

ANÁLISIS DE TECNOLOGÍAS PARA LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS NO
CONVENCIONALES: ARENAS BITUMINOSAS

CARLOS MARIO URIBE PEREZ
CLARA YINETH VELASQUEZ DIAZ

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

2020

ANÁLISIS DE TECNOLOGÍAS PARA LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS NO
CONVENCIONALES: ARENAS BITUMINOSAS

CARLOS MARIO URIBE PEREZ
CLARA YINETH VELASQUEZ DIAZ

Trabajo de grado presentado como requisito para al título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director:

PhD. OLGA PATRICIA ORTIZ CANCINO

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

2020

DEDICATORIA

*Dedico mi trabajo de grado en primer lugar a **Dios**, gracias a su infinito amor y misericordia he superado todos los obstáculos que se me han presentado en la realización de este gran sueño.*

*Mis padres con su incondicional apoyo, confianza y amor forjaron mi camino de paz y seguridad, mi padre **Mario Uribe Correa** con su inigualable actitud y sabios consejos me mantuvieron por la senda correcta, mi madre **Johanna Esther Perez Mantilla** Q.E.P.D fue mi constante motivación y aunque no pueda festejar este triunfo a mi lado tengo la certeza que se regocija en el cielo al ver que cumplí lo que un día le prometí. Gracias a ellos nunca perdí la fe de conseguir este título, por eso y miles de cosas más este logro es para ellos.*

*A mis familiares que con sus palabras de apoyo y momentos de alegrías me acompañaron en este largo camino, sobre todo a mis nonos **Víctor Uribe, Marlene Correa y Lucila Mantilla Villamizar** que junto a **Maribel Uribe Correa, Sandra Patricia Uribe Correa y Ruth Uribe Correa** formaron al hombre en el que me he convertido, De igual manera a mis hermanos **Mario Alberto Uribe Arciniegas, Laura Marcela Verdugo Perez y Mario Andrés Uribe Aparicio** pues ser un ejemplo a seguir para ustedes es la cosas que más me alienta en la vida. Gracias Familia.*

*Le agradezco profundamente a mi amigo y colega, el ingeniero de petróleos **Breyner Villegas Vélez** por invertir su tiempo, conocimiento y carisma a la elaboración de este libro. Estaré agradecido toda la vida.*

Carlos Mario Uribe Perez

DEDICATORIA

*En primer lugar, agradecer y dedicar mi trabajo de grado a **Dios** y a mi hermano **Ramón Alberto Velásquez Díaz** que siempre estuvieron conmigo en cada instante vivido durante mi carrera, nunca soltaron mi mano y hoy en día hacen posible cumplir este sueño.*

*Dedico este logro a mis padres **Waldina Díaz** y **Ramón Velásquez**, por haber hecho de mí la gran persona y mujer que soy hoy en día. Quiero agradecer especialmente a mi madre, mi más grande tesoro, porque cuando nadie estuvo, tú siempre estuviste dándome la fuerza necesaria en cada momento para nunca desfallecer. Este logro es para ti.*

*A mis hermanos **José Julián Velásquez Díaz**, **Sandra Milena Velásquez Díaz**, a mi cuñado **Antonio Lozano** y mis sobrinos por siempre haber creído en mí, sé que siempre voy a ser su orgullo y el ejemplo a seguir de mis sobrinitos.*

*A mis amigos y colegas, especialmente a **Camila Burgos**, **Roberto Colón**, **Sebastián Serrano** y **Paula Romero** que desde el primer día han sido parte de esta experiencia inolvidable.*

*A ti **Breyner Villegas** porque a pesar de todo siempre has estado ahí, gracias por enseñarme cada día ser la mejor versión de mí, por trasnochar conmigo y darme fuerza en los momentos más difíciles, por amarme y por hacerme muy feliz.*

Clara Velásquez Díaz

AGRADECIMIENTOS

*A nuestra alma máter, la **Universidad Industrial de Santander**, a la escuela de Ingeniería de Petróleos y a todos los profesores que fueron parte de nuestra formación personal y profesional, gracias por el conocimiento compartido y por todos los momentos vividos dentro del campus, jamás lo olvidaremos.*

