En México, el campo petrolero Samaria, que actualmente utiliza la inyección de vapor como método de recuperación mejorada, presenta características favorables para la posible implementación de nuevas tecnologías. La combinación de tecnologías existentes con la energía solar podría optimizar el desarrollo del campo.

4.7.1 Características

El Campo Samaria Neógeno se encuentra en la Cuenca Terciaria del sureste de México, a 20 km Noroeste de la ciudad de Villa Hermosa, Tabasco. Este campo está compuesto por depósitos de arena de tipo fluvial, conformados por canales entrelazados y apilados, en formaciones de edad Plioceno, ubicados a profundidades que oscilan entre 700 y 1,000 metros. Inicialmente, poseía un volumen original de 650 millones de barriles de petróleo extrapesado, con una reserva actual de 129 millones de barriles.

Descubierto en 1960 mediante la perforación del pozo Samaria 2, este campo produce petróleo extrapesado con una densidad inferior a 10 °API y una viscosidad de 1,000 a 5,000 (cp) en condiciones de yacimiento. Debido a estas características, ha sido catalogado como petróleo no comercial, ya que no puede ser extraído utilizando técnicas convencionales.

Debido a sus características y ubicación en tierra, el Campo Samaria Neógeno se presentó como un candidato ideal para la aplicación de procesos térmicos, permitiendo así adquirir experiencia en México antes de implementarlos en otros campos del país. Mediante la metodología FEL, se determinó el escenario óptimo para su explotación. Se concluyó que la inyección de vapor es el proceso más adecuado; sin embargo, se recomendó llevar a cabo una prueba piloto de inyección alterna de vapor. Esto permitiría obtener resultados rápidos con una inversión reducida, facilitando la evaluación de su potencial como método de explotación del campo.

(Cardona, M. A. (2013). Logros y retos de la primera prueba piloto de inyección de vapor en México. *Ingeniería Petrolera*, 53(8), 486-503. <https://biblat.unam.mx/hevila/Ingenieriapetrolera/2013/vol53/no8/4.pdf>)

Figura 4.7.1 Ubicación geográfica del campo Samaria, (CNH)



El área Samaria se encuentra entre las coordenadas 17° 58' y 18° 5' de latitud Norte, -92° 59' y -93° 9' de longitud Oeste. Geológicamente, el área productiva Samaria Somero está ubicada en la provincia geológica de las Cuencas Terciarias del Sureste, en el Pilar de Reforma-Akal, entre las Cuencas de Macuspana y Comalcalco.

Tabla 4.7.1 Datos generales del campo Samaria

	Generales	
	Extrapesado	Pesado
Área (Km^2)	7.9	4.4
Presión inicial ($\frac{Kg}{cm^2}$)	97	200 – 150
Presión actual ($\frac{Kg}{cm^2}$)	97	170 – 120
Presión saturada ($\frac{Kg}{cm^2}$)	84	105
Temperatura de yacimiento(°C)	45 – 47	158
Profundidad (m)	600 – 900	60 – 80
Tipo de empuje	Expansión roca-fluidos	Empuje hidráulico

Tabla 4.7.2 Datos petrofísicos del campo Samaria

Petrofísicas		
	Extrapesado	Pesado
Tipo de yacimiento	Aceite negro viscoso	Aceite negro
Litología	Arenas no consolidadas	Arenas no consolidadas
Formación	Paraje solo	Paraje solo, Filísola
Espesor (m)	120 - 150	150 - 200
Porosidad (%)	20 – 40	20 – 40
Saturación de agua (%)	10 – 20	10 – 30
Permeabilidad (mD)	3,000 – 5,000	400 – 4,000

Tabla 4.7.3 Datos de los fluidos del campo Samaria

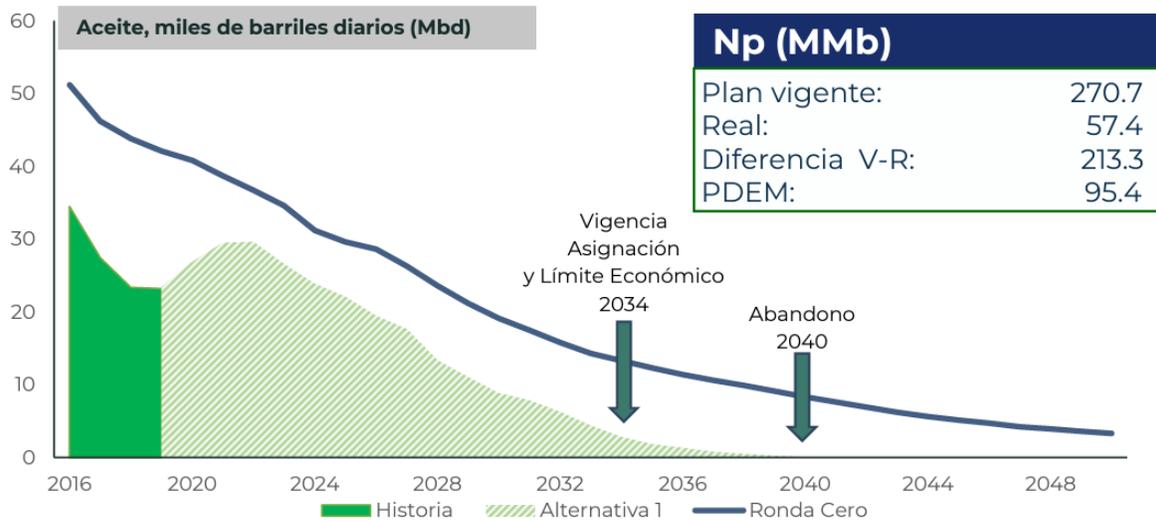
Fluidos		
	Extrapesado	Pesado
Tipo de fluido	Extrapesado	Pesado y mediano
Viscosidad (cp)	6,000 – 45,000	200 – 2,000
Densidad del aceite °API	5 – 10	12 – 18
RGA ($\frac{m^3}{m^3}$)	1 – 10	60 – 120

3ra. reunión del grupo de trabajo sobre crudo pesado Natural Resources Canada. (2012). *Avances del proyecto de explotación de crudo pesado y extrapesado en el Activo de Producción Samaria Luna.*

De acuerdo con las propiedades del sistema roca-fluidos, este yacimiento es un buen candidato para la inyección de vapor bajo cualquiera de los esquemas de inyección de vapor continua, cíclica o asistida por gravedad (Steam-Assisted Gravity Drainage, SAGD). Esto se debe a que estos métodos de recuperación mejorada son aplicables principalmente en yacimientos de arenas someras, de alta porosidad, con aceite pesado y viscoso.

Conforme a la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción de PEMEX, publicada por la CNH el 21 de enero de 2020, se estima que el campo Samaria alcanzará su límite económico para el año 2034. Esto proporciona un plazo de 10 años para continuar con las operaciones y generar flujo de efectivo, lo que permite la implementación de nuevas tecnologías para la extracción de los recursos aún disponibles en el yacimiento.

Figura 4.7.2 Pronóstico de producción del campo Samaria



(Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción A-0296-M-Campo Samaria)

De implementarse la tecnología de generación de vapor mediante paneles solares en el campo Samaria, sería posible extender el límite económico y mantener la producción durante algunos años adicionales, optimizando cada proceso para asegurar la máxima eficiencia.

En el contexto del proceso de inyección de vapor en las arenas del terciario presentes en el campo Samaria, es crucial evaluar la viabilidad de implementar nuevas tecnologías en la terminación de pozos. Estas tecnologías deberían estar orientadas a mejorar el alcance de las estimulaciones y optimizar la producción de hidrocarburos.

Para la implementación de este tipo de proyectos, es crucial tomar decisiones con sumo cuidado y realizar un estudio de viabilidad exhaustivo, así como un análisis

económico que proporcione una visión más clara. Estos proyectos requieren una inversión significativa, lo que conlleva riesgos inherentes.