*A la profesora **Olga Patricia Ortiz** por su acompañamiento a lo largo de la realización de nuestro trabajo de grado, por haber estado en cada momento, por su tiempo, apoyo y por ser el ejemplo a seguir.*

Y en general a todas las personas que fueron partícipes y estuvieron a lo largo de estos años siendo parte de esta importante etapa de nuestras vidas.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	16
1. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.....	19
1.1. CLASIFICACIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES	20
1.1.1. Hidratos de gas	21
1.1.2. Gas asociado a mantos de Carbón (CBM).....	22
1.1.3. Yacimientos de Shale	23
1.1.4. Tight Gas.....	23
1.1.5. Arenas Bituminosas	24
1.2. CRUDO PESADO Y EXTRAPESADO.....	25
1.3. BITUMEN	28
2. GENERALIDADES DE LOS YACIMIENTOS DE ARENAS BITUMINOSAS Y CASOS A NIVEL MUNDIAL	29
2.1. CANADÁ	31
2.1.1. Athabasca.....	34
2.1.2. Cold Lake	36
2.1.3. Peace River	37
2.2. VENEZUELA	39
2.2.1. Zonas petroleras potenciales de Venezuela	40
2.2.2. Campo Tía Juana.....	41
2.3. ESTADOS UNIDOS	42
2.3.1. Utah 43	
2.3.2. Nuevo México.....	44
2.4. COLOMBIA.....	44
3. MÉTODOS DE EXPLOTACIÓN DE ARENAS BITUMINOSAS.....	48
3.1. MÉTODO SAGD	48
3.1.1. Generalidades	48
3.1.2. Proceso de drenaje gravitacional asistido por vapor SAGD	52
3.1.3. Principio de Operación.....	53

3.1.4. Control de la trampa de vapor	56
3.1.5. Relación vapor-aceite (SOR).....	57
3.1.6. Características del proceso SAGD	57
3.1.7. Diseño típico de los pozos	58
3.1.8. Instalaciones de Superficie	60
3.2. MINERÍA A CIELO ABIERTO	62
3.2.1. Generalidades	62
3.2.2. Principio de Operación	65
3.3. MÉTODO VAPEX.....	72
3.3.1. Generalidades	72
3.3.2. Principio de Operación	73
3.3.3. Generalidades del Solvente.....	75
3.4. INYECCIÓN CICLICA DE VAPOR (CSS)	81
3.4.1. Generalidades	81
3.4.2. Principio de Operación	82
3.4.3. Etapas de la inyección cíclica de vapor.....	82
3.4.4. Mecanismos de Producción	86
3.4.5. Pérdidas de calor	88
3.5. MÉTODO TOE-TO-HEEL AIR INJECTION (THAI)	90
3.5.1. Generalidades	90
3.5.2. Principio de Operación	90
3.5.3. Mecanismos de Producción	94
4. VENTAJAS, DESVENTAJAS E IMPACTO AMBIENTAL DE LOS MÉTODOS DE EXPLOTACIÓN DE ARENAS BITUMINOSAS	95
4.1. SAGD.....	95
4.1.1. Ventajas SAGD	95
4.1.2. Desventajas SAGD	98
4.1.3. Impacto ambiental del SAGD.....	99
4.2. MINERIA A CIELO ABIERTO	100
4.2.1. Ventajas de la minería a cielo abierto.....	100
4.2.2. Desventajas de la minería a cielo abierto.....	101
4.2.3. Impacto ambiental de la Minería a cielo abierto	105
4.3. VAPEX.....	106

4.3.1. Ventajas VAPEX	106
4.3.2. Desventajas del método VAPEX	107
4.3.3. Impacto ambiental del método VAPEX.....	108
4.4. INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR	109
4.4.1. Ventajas Inyección cíclica de vapor.....	109
4.4.2. Desventajas de Inyección cíclica de vapor.....	109
4.4.3. Impacto ambiental de la inyección cíclica de vapor	110
4.5. THAI.....	111
4.5.3. Impacto ambiental del método THAI	114
5. SELECCIÓN DEL MÉTODO DE EXPLOTACIÓN PARA UN PROYECTO DE ARENAS BITUMINOSAS	115
5.1. ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS MÉTODOS DE EXPLOTACIÓN DE ARENAS BITUMINOSAS	115
5.2. SCREENING TÉCNICO DE LOS MÉTODOS DE EXPLOTACIÓN DE ARENAS BITUMINOSAS	121
5.2.1. Screening aplicado al método SAGD	121
5.2.2. Screening aplicado a la minería a cielo abierto.....	122
5.2.3. Screening aplicado a la inyección cíclica de vapor	124
5.2.4. Screening aplicado a VAPEX	125
5.2.5. Screening aplicado a THAI	125
5.3. APLICACIÓN DEL SCREENING TÉCNICO DE LOS MÉTODOS DE EXPLOTACIÓN DE ARENAS BITUMINOSAS AL CASO ESTUDIO: CHRISTINA LAKE	126
5.3.1. Generalidades del caso estudio Christina Lake	127
5.3.2. Aplicación del screening al caso estudio Christina Lake	131
5.4. APLICACIÓN DEL SCREENING TÉCNICO DE LOS MÉTODOS DE EXPLOTACION DE ARENAS BITUMINOSAS A UN CASO COLOMBIANO	132
5.4.1. Generalidades del Caso Colombiano: Mina Santa Teresa	132
5.4.2. Aplicación del screening a la Mina Santa Teresa	135
6. CONCLUSIONES.....	138
7. RECOMENDACIONES.....	139
BIBLIOGRAFÍA	140

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Clasificación de los crudos según su gravedad API.....	26
Tabla 2. Composición química del bitumen.	28
Tabla 3. Proyectos In situ en curso en Athabasca.	34
Tabla 4. Proyectos de Minería a Cielo Abierto en Athabasca.	36
Tabla 5. Proyectos en curso Cold Lake.	37
Tabla 6. Proyectos en curso Peace River.....	38
Tabla 7. Propiedades del Campo Tía Juana.....	42
Tabla 8. Reservas de Arenas Bituminosas en Colombia.	46
Tabla 9. Cuadro comparativo de los Métodos de explotación de arenas bituminosas.	117
Tabla 10. Screening aplicado a SAGD.	122
Tabla 11. Screening Aplicado a Minería a Cielo Abierto.	123
Tabla 12. Screening Aplicado a CSS.....	124
Tabla 13. Screening Aplicado a VAPEX.	125
Tabla 14. Screening Aplicado a THAI.....	126
Tabla 15. Propiedades Roca Fluido Christina Lake.	130
Tabla 16. Screening de Aplicación en Christina Lake.....	131
Tabla 17. Screening de aplicación en la mina Santa Teresa.	136

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Principales fuentes no convencionales de petróleo.....	20
Figura 2. Clasificación de los hidrocarburos.....	21
Figura 3. Relación entre la viscosidad y la temperatura de los aceites pesados. ...	27
Figura 4. Composición de las Arenas Bituminosas.	30
Figura 5. Ubicación de Arenas Bituminosas en Canadá.	32
Figura 6. Cuencas de Arenas Bituminosas en Canadá.	33
Figura 7. Extracción de arenas bituminosas.	38
Figura 8. Ubicación y división de la Faja del Orinoco.....	39
Figura 9. Cuencas Petroleras en Venezuela.....	40
Figura 10. Cuenca en Utah.....	43
Figura 11. Áreas de explotación de crudos pesado.	45
Figura 12. Zonas con reservas potenciales de Arenas Bituminosas en Colombia.....	46
Figura 13. Principio de Operación SAGD.....	49
Figura 14. Esquema general de pozos en el método SAGD.	50
Figura 15. Proceso de Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor.....	52
Figura 16. Cámara de Vapor.	54
Figura 17. Proceso de Inyección de Vapor a nivel de poro.	56
Figura 18. Diseño típico de los pozos SAGD.	59
Figura 19. Liners Ranurados.	60
Figura 20. Bosquejo del proceso SAGD en superficie.	61
Figura 21. Esquema de facilidades de superficie en el método SAGD.....	62
Figura 22. Proceso de extracción de arenas bituminosas con Minería cielo abierto.	63
Figura 23. Remoción de estériles.	66
Figura 24. Pala Hidráulica.....	67
Figura 25. Disposición del material en las trituradoras.....	68
Figura 26. Recipiente primario de separación.....	70