4.8 Infraestructura adaptable en México

En el campo Samaria se realizó una prueba piloto de inyección cíclica de vapor obteniendo excelentes resultados, en esta prueba el esquema del proceso está compuesto por los siguientes sistemas: sistema de generación e inyección de vapor, sistema de recolección y prueba de pozos, sistema de manejo e inyección de diluyente, sistemas de separación, deshidratación de aceite y tratamiento de aguas de proceso.

Figura 4.8 Generador de vapor utilizado en la prueba piloto del campo Samaria



(Cardona, M. A. (2013b). Logros y retos de la primera prueba piloto de inyección de vapor en México. Ingeniería Petrolera, 53(8), 486-503. <https://biblat.unam.mx/hevila/Ingenieriapetrol>)

Tras la prueba piloto se concluyó que es recomendable investigar nuevas tecnologías que permitan distribuir el vapor en toda la sección de los pozos horizontales, con el objetivo de mejorar su productividad y obtener el beneficio esperado con la perforación de este tipo de pozos.

Los resultados obtenidos indican que es viable masificar esta tecnología para recuperar las reservas del Campo Samaria Neógeno.

El campo cuenta con infraestructura adaptable a nuevas tecnologías, como generadores de vapor mediante paneles solares. Desde 2016 se han propuesto nuevas técnicas y tecnologías para mejorar el desarrollo del campo, lo que no solo se reflejaría en este campo, sino que también podría implementarse en otros

campos en México para impulsar y maximizar la producción diaria de petróleo mediante técnicas que preserven el medio ambiente combinando energías limpias con energías fósiles. Los países de Medio Oriente son un modelo ejemplar que seguir, ya que sus ambiciosos proyectos promueven cambios en los procesos de generación de energía más limpia.

El campo Samaria cuenta con pozos inyectoros, unidad de generación de vapor, sistemas de bombeo y separadores de fluidos, los cuales se utilizarán para complementar la planta solar térmica, reduciendo así los costos de inversión en una posible implementación. Conforme se muestra en la (Figura 4.4.4), sería necesario añadir el suministro de agua, el tanque de almacenamiento de agua, la planta solar térmica y el separador de vapor, uniéndolo a la infraestructura existente actualmente, adaptando los procesos para la implementación de esta nueva tecnología.

Capítulo V. Caso de estudio y oportunidad para México

5.1 Potencial de desarrollo para los campos de aceite pesado en México

El Gobierno de México, mediante el Plan Nacional de Desarrollo 2025-2030, publicado el 12 de febrero de 2025, ha definido nuevas estrategias para incrementar la producción nacional de hidrocarburos. Estas estrategias contemplan grandes inversiones en exploración y explotación con el fin de aumentar la reserva de hidrocarburos nacional asegurando el abastecimiento y la seguridad energética en un futuro.

Incrementar la producción nacional a 1.8 MMBD se posiciona como un objetivo primordial, para lo cual se ejecutarán tareas de perforación de nuevos pozos, así como reparaciones menores y mayores para reactivar campos en ubicaciones estratégicas, principalmente en la región sureste del país.

La implementación de estas modificaciones resultará en un desarrollo innovador de los campos de aceite pesado y, en general, de una gran parte de los campos en

México. Este nuevo enfoque buscará la aplicación de tecnologías de energía limpia, optimizando los procesos para reducir las emisiones de carbono.

Además de este nuevo plan de trabajo, recientemente se han realizado numerosas modificaciones en planes de desarrollo para la extracción de hidrocarburos en campos maduros lo cual, trae consigo muchos beneficios con los cuales será posible proponer nuevas tecnologías de extracción, dando así mayor posibilidad de éxito a este proyecto.

A pesar de que los campos son maduros y contienen aceite pesado, continúan estudiándose, ya que aún se consideran rentables, para seguir haciendo inversiones grandes, para cambiar el rumbo de la producción de estos, buscando prolongar el tiempo que puede aportar a la producción nacional.

Por consiguiente, se mantienen como áreas con un alto potencial de desarrollo. Esto motiva la implementación de nuevas técnicas de recuperación, buscando un desarrollo integral tanto en yacimientos existentes como en aquellos por descubrir. Estos últimos pueden optimizarse desde su concepción, gracias a estudios que demuestran la viabilidad y el incremento del factor de recuperación inicial mediante la atención meticulosa a los detalles.

En consecuencia, se ha determinado la conveniencia de llevar a cabo este estudio para evaluar el potencial y el alcance actuales en el continuo desarrollo de los yacimientos de hidrocarburos en México.

5.2 Potencial de desarrollo por medio de inyección de vapor para incrementar la producción de crudo

5.2.1 Costos de producción de vapor mediante paneles solares

Como se ha visto anteriormente, la tecnología de energía solar suele conllevar una inversión inicial muy grande, lo cual puede generar limitantes para su implementación; pero lo que realmente debe considerarse son los bajos costos de producción, operación y mantenimiento. Estos son reducidos en gran medida, ya que, al estar protegidas con un invernadero agrícola adaptado, no es necesario hacer mantenimiento mayor, pues las placas solares se encuentran protegidas de

la intemperie. La reutilización del agua de limpieza del invernadero optimiza la operación, minimizando los gastos hídricos y contribuyendo a la sostenibilidad ambiental.

A continuación, se presenta una tabla con los datos más relevantes para la implementación del método de generación de vapor mediante una planta solar térmica.

Tabla 5.2.1 de parámetros de costos de una planta térmica solar

Planta térmica solar		
Parámetros	Valor	Unidad
Costos de inversión	500,000	Dólares/acre
Costos de operación	0.5	Dólar/MMBTU

Sandler, J., Fowler, G., Cheng, K., & Kovscek, A. R. (2013). Solar-generated steam for oil recovery: Reservoir simulation, economic analysis, and life cycle assessment. *Energy Conversion and Management*, 77, 721–732. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2013.10.026>

5.2.2 Alcances y análisis económico

Se llevó a cabo un análisis económico para definir el alcance del proyecto, comparando un escenario de generación de vapor 100% solar con el método actual, y evaluando sus ventajas y beneficios que este provee.

Para este análisis se utilizaron los datos obtenidos por la CNH en su pronóstico de producción realizado en el [Dictamen Técnico de la Solicitud de Modificación del Plan de Desarrollo Para la Extracción](#) y publicados en enero del 2020.

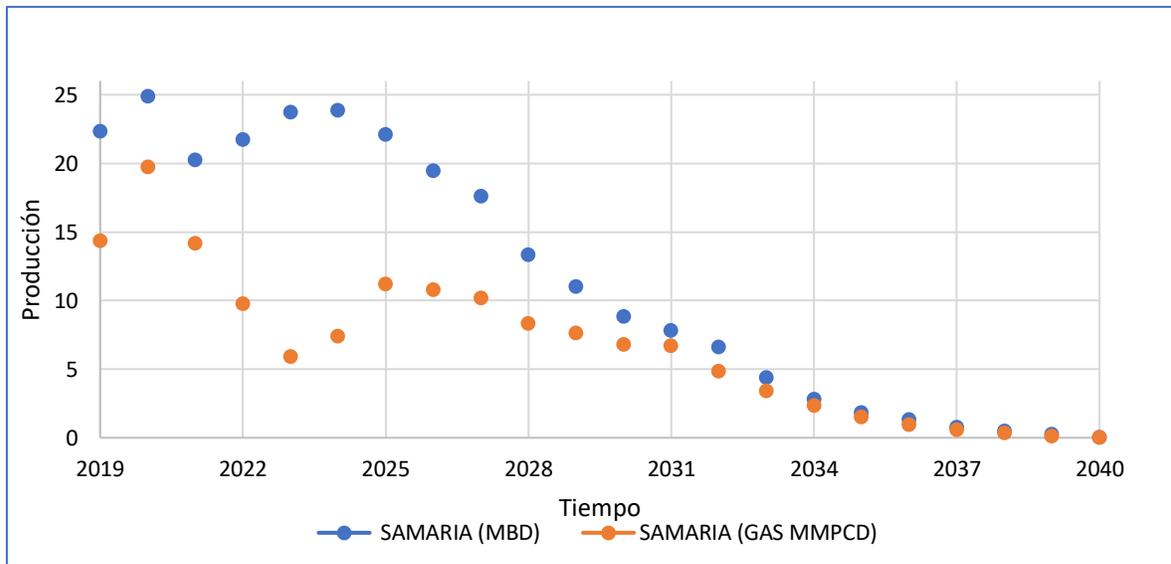
Tabla 5.2.2.1 Gastos de producción de la alternativa seleccionada