Figura 27. Método de Separación por espuma.	71
Figura 28. Cámara de solvente.....	74
Figura 29. Interacción del solvente dentro de la cámara.	77
Figura 30. Desplazamiento del aceite por solvente de baja densidad.	78
Figura 31. Reducción de viscosidad mediante el uso de solventes.....	80
Figura 32. Etapa 1: Inyección de vapor.....	84
Figura 33. Etapa 2: Remojo.	85
Figura 34. Etapa 3: Producción.....	86
Figura 35. Pérdidas de calor en el Sistema de inyección.	89
Figura 36. Diseño de pozos en el método THAI.....	91
Figura 37. Representación del método THAI.	94
Figura 38. Liners Ranurados en pozos horizontales.	97
Figura 39. Excavadora de Rueda de cangilones.....	103
Figura 40. Mina de Arenas Bituminosas cerca de Fort McMurray, Provincia de Alberta.	105
Figura 41. Ubicación Christina Lake	127
Figura 42. Columna estratigráfica Christina Lake.	129
Figura 43. Ubicación Mina Santa Teresa.	133
Figura 44. Minería artesanal en la mina Santa Teresa.....	134

GLOSARIO

ANÁLISIS: proceso de identificar una pregunta, modelar un evento, investigar modelos, interpretar resultados y dar recomendaciones.

ARENA (ROCAS SEDIMENTARIAS): el término arena es un término textural y sirve para designar materiales o partículas, producto de la desintegración natural o artificial de rocas preexistentes cuyo tamaño oscila entre 0,0625 y 2 mm de diámetro.

ARENISCA: roca sedimentaria detrítica terrígena compuesta de mínimo un 85% de materiales tamaño arena, generalmente granos de cuarzo más o menos redondeados, con tamaños entre 0,0625 y 2 mm.

BITUMEN: materia orgánica inflamable natural formada a partir del kerógeno en el proceso de generación del petróleo, que es soluble en bisulfuro de carbono.

ESTUDIO COMPARATIVO: describe, explica, interpreta y compara dos o más sistemas que se enfocan o tratan una misma temática.

EXPLOTACIÓN: es la aplicación de un conjunto de técnicas y normas geológico-mineras y ambientales, para extraer un mineral o depósito de carácter económico, para su transformación y comercialización.

FACTOR DE RECOBRO: cantidad recuperable de hidrocarburos existente en el lugar, normalmente expresada como un porcentaje.

GASES DE EFECTO INVERNADERO: son aquellos que contribuyen al aumento del efecto invernadero, ya que son capaces de absorber la energía calorífica que

transportan las radiaciones de onda larga que son reflejadas por la superficie de la Tierra.

RECURSOS NO CONVENCIONALES: petróleo y gas natural producido por medios que no cumplen los requisitos para producción convencional.

SAGD: método de producción térmica para el petróleo pesado que forma un par entre un pozo de inyección de ángulo elevado y un pozo productor cercano perforado a lo largo de una trayectoria paralela.

TRANSFERENCIA DE CALOR: se denomina transferencia de calor, transferencia térmica o transmisión de calor al fenómeno físico que consiste en el traspaso de energía calórica de un medio a otro.