Alternativa	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Producción de aceite (Mbpd)	24.66	26.87	29.50	29.65	26.57	23.86	22.08	19.44	17.62	13.35	11.02
Producción de Gas Natural (MMpcd)	13.11	11.20	13.17	14.07	13.11	11.78	11.19	10.79	10.15	8.43	7.61

Alternativa	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Producción de aceite (Mbpd)	8.85	7.82	6.26	4.37	2.79	1.82	1.31	0.76	0.48	0.23	0.02
Producción de Gas Natural (MMpcd)	6.76	6.68	4.84	3.42	2.34	1.49	0.95	0.55	0.32	0.12	0.007

El Plan de Desarrollo 2019-2040 propone una inversión de 1,007.42 MMUSD y un gasto operativo de 1,865.85 MMUSD. Para 2034, se proyecta una inversión de 968.3 MMUSD y un gasto operativo de 1,833.6 MMUSD.

Figura 5.2.2.2 Pronostico de Producción del campo Samaria



Con base en los datos anteriores, se llevó a cabo un análisis económico considerando las proyecciones de producción, los costos de inversión y los costos operativos. Obteniendo los siguientes indicadores económicos:

Tabla 5.2.2.3 Indicadores económicos método convencional

Características	Alternativa seleccionada
VPN AI (MMUSD)	2,810.00
VPI (MMUSD)	1,506.00
VPN/VPI AI @12%	1.67
TIR %	69.70
Limite económico	2044/12

NOTA: Existe una pequeña variación con respecto a los datos obtenidos por la CNH, ya que no se consideraron todos los decimales de las cantidades y, en ocasiones, se optó por redondear las cifras, pues este análisis tiene fines comparativos.

Análisis económico con Planta Térmica Solar:

El escenario de producción de vapor 100% solar incluye costos de inversión adicionales respecto al escenario convencional. Estos incluyen una inversión inicial en la planta térmica solar de 9.335 MMUSD, calculada según la demanda actual del campo Samaria Neógeno para generar 238 toneladas de vapor diarias. Se recomienda añadir 2 MMUSD, los cuales estarán disponibles para inversiones extras o imprevistos.

Añadiendo costos de operación de 0.5 dólares por MMBTU, generando los siguientes indicadores económicos tomando en cuenta un nuevo escenario sin el uso de gas natural para generar vapor.

Tabla 5.2.2.4 Tabla de indicadores económicos escenario 100% solar

Características	Alternativa 100% Solar
VPN AI (MMUSD)	4,673.00
VPI (MMUSD)	2,284.00
VPN/VPI AI @12%	2.54
TIR %	104
Limite económico	2046/12

5.2.3 Retos en la generación de vapor por método convencional

La generación de vapor mediante métodos convencionales es directamente dependiente a la volatilidad del precio del gas natural, recurso que debe adquirirse diariamente, independientemente de los costos, para cubrir las necesidades operativas de la industria petrolera.

De manera similar a las instalaciones convencionales, estas requieren un mantenimiento más frecuente y costoso debido a su exposición directa a la intemperie, lo que provoca averías y problemas frecuentes.

5.3 Estudio de factibilidad en el yacimiento A

Por medio de un análisis preliminar, se recomienda el campo Samaria Neógeno como la opción más viable para la instalación de una planta térmica solar. Esta planta generará vapor para cubrir la demanda actual, sustituyendo así el gas natural empleado en los generadores convencionales.

La principal razón para considerar a Campo Samaria como promotor del nuevo método de generación de vapor se basa en su infraestructura existente, adaptable a las nuevas técnicas.

Cabe destacar la favorable ubicación geográfica y las óptimas condiciones del terreno, con accesibilidad vial y una topografía predominantemente plana.

Asimismo, en la que se refiere a un desarrollo sostenible integral, la preservación del medio ambiente y las áreas verdes son de vital importancia. Tras un análisis del terreno y la revisión histórica del área propuesta para la planta térmica, se ha identificado un terreno con una cantidad pequeña de árboles y sin antecedentes de uso agrícola. Se adjunta mapa del área requerida para la planta térmica solar.

Coordenadas: Longitud: 93° 5'7.36"O Latitud: 17°59'48.88"N

Figura 5.3.1 Ubicación de la planta térmica solar.



Como se observa, la ubicación estratégica de la planta solar, próxima a las estaciones de compresión, la planta de generación de vapor y los tanques de almacenamiento, la convierte en un complemento ideal de dichas instalaciones.

Sin embargo, con el objetivo de poder llevar a cabo un análisis a mayor profundidad que identifique de manera integral los aspectos técnico-económicos juntos con los sociales y ambientales, se llevó a cabo un análisis general utilizando las metodologías de naciones unidas como lo son el marco de referencia de la UNFC (United Nations Framework Classification). Como se describe en la siguiente sección.

5.4 Marco de las Naciones Unidas para la Clasificación de Recursos (UNFC)

El Marco de las Naciones Unidas para la Clasificación de Recursos (UNFC) es un sistema de clasificación de recursos basado en proyectos y principios que define la viabilidad ambiental, socioeconómica y técnica de los proyectos de desarrollo de recursos. La UNFC proporciona un marco consistente para describir el grado de confianza en las cantidades de producción futuras del proyecto.

Los productos del proyecto, como electricidad, calor, hidrocarburos, hidrógeno, minerales y agua, son aptas para compra, venta o utilización. Cabe señalar, que, en ciertas iniciativas, como las de energías renovables, los productos (electricidad, calor, hidrógeno, etc.) difieren de las fuentes de energía primarias (eólica, solar, etc.). En otros casos, como en proyectos petroleros, los productos y las fuentes pueden ser equivalentes (petróleo y/o gas), aunque sus propiedades y estado físico pueden variar según las condiciones del yacimiento o de la superficie.

Un proyecto se define como un desarrollo u operación que establece la base para la evaluación ambiental, social, económica y técnica, así como para la toma de decisiones informadas. Su planificación puede ser detallada o conceptual, particularmente en la planificación estratégica a largo plazo de recursos nacionales. Dicha planificación debe ser lo suficientemente detallada para permitir una

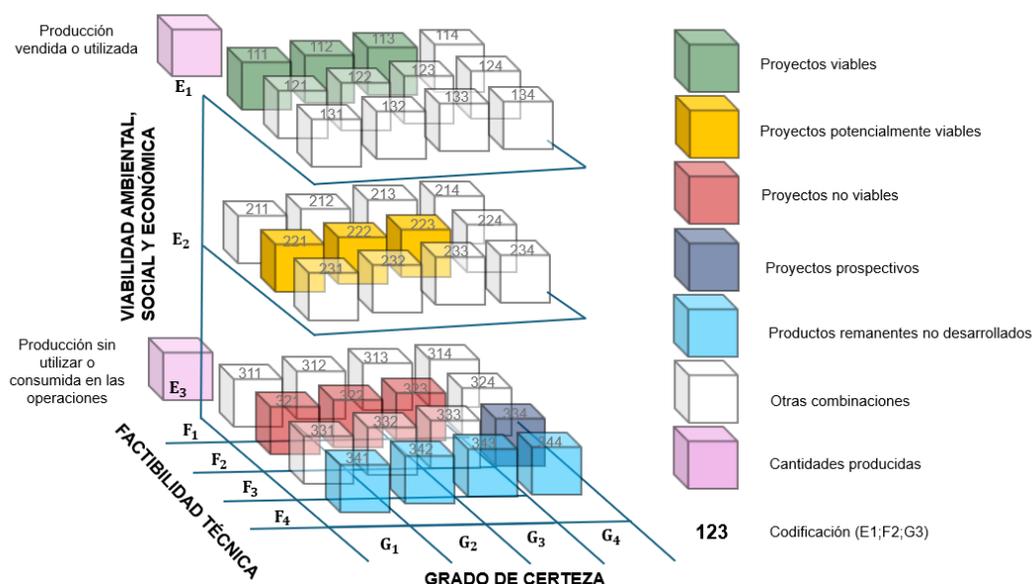
evaluación precisa de las necesidades de las partes interesadas, acorde al nivel de madurez definido.