RESUMEN

TITULO: ANÁLISIS DE TECNOLOGÍAS PARA LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES: ARENAS BITUMINOSAS.*

AUTORES: CARLOS MARIO URIBE PEREZ
CLARA YINETH VELASQUEZ DIAZ**

PALABRAS CLAVES: Yacimientos no Convencionales, Arenas Bituminosas, Métodos de Explotación, Transferencia Térmica, Análisis Comparativo, Screening, Impacto Ambiental.

DESCRIPCIÓN: En los últimos años se ha visto un declive muy pronunciado en las reservas de hidrocarburos provenientes de yacimientos convencionales lo que ha provocado que la industria petrolera fije sus planes futuros en la explotación de yacimientos no convencionales. La apuesta de la industria petrolera por los yacimientos no convencionales ha desencadenado un desarrollo de tecnologías que se enfocan en extraer de manera eficiente y eficaz todo el hidrocarburo posible de este tipo de yacimientos.

Las arenas bituminosas son un tipo de yacimiento no convencional de gran importancia debido a que se han encontrado grandes cantidades de reservas con este tipo de recurso, por lo que se han desarrollado diversas tecnologías para la explotación de estas, las técnicas y tecnologías se dividen en procesos térmicos de explotación In situ y en extracción con minería a cielo abierto. Las tecnologías aplicadas a la explotación de arenas bituminosas difieren unas de otras en la operación técnica, además de los criterios que se deben tener en cuenta con respecto a la formación donde va a ser aplicado el método de explotación. Considerando la importancia de la explotación de yacimientos de arenas bituminosas, en este trabajo presentan las generalidades de los yacimientos de arenas bituminosas, algunos de los yacimientos de arenas bituminosas más importantes en el mundo, además del estudio los diferentes métodos empleados en la explotación de arenas bituminosas, determinando así las ventajas, desventajas e impacto ambiental involucrado en cada uno de los métodos, con el fin de elaborar un cuadro comparativo y un screening de aplicación con los diferentes métodos, para finalmente determinar el mejor método de explotación de arenas bituminosas visto desde el ámbito técnico y ambiental para finalmente ser aplicado en un caso estudio proveniente de la literatura.

* Proyecto de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: PhD. Olga Patricia Ortiz Cancino. Ingeniera de Petróleos.

ABSTRACT

TITLE: ANALYSIS OF TECHNOLOGIES FOR THE EXPLOITATION OF UNCONVENTIONAL RESERVOIRS: TAR SANDS*

AUTHORS: CARLOS MARIO URIBE PEREZ
CLARA YINETH VELASQUEZ DIAZ**

KEY WORDS: Unconventional reservoir, Tar Sands, Methods of Exploitation, Thermal Transfer, Comparative Analysis, Screening, Environmental Impact.

DESCRIPTION: In the last few years there has been a very sharp decline in the hydrocarbon reserves coming from conventional reservoirs, which has caused the oil industry to set its future on the exploitation of unconventional reservoirs. The oil industry's commitment to unconventional reservoirs has triggered the development of technologies that focus on the efficient and effective extraction of as much hydrocarbon as possible from these types of reservoirs.

Tar sands are a type of unconventional reservoir of great importance due to the fact that large quantities of reserves have been found with this type of resource, therefore various technologies have been developed for the exploitation of the oil sands, the techniques and technologies are divided into thermal processes of in-situ exploitation and extraction with open-pit mining. The technologies applied to the exploitation of oil sands differ from each other in the technical operation, in addition to the criteria that must be considered regarding the formation where the method of exploitation will be applied. Considering the importance of the exploitation of oil sands reservoirs, this paper presents their generalities, some of the most important oil sands reservoirs in the world, in addition to the study of the different methods used in the exploitation of oil sands, thus determining the advantages, disadvantages and environmental impact involved in each of the methods, in order to develop a comparative table and a screening of application with the different methods, to finally determine the best method of exploitation of oil sands from a technical and environmental aspect to finally be applied in a study case from the literature.

* Draft Grade

** Faculty of Physicochemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: PhD. Olga Patricia Ortiz Cancino. Petroleum Engineer.