La UNFC⁵ ha sido diseñada para satisfacer, en la medida de lo posible, las necesidades de las aplicaciones relativas a:

- Formulación de políticas basadas en estudios de recursos,
- Funciones de gestión de recursos,
- Procesos de negocios corporativos; y
- Asignación de capital financiero

La UNFC es un sistema basado en principios que clasifica los productos de un proyecto de recursos según tres criterios fundamentales: viabilidad ambiental y socioeconómica (E), factibilidad técnica (F) y grado de confianza en la estimación (G), mediante un sistema de codificación numérica. La combinación de estos criterios crea un sistema tridimensional (Figura 5.4.1). Se definen categorías (p. ej., E1, E2, E3) y, en algunos casos, subcategorías (p. ej., E1.1) para cada uno de los tres criterios.

Figura 5.4.1 UNFC Categorías y Ejemplos de Clases



⁵ UNFC, 2019, Naciones Unidas, Clasificación Marco de las Naciones Unidas para los Recursos

Como se ilustra en la Figura (5.4.1), el inventario total disponible para desarrollo o producción se clasifica a una fecha específica. La cuantificación del inventario puede requerir la consideración del ciclo de vida o la duración del proyecto (por ejemplo, en proyectos de energías renovables). La clasificación se basa en los siguientes criterios:

- Cantidades producidas vendidas o utilizadas, incluyendo el autoconsumo en viviendas con sistemas solares.
- Cantidades producidas no utilizadas o consumidas en las operaciones.
- Cantidades de un producto conocido con potencial de producción futura, clasificadas según estudios de evaluación técnica, ambiental y socioeconómica basados en proyectos.
- Cantidades de producto remanentes no desarrolladas en ningún proyecto.
- Cantidades de producto restantes no desarrolladas en ningún proyecto prospectivo.
- Cantidades de un producto con potencial de producción futura a partir de proyectos prospectivos, clasificadas según estudios de evaluación técnica y ambiental y socioeconómica basados en proyectos prospectivos.

Tabla 5.4.1 Versión abreviada de UNFC, que muestra las clases primarias

	Producido	Producción vendida o usada			
		Producción que no es utilizada o consumida en las operaciones			
	Clase	Categorías Mínimas			
		E	F	G	
Productos totales	Se ha confirmado la viabilidad ambiental, socioeconómica y técnica del proyecto.	Proyectos Viables	1	1	1,2,3
	La viabilidad ambiental, socioeconómica y/o factibilidad técnica del proyecto aún está por confirmar.	Proyectos potencialmente viables	2	2	1,2,3
		Proyectos no viables	3	2	1,2,3
	Productos restantes no desarrollados a partir de proyectos identificados		3	4	1,2,3
	No existe suficiente información sobre la fuente para evaluar la viabilidad ambiental, socioeconómica y técnica del proyecto	Proyectos prospectivos	3	3	4
	Productos restantes no desarrollados a partir de proyectos prospectivos		3	4	4

Se mantendrá la descripción completa del producto mediante la aplicación completa de la clasificación a todos los proyectos de origen. Para ello, se establecerá un punto de referencia que determine la cantidad, calidad y precio de venta (o transferencia) del producto.

Con excepción de los datos de producción histórica, las cantidades se estiman, lo cual implica un grado inherente de incertidumbre. Esta incertidumbre se gestiona mediante la presentación de cantidades discretas con niveles de confianza decrecientes (alto, moderado, bajo) o a través de tres escenarios de resultados (estimación baja, óptima y alta). Una estimación baja equivale a una estimación de alta confianza (G1), mientras que la estimación óptima representa la combinación de estimaciones de alta y moderada confianza (G1 + G2). Finalmente, la estimación alta engloba las estimaciones de alta, moderada y baja confianza (G1 + G2 + G3). Las estimaciones pueden realizarse mediante métodos deterministas o probabilísticos.

Los proyectos que no cumplen los requisitos de un proyecto viable se encuentran sujetos a una o más condiciones pendientes de cumplimiento. Estos proyectos contingentes se clasifican en: aquellos cuyas condiciones ambientales, socioeconómicas y de ejecución se estiman aceptables, y aquellos cuyas condiciones no lo son.

CONSIDERACIONES AMBIENTALES Y SOCIALES

La evaluación de proyectos según la UNFC considera los aspectos ambientales y sociales, alineados con la Agenda 2030 y los ODS, que puedan afectar su desarrollo. En la clasificación de un proyecto, las categorías del eje E integran explícitamente los factores ambientales y sociales relevantes para su viabilidad, junto con los factores económicos, legales y otros no técnicos.

La identificación y consideración, en el momento de la estimación, de todos los aspectos sociales o ambientales conocidos que puedan afectar al proyecto durante su ciclo de vida se reconoce como parte integral de la evaluación.

La presencia de factores sociales o ambientales puede impedir la ejecución de un proyecto o provocar la suspensión o finalización de las actividades de un proyecto en producción. En algunos casos, la presencia de externalidades ambientales o sociales positivas puede ser un factor clave para el inicio de un proyecto. La clasificación registrará la madurez de los aspectos ambientales y sociales y su impacto en el desarrollo del proyecto.

Tabla 5.4.2 Clases y subclases de la UNFC definidas por subcategorías

Clases UNFC definidas por categorías y subcategorías						
Producido	Producción vendida					
	Producción que no es utilizada o consumida en las operaciones					
Clase	Subclase	Categorías				
		E	F	G		
Productos totales	Recursos conocidos	Proyectos viables	En producción	1	1.1	1, 2, 3
			Aprobado para el desarrollo	1	1.2	1, 2, 3
			Justificado para el desarrollo	1	1.3	1, 2, 3
		Proyectos potencialmente viables	Desarrollo pendiente	2	2.1	1, 2, 3
			Desarrollo en espera	2	2.2	1, 2, 3
		Proyectos no viables	Desarrollo sin aclarar	3.2	2.2	1, 2, 3
	El desarrollo no es viable		3.3	2.3	1, 2, 3	
	Productos restantes no desarrollados a partir de proyectos identificados		3.3	4	1, 2, 3	
	Recursos potenciales	Proyectos prospectivos	[No hay subclases definidas]	3.2	3	4
		Productos restantes no desarrollados a partir de proyectos prospectivos		3.3	4	4

Tabla 5.4.3 Eje E – Viabilidad ambiental y socioeconómica

Categoría	Definición	Explicación de apoyo
E1	Se confirma que el desarrollo y la operación son ambiental, social y económicamente viables.	El desarrollo y la operación son ambiental, social y económicamente viables según las condiciones actuales y supuestos realistas sobre las condiciones futuras. Se han cumplido todas las condiciones necesarias (incluidos los permisos y contratos pertinentes) o existen expectativas razonables de que se cumplirán en un plazo razonable y no existen impedimentos para la entrega del producto al usuario o al mercado. La viabilidad ambiental, social y económica no se ve afectada por condiciones adversas a corto plazo, siempre que las previsiones a largo plazo se mantengan positivas.
E2	Se espera que el desarrollo y la operación sean ambiental, social y económicamente viables en el futuro previsible.	Todavía no se ha confirmado que el desarrollo y la explotación sean viables desde el punto de vista ambiental, social y económico, pero sobre la base de supuestos realistas sobre las condiciones futuras, hay perspectivas razonables de viabilidad ambiental, socioeconómica en el futuro previsible.
E3	No se espera que el desarrollo y la operación se vuelvan ambiental, social y económicamente viables en el futuro previsible o la evaluación se encuentra en una etapa demasiado temprana para determinar la viabilidad ambiental, socioeconómica.	Sobre la base de supuestos realistas de las condiciones futuras, actualmente se considera que no hay perspectivas razonables de viabilidad ambiental-socioeconómica en el futuro previsible; o bien, la viabilidad ambiental-socioeconómica aún no puede determinarse debido a información insuficiente. También se incluyen estimaciones asociadas a proyectos que se prevé desarrollar, pero que no se utilizarán o se consumirán en las operaciones.

Tabla 5.4.4 Eje F – Viabilidad técnica y madurez

Categoría	Definición	Explicación de apoyo
F1	Se ha confirmado la viabilidad técnica de un proyecto de desarrollo.	El desarrollo u operación se encuentra actualmente en curso o se han realizado estudios suficientemente detallados para demostrar la viabilidad técnica del desarrollo y la operación. Se debería haber obtenido o se obtendrá un compromiso de desarrollo por parte de todas las partes involucradas en el proyecto, incluidos los gobiernos.
F2	La viabilidad técnica de un proyecto de desarrollo está sujeta a una evaluación adicional.	Los estudios preliminares de un proyecto definido proporcionan evidencia suficiente del potencial de desarrollo y de que se justifican estudios adicionales. Podría requerirse la adquisición de datos o estudios adicionales para confirmar la viabilidad del desarrollo.
F3	La viabilidad técnica de un proyecto de desarrollo no se puede evaluar debido a los datos limitados.	Estudios muy preliminares de un proyecto indican la necesidad de adquisición de datos o estudios adicionales para evaluar la viabilidad potencial del desarrollo
F4	No se ha identificado ningún proyecto de desarrollo.	Cantidades restantes de producto no desarrollado por ningún proyecto. Se trata de cantidades que, si se produjeran, podrían comprarse, venderse o utilizarse (es decir, electricidad, calor, etc., no viento, irradiación solar, etc.).

Tabla 5.4.5 Eje G – Grado de confianza

Categoría	Definición	Explicación de apoyo
G1	Cantidad de producto asociada a un proyecto que puede estimarse con un alto nivel de confianza.	Las estimaciones de cantidad de producto pueden clasificarse discretamente como G1, G2 y/o G3 (junto con las categorías E y F apropiadas), según el grado de confianza en las estimaciones (confianza alta, moderada y baja, respectivamente) basada en evidencia directa.
G2	Cantidad de producto asociada a un proyecto que pueda estimarse con un margen moderado nivel de confianza.	Como alternativa, las estimaciones de la cantidad de producto pueden clasificarse como un rango de incertidumbre, reflejado por (i) tres escenarios deterministas específicos (casos bajo, óptimo y alto) o (ii) un análisis probabilístico del cual se seleccionan tres resultados (P90, P50 y P10). En ambas metodologías (el enfoque de "escenario" y el enfoque "probabilístico"), las estimaciones se clasifican en el eje G como G1, G1+G2 y G1+G2+G3, respectivamente.
G3	Cantidad de producto asociada a un proyecto que se puede estimar con un nivel bajo de confianza.	En todos los casos, las estimaciones de cantidad de producto son las asociadas a un proyecto. Comentarios adicionales: Las categorías del eje G tienen como objetivo reflejar todas las incertidumbres significativas (p. ej., incertidumbre de la fuente, incertidumbre geológica, incertidumbre de la eficiencia de las instalaciones, etc.) que afectan la estimación del pronóstico del proyecto. Las incertidumbres incluyen la variabilidad, la intermitencia y la eficiencia del desarrollo y la operación (cuando corresponda). Normalmente, las diversas incertidumbres se combinan para generar una gama completa de resultados. En tales casos, la categorización debe reflejar tres escenarios o resultados equivalentes a G1, G1+G2 y G1+G2+G3.
G4	Cantidad de producto asociada a un Proyecto Prospectivo, estimada principalmente con base en evidencia indirecta.	Un Proyecto Prospectivo es aquel en el que la existencia de un producto desarrollable se basa principalmente en evidencia indirecta y aún no se ha confirmado. Se requeriría mayor adquisición y evaluación de datos para su confirmación. Cuando se proporcione una única estimación, deberá ser el resultado esperado, pero, siempre que sea posible, se deberá calcular un rango completo de incertidumbre para el proyecto prospectivo. Además, se recomienda evaluar y documentar la probabilidad de éxito de que el proyecto prospectivo avance hasta convertirse en un Proyecto Viable.

Subcategorías

Tabla 5.4.6 Subcategorías de la categoría E

Categoría	Subcategoría	Definición de subcategoría
E1	E1.1	El desarrollo es ambiental, social y económicamente viable sobre la base de las condiciones actuales y supuestos realistas sobre las condiciones futuras.
	E1.2	El desarrollo no es viable ambiental, social y económicamente sobre la base de las condiciones actuales y supuestos realistas sobre las condiciones futuras, sino que se hace viable mediante subsidios gubernamentales y/u otras consideraciones.
E2	No hay subcategorías definidas	
E3	E3.1	Estimación del producto que se prevé desarrollar, pero que no se utilizará o consumirá en las operaciones.
	E3.2	La viabilidad ambiental-socioeconómica aún no se puede determinar debido a la falta de información.
	E3.3	Sobre la base de supuestos realistas sobre las condiciones futuras, actualmente se considera que no hay perspectivas razonables de viabilidad ambiental, socioeconómica y en el futuro previsible.

Tabla 5.4.7 Subcategorías de la categoría F

Categoría	Subcategoría	Definición de subcategoría
F1	F1.1	La producción está en curso actualmente.
	F1.2	Se han comprometido fondos de capital y la implementación del desarrollo está en marcha.
	F1.3	Se han completado los estudios para demostrar la viabilidad técnica del desarrollo y la operación. Se espera razonablemente que se obtengan todas las aprobaciones y contratos necesarios para que el proyecto pueda continuar su desarrollo.
F2	F2.1	Las actividades del proyecto están en curso para justificar el desarrollo en el futuro previsible.
	F2.2	Las actividades del proyecto están suspendidas y/o su justificación como desarrollo puede estar sujeta a demoras significativas.
	F2.3	No hay planes para desarrollar o adquirir datos adicionales en este momento debido al potencial limitado.
F3	F3.1	Estudios específicos del sitio han identificado un desarrollo potencial con suficiente confianza como para justificar más pruebas.
	F3.2	Los estudios locales indican el potencial de desarrollo en un área específica, pero se requiere más adquisición y/o evaluación de datos para tener la confianza suficiente para justificar más pruebas.
	F3.3	En la etapa más temprana de los estudios, donde se pueden inferir condiciones favorables para el desarrollo potencial de un área a partir de estudios regionales.
F4	F4.1	La tecnología necesaria se encuentra en desarrollo activo, tras estudios piloto exitosos, pero aún no se ha demostrado que sea técnicamente viable para este proyecto.
	F4.2	Se está investigando la tecnología necesaria, pero todavía no se han completado con éxito estudios piloto.
	F4.3	La tecnología no se encuentra actualmente en investigación ni desarrollo.

Tabla 5.4.7 Subcategorías de la categoría G

Categoría	Subcategoría	Definición de subcategoría
G4	G4.1	Estimación baja de las cantidades.
	G4.2	Cantidad incremental a G4.1 tal que G4.1+G4.2 equivale a una mejor estimación de las cantidades.
	G4.3	Cantidad incremental de G4.1+G4.2 tal que G4.1+G4.2+G4.3 equivale a una estimación alta de las cantidades.