INTRODUCCIÓN

Actualmente, el continente americano representa más del 30% de la producción total mundial de petróleo, registrando una producción total de 30,8 billones de barriles de petróleo por día en 2019, de acuerdo con la revisión estadística de BP World Energy 2020¹; siendo los países de América del Norte los contribuyentes del 14,1% de la producción total de petróleo en el mundo. Se estima que en América el total de las reservas probadas de petróleo son de 568,5 billones de barriles, la mayoría de estas ubicadas en Venezuela y Canadá.

El abastecimiento de la demanda energética a nivel mundial siempre ha sido un reto para la industria petrolera, por lo cual en las últimas dos décadas se han venido desarrollando infinidad de proyectos de explotación de hidrocarburos en yacimientos convencionales, con el fin de abastecer la canasta energética mundial, no obstante, en los últimos años se ha visto un declive muy pronunciado en las reservas de hidrocarburos provenientes de yacimientos convencionales lo que ha provocado que la industria petrolera fije sus planes futuros en la explotación de yacimientos no convencionales.

La apuesta de la industria petrolera por los yacimientos no convencionales ha desencadenado un desarrollo de tecnologías que se enfocan en extraer de manera eficiente y eficaz todo el hidrocarburo posible de este tipo de yacimientos, basándose en los conceptos físicos y químicos conocidos, además de la aplicación de nuevos conceptos ingenieriles. La aplicación estas tecnologías ha sido tan exitosa que ha impulsado a países como Canadá y Estados Unidos a posicionarse en la cúspide de los países productores y/o exportadores de petróleo. De esta forma, es posible afirmar que la explotación de yacimientos no convencionales es

¹ STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY. BP. 69th edition, 2020. p. 10. Disponible en internet: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>

una solución potencial a la disminución de reservas de hidrocarburos en yacimientos convencionales.

En este contexto, los yacimientos no convencionales son sistemas geológicos con capacidad de almacenar hidrocarburos y poseen características particulares, como baja permeabilidad en la roca almacén y el hecho de que la roca generadora es la misma roca almacén. Actualmente se conocen cinco tipos de yacimientos no convencionales: Hidratos de Gas, Gas asociado a mantos de carbón, Shale Oil y Shale Gas, Tight gas y arenas bituminosas también conocidas como arenas de alquitrán o arenas petrolíferas

Desde la década de los 90 la industria petrolera ha incursionado en el área de los yacimientos de crudo pesado, extrapesado y bitumen, esto debido a los grandes descubrimientos de reservas de hidrocarburos no convencionales en varias regiones del mundo, Venezuela y Canadá están presentes en los descubrimientos más importantes de hidrocarburos no convencionales, siendo Venezuela quien cuenta con un volumen aproximado de reservas de más de 1,8 trillones de barriles, en su mayoría crudo pesado y extrapesado. Adicionalmente, las arenas bituminosas actualmente son vistas como un recurso potencial en el aumento de reservas y producción de crudo en el mundo, además de estar presentes en países como Canadá, Estados Unidos, Rusia, Colombia y Venezuela, siendo Canadá el país que cuenta con la principal reserva de arenas bituminosas en el mundo, con un estimado de 1,7 billones de barriles de petróleo.²

Considerando la importancia a nivel mundial de las arenas bituminosas, en el presente trabajo se identifican algunos de los yacimientos de arenas bituminosas más importantes en el mundo, además del estudio los diferentes métodos empleados en la explotación de arenas bituminosas, determinando así las ventajas,

² OIL SANDS GEOLOGY AND THE PROPERTIES OF BITUMEN. Revista Oil Sands. 2020. Disponible en internet: <https://www.oilsandsmagazine.com/technical/properties>

desventajas e impacto ambiental involucrado en cada uno de los métodos. A su vez, se elabora un cuadro comparativo y un screening de aplicación con los diferentes métodos, con el fin de determinar el mejor método de explotación de arenas bituminosas visto desde el ámbito técnico y ambiental para finalmente ser aplicado en un caso estudio proveniente de la literatura.