5.4.1 Análisis de resultados obtenidos y clasificación

El análisis de clasificación del proyecto “Implementación de planta térmica solar en el campo Samaria” arrojó una clasificación (E2, F2.1, G1). De acuerdo con la UNFC, el proyecto presenta viabilidad económica y social preliminar, con estudios técnicos iniciales y una alta confiabilidad geológica, aspectos que se detallarán a continuación.

1. Eje Económico-Social. (E2)

El proyecto presenta un potencial de viabilidad económica, aunque su éxito depende del cumplimiento de ciertas condiciones favorables en los ámbitos regulatorio, de mercado y tecnológico.

Aspectos por considerar:

- No se garantiza el retorno de la inversión a corto plazo.
- La viabilidad del proyecto podría depender del desarrollo de infraestructuras futuras o de la evolución de la demanda del mercado.
- Necesidad de una evaluación económica y social más exhaustiva.

2. Eje de Viabilidad Técnica del proyecto. (F2.1)

Se realizó una evaluación del proyecto intermedia del proyecto, definiendo los conceptos de desarrollo; sin embargo, aún no se ha autorizado la inversión.

Aspectos por considerar:

- El diseño del proyecto está sujeto a modificaciones.
- Se continúan realizando estudios técnicos y económicos exhaustivos para determinar la viabilidad preliminar.

3. Eje del Grado de Certeza. (G1)

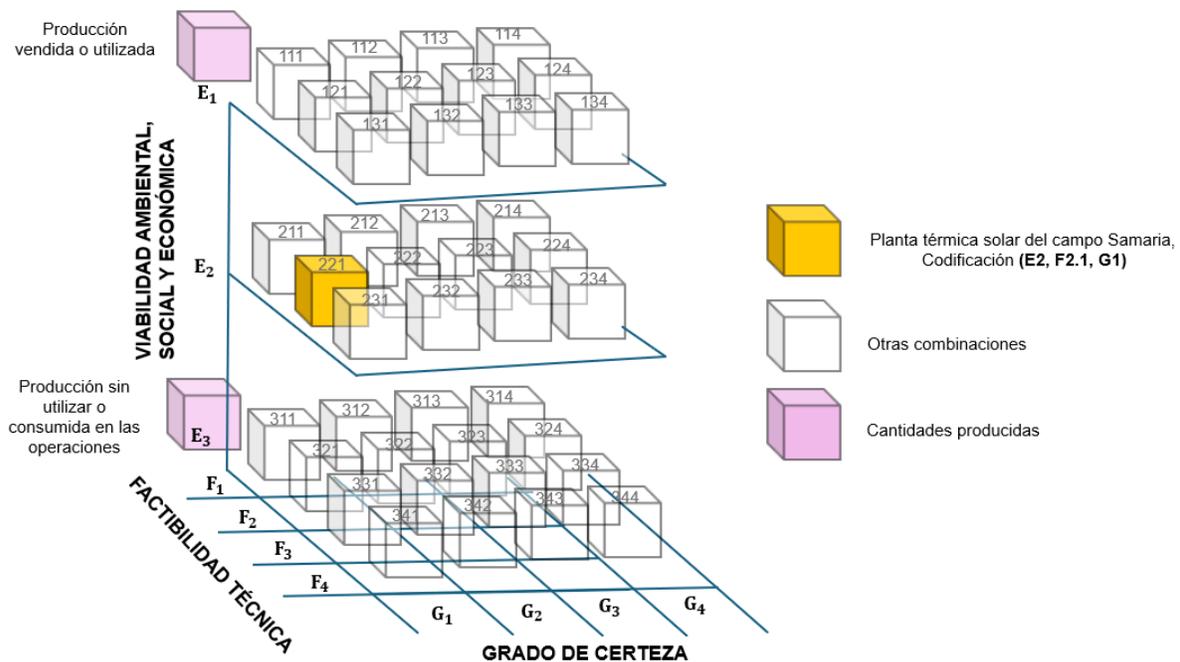
El conocimiento geológico presenta un alto nivel de confianza, los volúmenes de hidrocarburos se encuentran bien delimitados con estudios geológicos detallados

Aspectos por considerar:

- Alto nivel de certidumbre en las estimaciones

A continuación, se muestra la ubicación del proyecto en la gráfica UNFC, la cual demuestra de manera preliminar que un proyecto que pudiera aplicar para el campo Samaria no cuenta aún con la total factibilidad técnica y económica para llevarlo a cabo, así como de aún falta identificar a detalle los aspectos sociales y ambientales que tendrían que considerarse de manera puntual.

Figura 5.4.1.1 Ubicación del proyecto de Planta térmica solar en el campo Samaria en UNFC



NOTA: No todos los proyectos potencialmente viables avanzan a la fase de desarrollo.

5.4.2 Sistema de las Naciones Unidas para la Gestión de los Recursos UNRMS

No obstante el análisis de la sección anterior en la que se utilizó la metodología UNFC, es aplicación solo será para tener una fotografía en un tiempo determinado de cómo, se encuentra un proyecto, sin embargo, la perspectiva integral de un

proyecto sostenible (más allá de solamente el tema de uso de energía renovable en la operación petrolera) debe integrar los elementos para un desarrollo integral, en el este sentido este trabajo se recomienda implementar el Sistema de las Naciones Unidas para la Gestión de los Recursos⁶ (UNRMS por sus siglas en inglés) tiene como objetivo primordial asegurar la gestión integrada y sostenible de los recursos naturales, procurando el bienestar de las generaciones presentes y futuras. La Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible ha iniciado una nueva era en el desarrollo global, caracterizada por la necesidad de integrar objetivos sociales, ambientales y económicos. El desarrollo sostenible, con sus múltiples requerimientos sectoriales, depende crucialmente de una producción y un consumo óptimo y responsable de los recursos naturales. No obstante, la gestión sostenible de estos recursos presenta en la actualidad numerosos desafíos.

Para una gestión integral y sostenible de los recursos, que considere la complejidad de la multiplicidad de variables, escalas espaciotemporales y ciclos de vida, se requiere una base sólida en principios rectores. Estos principios ofrecen una guía general para el logro de una gestión sostenible, a partir de los cuales se derivan requisitos de menor jerarquía.

Principios fundamentales de la gestión sostenible de los recursos:

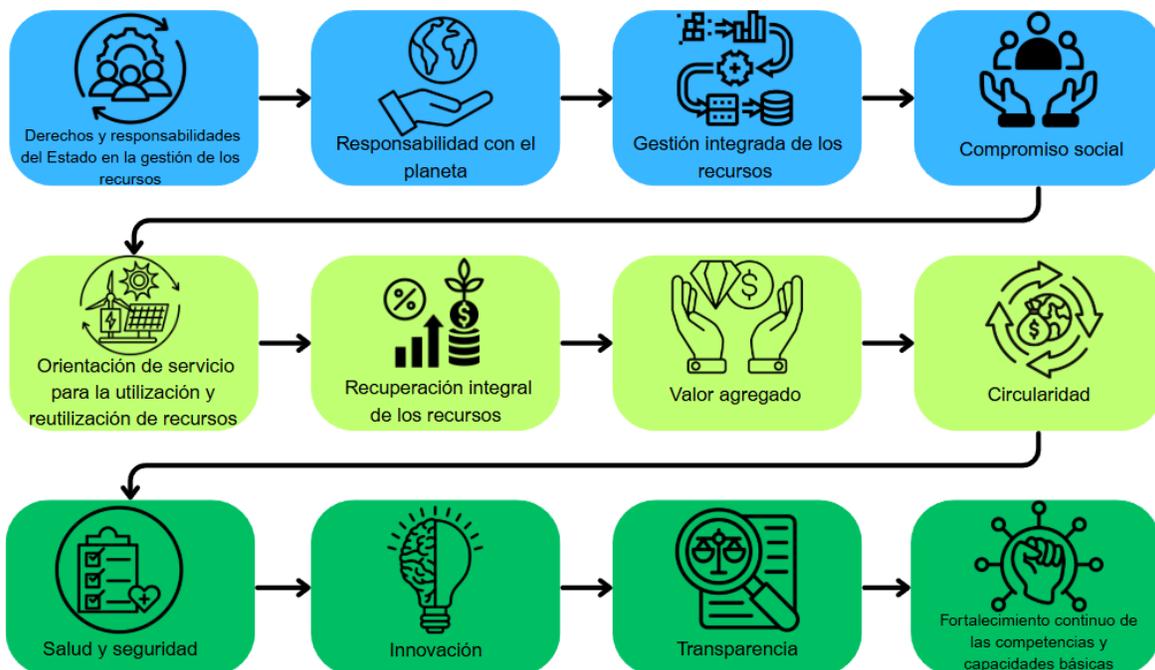
- Principio 1. Derechos y responsabilidades del Estado en la gestión de los recursos
- Principio 2. Responsabilidad con el planeta
- Principio 3. Gestión integrada de los recursos
- Principio 4. Compromiso social
- Principio 5. Orientación de servicio para la utilización y reutilización de recursos
- Principio 6. Recuperación integral de los recursos
- Principio 7. Valor agregado
- Principio 8. Circularidad

⁶ UNRMS, 2023, Naciones Unidas. (2023). Sistema de las Naciones Unidas para la Gestión los Recursos

- Principio 9. Salud y seguridad
- Principio 10. Innovación
- Principio 11. Transparencia
- Principio 12. Fortalecimiento continuo de las competencias y capacidades básicas

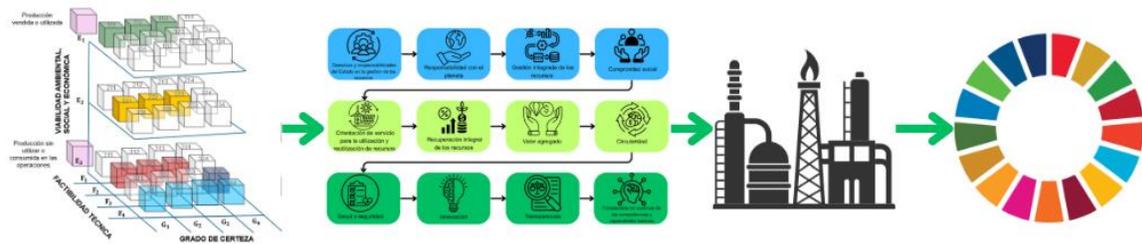
Dichos aspectos son variables y dependen del objeto de análisis, la presentación de informes o la planificación efectuada con el UNRMS, incluyendo los propósitos de gobernanza interna, gestión empresarial o reportes públicos.

Figura 5.4.2.1 Principios fundamentales de la gestión sostenible de los recursos



Es importante que el proyecto se ajuste rigurosamente a los estándares UNFC-UNRMS para su desarrollo integral, asegurando su plena alineación con los objetivos de desarrollo sostenible y maximizando su contribución con responsabilidad social y ambiental.

Figura 5.4.2.2 Estándares UNFC-UNRMS



Esta combinación sugiere una planeación adecuada para la correcta implementación y gestión del proyecto garantizando así un proyecto integral, sostenible y económicamente viable.

Tras el análisis UNFC, la configuración obtenida (E2, F2.1, G1) indica un proyecto con alta viabilidad. No obstante, dado que no todos los proyectos llegan a la fase de desarrollo, según la nota, se recomienda un análisis exhaustivo a través de los doce principios UNRMS. Este análisis permitirá identificar áreas de mejora y asegurar la completa alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible, proporcionando una evaluación detallada para garantizar su desarrollo futuro, el cual podrá ser ampliado en estudios posteriores.

Conclusiones

Tras el análisis de la viabilidad y el potencial de crecimiento en México de nuevas técnicas para optimizar la recuperación mejorada de petróleo pesado mediante inyección de vapor, se concluye que, según el estudio económico realizado, el proyecto es económicamente rentable, mostrando indicadores positivos y una considerable mejora en los ingresos. Adicionalmente, la transición a métodos de generación de energía solar contribuye significativamente a la protección del medio ambiente.

La propuesta de generación de vapor 100% solar reemplaza el gas natural como fuente primaria de energía, *lo que disminuye las emisiones de CO₂ en 10,051.73 toneladas anuales.*

El proyecto de planta térmica solar hipotéticamente se podría desarrollar entre 2027 y 2046, se prevé que el límite económico se alcanzará en el año 2046, según se

muestra en la figura 5.5.4. Se estima un periodo de construcción y adaptación de la nueva infraestructura con un mínimo diez meses, con inicio a principios de 2026, permitiendo la operación del proyecto a partir de enero de 2027. **NOTA:** según la proyección de la CNH, el límite económico se alcanzará en 2040.

Considerando y comparando los indicadores obtenidos, se proyecta un ahorro anual de 733,936.65 USD en el consumo de gas natural, lo que implica un ahorro total acumulado de 15,947,261.19 USD a 20 años, considerando adicionalmente los ingresos por venta de bonos de carbono y las reducciones en impuestos asociados a la generación de carbono.

Si bien los resultados económicos son excelentes para la empresa operadora, debemos considerar que la transición hacia la generación de energías limpias potencia la reputación social, proyectando una imagen de responsabilidad ambiental. Esto posicionará como empresa pionera en la implementación de estas tecnologías en México y reconocida por el cumplimiento de los ODS bajo la trazabilidad al poder utilizar las metodologías UNFC y UNRMS.

Los beneficios económicos obtenidos podrían permitir destinar recursos adicionales a la reforestación de áreas afectadas por la actividad petrolera, así como a la creación de fundaciones para combatir el hambre y la pobreza en comunidades aledañas. De esta manera, se logra una contribución integral al medio ambiente y a la sociedad, en línea con los Objetivos de Desarrollo Sostenible.

El proyecto tiene el potencial de impacto al cumplimiento de los siguientes ODS:

ODS7. Energía Asequible y No Contaminante

- Buscando implementar tecnologías nuevas como captura y almacenamiento de carbono (CCUS), utilización y combinación de energías renovables en las actividades petroleras.
- Desarrollar sistemas de eficiencia energética.
- Reducción de gases de efecto invernadero evitando la quema en antorchas y aprovechando correctamente el gas.

ODS13. Acción por el Clima

- Medición, reporte y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.
- Establecimiento de objetivos internos para la disminución de la huella de carbono.
- Financiación de proyectos de compensación o reforestación de carbono.

Con este análisis de oportunidad y trabajando en los puntos anteriores, se busca garantizar un futuro viable para las próximas generaciones.

Con un estudio amplio del proyecto bajo las premisas de UNFC-UNRMS podrá determinar con exactitud en que otros ODS podría impactar en un futuro.

Recomendaciones

El estudio realizado indica el inicio de una nueva era de energías limpias en la industria petrolera mexicana, destacando la viabilidad y el potencial de la energía solar como complemento en los procesos de recuperación mejorada, con la posibilidad de su aplicación como energía eléctrica en otras áreas para optimizar la eficiencia y sostenibilidad de las operaciones.

Se requiere un análisis económico más profundo mediante la creación de simulaciones para diversos escenarios. Estas incluirán modelos que combinen la generación de vapor solar y la generación de vapor mediante gas natural en las siguientes proporciones: 75% solar y 25% convencional, 50% solar y 50% convencional, y 25% solar y 75% convencional.