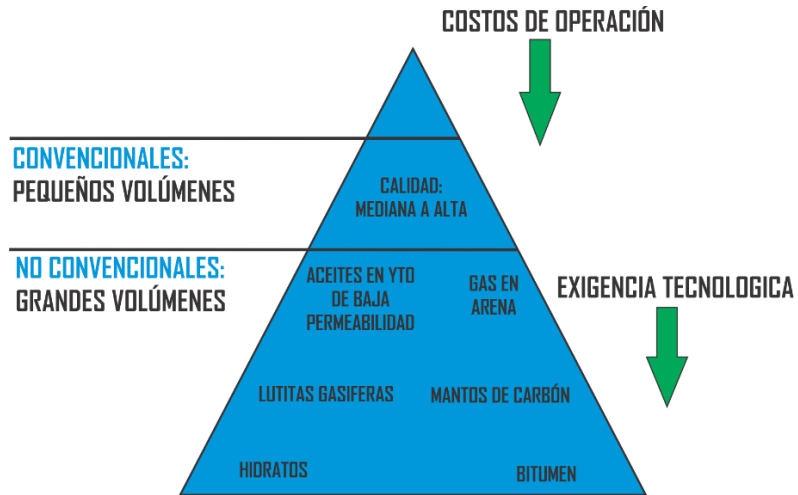
1. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

Según la ACP³, a diferencia de lo que se podría llegar a pensar, los yacimientos convencionales y no convencionales son iguales, ya que almacenan hidrocarburo, lo que realmente los hace distintos es el tipo de yacimiento en el que este se encuentra. En los yacimientos convencionales, la roca se caracteriza por tener alta porosidad y permeabilidad, el hidrocarburo migró desde la roca generadora hasta llegar al yacimiento donde se entrapa y se acumula sin lograr migrar a superficie. Este tipo de yacimientos pueden ser desarrollados mediante pozos verticales aplicando métodos primarios de extracción (**Ver Figura 1**).

Los yacimientos no convencionales en la industria del petróleo y gas hacen referencia a un sistema geológico con capacidad de almacenar hidrocarburos en la roca generadora, la cual posee características de baja porosidad y escasa permeabilidad, el hidrocarburo se almacena en los poros de la roca generadora los cuales no se encuentran conectados, por lo que no permite que el hidrocarburo pueda desplazarse por el interior de la formación. Este tipo de yacimientos no convencionales pueden ser desarrollados con una técnica de estimulación hidráulica, con la cual se busca realizar microfracturas en la roca con el fin de liberar el hidrocarburo, esta técnica fue desarrollada en los años 40 y comúnmente es utilizada como estimulación en yacimientos convencionales.

³ LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES Y SU IMPORTANCIA PARA COLOMBIA. Asociación Colombiana del Petróleo (ACP). 2014. p. 4-5. Disponible en internet: <https://acp.com.co/web2017/images/pdf/petroleoygas/yacimientosnoconvencionales/Cartilla%20YN Cv3.pdf>

Figura 1. Principales fuentes no convencionales de petróleo.