Este análisis proporcionará una perspectiva más completa para determinar la viabilidad de implementar este proyecto en México. Dada la naturaleza del trabajo, los plazos y la disponibilidad de datos de campo, se consideró únicamente un escenario de operación 100% solar y 0% convencional. No obstante, se reconoce la influencia significativa de las condiciones climáticas y la posibilidad de que estas no siempre sean óptimas para la operación a máxima capacidad de la tecnología solar.

Considerando la relevancia y el potencial de crecimiento de los yacimientos de aceite pesado, se propone un análisis exhaustivo de estos en México para asegurar su pronta contribución al cumplimiento de los objetivos nacionales, mediante el aporte de volúmenes significativos de hidrocarburos que impulsen el incremento de la producción nacional.

Se recomienda un análisis exhaustivo del proyecto, a través de los doce principios de la UNRMS y un análisis profundo con UNFC, para asegurar su completa alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible en futuros trabajos o ampliaciones de este mismo.

Asimismo, la energía solar no es la única fuente renovable con potencial para alinear la industria petrolera mexicana y Pemex con los ODS. La energía eólica, la

bioenergía y la geotérmica presentan un alto potencial de desarrollo para optimizar el consumo energético nacional, satisfaciendo la demanda y promoviendo la eficiencia energética.

Conforme a diversas iniciativas de PEMEX, la creciente adopción de energías renovables en la matriz energética global responde a la necesidad mundial de reducir la huella de carbono. Si bien estas energías ganan terreno, los combustibles fósiles siguen siendo la principal fuente de energía, impulsando así el desarrollo tecnológico en la industria del petróleo y gas, orientado a mejorar el rendimiento energético y la eficiencia operativa, a reducir la huella de carbono y a una transición gradual hacia tecnologías de energía limpia como la solar, eólica, geotérmica y marina.

El hidrógeno verde, generado mediante energía eólica y solar con electrólisis del agua, podría constituirse en el futuro como la fuente de hidrógeno necesaria para los procesos de hidrotratamiento en la producción de metanol y fertilizantes, así como para su uso directo como combustible. Se prevé un significativo desarrollo tecnológico para reducir y optimizar los costos de producción de estas fuentes.

Por consiguiente, se recomienda continuar el estudio y desarrollo de estas tecnologías para impulsar la sostenibilidad en México.

Referencias

1. Abdulkadir, U., Hashim, J., Alkali, M., & Kumar, A. (2017). Application of thermal methods for heavy oil recovery: Phase One. *International Journal For Advance Research And Development*, 2(5), 102-120.
2. AIE (2019), ¿Puede la recuperación mejorada de petróleo con CO2 realmente proporcionar petróleo con balance de carbono negativo?, AIE, París <https://www.iea.org/commentaries/can-co2-eor-really-provide-carbon-negative-oil>
3. AIE (2024), Global Methane Tracker 2024, AIE, París <https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2024>
4. Bierman, B., Treynor, C., O'Donnell, J., Lawrence, M., Chandra, M., Farver, A., Von Behrens, P., & Lindsay, W. (2014). Performance of an Enclosed Trough EOR System in South Oman. *Energy Procedia*, 49, 1269-1278. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.03.136>
5. Bierman, B., Treynor, C., O'Donnell, J., Lawrence, M., Chandra, M., Farver, A., Von Behrens, P., & Lindsay, W. (2014). Performance of an Enclosed Trough EOR System in South Oman. *Energy Procedia*, 49, 1269-1278. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.03.136>
6. Cardona, M. A. (2013). Logros y retos de la primera prueba piloto de inyección de vapor en México. *Ingeniería Petrolera*, 53(8), 486-503. <https://biblat.unam.mx/hevila/Ingenieriapetrolera/2013/vol53/no8/4.pdf>
7. Cardona, M. A. (2013b). Logros y retos de la primera prueba piloto de inyección de vapor en México. *Ingeniería Petrolera*, 53(8), 486-503. <https://biblat.unam.mx/hevila/Ingenieriapetrol>
8. Chaar, M., Venetos, M., Dargin, J., & Palmer, D. (2015). Economics of steam generation for thermal enhanced oil recovery. *Oil and Gas Facilities*, 4(06), 42–50. <https://doi.org/10.2118/172004-pa>
9. CNIH - Producción. (s. f.). <https://produccion.hidrocarburos.gob.mx/#>
10. Decarbonizing Thermal Enhanced Oil Recovery Operations Through Improvements in Saturated Steam Distribution System, 2022
11. Ericson, S. J., Engel-Cox, J., & Arent, D. J. (2019). Approaches for Integrating Renewable Energy Technologies in Oil and Gas Operations.
12. IEF, IEA WEO 2022, OPEC WOO 2022
13. José Luis Bashbush. (s. f.). Simulación de procesos térmicos e importancia de los balances de energía, México (2011)
14. León E., Daniel. (2002). ESTUDIO DE FACTIBILIDAD y MODALIDADES PARA LA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR EN EL YACIMIENTO BACHAQUERO-02. Universidad Central de Venezuela.
15. Ley para el aprovechamiento de energías renovables y el financiamiento de la transición energética, 28 de noviembre de 2008, Diario Oficial de la Federación.
16. M. En C. Jorge E. López de Cárdenas Mier. (s. f.). Inyección Alternada de Vapor – Lecciones Aprendidas

17. McCain, W. D. (1990). Properties of Petroleum Fluids.
18. Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción A-0296-M-Campo Samaria
19. Mohsen Mirzaie Yegane, Sharif University of Technology. (2016, Society of Petroleum Engineers). *Comparing Different Scenarios for Thermal Enhanced Oil Recovery in Fractured Reservoirs Using Hybrid Solar-Gas Steam Generators, A Simulation Study.*
20. ONU, (Organización de las Naciones Unidas), <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/2015/09/la-asamblea-general-adopta-la-agenda-2030-para-el-desarrollo-sostenible/#>
21. *Projects* — *GlassPoint.* (s. f.). GlassPoint. <https://www.glasspoint.com/projects>
22. Rangel Germán, E. 2012. El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR. Comisión Nacional de Hidrocarburos. [http:// www.cnh.gob.mx/ docs/IOR EOR.pdf](http://www.cnh.gob.mx/docs/IOR_EOR.pdf).
23. Rodriguez, A. O., Velásquez, E. N., Balcazar, E. A. C., Ramirez, H. B., & Navarro, S. F. M. (2016b). Combustión In Situ Húmeda: Alternativa Para El Recobro Mejorado En Colombia. *Revista Fuentes el Reventón Energético*, 14(1), 5-18.
24. Sandler, J., Fowler, G., Cheng, K., & Kovscek, A. R. (2013). Solar-generated steam for oil recovery: Reservoir simulation, economic analysis, and life cycle assessment. *Energy Conversion and Management*, 77, 721–732. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2013.10.026>
25. Solar Resource Maps and Data. (s. f.). *Geospatial Data Science | NREL.* <https://www.nrel.gov/gis/solar-resource-maps.html>
26. Statistical Review of World Energy, 72nd edition, 2023
27. Technology roadmap: Concentrating Solar Power. (2010). En IEA technology roadmaps.
28. The European Journal of Comparative Economics-Energy policy of fossil fuel-producing countries: does global energy transition matter?-Octavio Escobar, Ulises Neri, Stephan Si
29. The Oil and Gas Industry in Net Zero Transitions. (2023).
30. UNFC, 2019, Naciones Unidas, Clasificación Marco de las Naciones Unidas para los Recursos, https://unece.org/DAM/energy/se/pdfs/UNFC/publ/1922546_S_ECE_ENERGY_125_WEB.pdf
31. UNRMS, 2023, Naciones Unidas. (2023). Sistema de las Naciones Unidas para la Gestión los Recursos, https://unece.org/sites/default/files/202306/UNRMS%20P%26amp%3BR%20Spanish%20ECE_ENERGY_144_WEB.pdf
32. Welch, M. (2012). Reducing the CO2 Footprint: Employing Cogeneration to Improve the Energy Efficiency of Thermal Oil Recovery Projects. All Days.