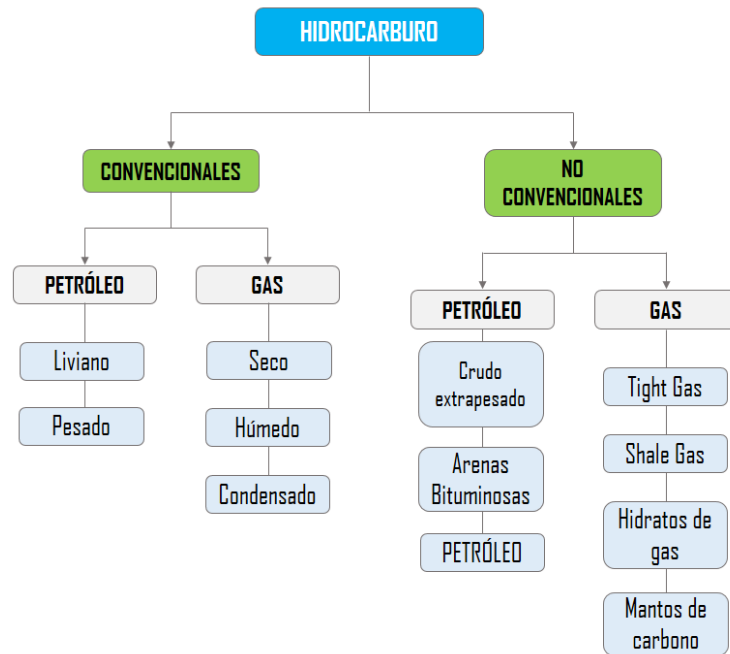


Fuente: HOLDITCH, Stephen. Tight Gas Sands. Journal of Petroleum Engineering. Vol. 58, No. 6. 2006. p. 86. (Modificada por Autores).

1.1 CLASIFICACIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

Definido de este modo, el concepto de yacimiento no convencional es amplio por lo que se pueden clasificar en cinco tipos de yacimientos no convencionales, Hidratos de Gas, Gas asociado a mantos de Carbón, Shale Oil y Shale Gas, Tight Gas y Arenas Bituminosas. En la **Figura 2** se puede observar la clasificación de los hidrocarburos.

Figura 2. Clasificación de los hidrocarburos.



Fuente: Cadena del Petróleo. Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). Disponible en internet: http://www.upme.gov.co/Docs/CadenadelPetroleo_sp.pdf (Modificada por Autores).

1.1.1 Hidratos de gas. Los yacimientos no convencionales de Hidratos de gas son también conocidos en la literatura como Caltratos, estos se caracterizan por crearse y ubicarse en sedimentos marinos de alta profundidad. El gas natural presente en estos yacimientos se encuentra en estado sólido en forma de cristales, se puede describir físicamente como unos “cristales de hielo” y están constituidos por moléculas de metano empaquetados y a su alrededor hay moléculas de agua. El estado sólido del metano se debe a las altas presiones y bajas temperaturas a la que es sometido el yacimiento.

Uno de los países que dirige el estudio de los yacimientos de Hidratos de gas y de las tecnologías aplicable en estas formaciones es Estados Unidos ya que posee grandes reservas de este recurso energético. La cantidad de reservas de gas proveniente de yacimientos no convencionales supera la cantidad de gas

proveniente de yacimientos convencionales lo que hace conveniente estudiar métodos de explotación aplicables a este tipo de yacimientos.

El hidrato de gas es básicamente hielo con gas atrapado en una estructura cristalina, el gas presente en este recurso es principalmente metano el cual tiene un origen biogénico proveniente de la descomposición de materia orgánica en formaciones de sedimentos marinos a grandes profundidades.

1.1.2 Gas asociado a mantos de Carbón (CBM). El gas metano asociado a mantos de carbón, Coal Bed Methane, por sus siglas en inglés CBM, es una fuente de gas proveniente de yacimientos no convencionales. Este gas se obtiene por medio de la extracción del metano que se encuentra atrapado en las capas de carbón.

El gas se encuentra retenido en fracturas y, fundamentalmente, adsorbido en la matriz de la roca (carbón). Existen importantes reservas mundiales de gas natural asociadas a este tipo de yacimientos no convencionales. Uno de los principales productores es Estados Unidos, donde el 7,5% de su producción total de gas proviene de este tipo de recurso no convencional. El metano se encuentra en estado casi líquido revistiendo el interior de los poros y/o en fracturas abiertas como gas libre⁴

⁴ HIDROCARBUROS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES. Asociación Argentina de Geólogos y Geofísicos del Petróleo. Vol 23, No. 134. 2013. p. 4. Disponible en internet: http://aaggp.org.ar/wpcontent/uploads/2015/03/2013CienciaHoy_HC.Convencionales.No_.Conv_A AGGP.pdf

1.1.3 Yacimientos de Shale. Este tipo de recurso energético conocido como Shale gas, gas de esquisto o gas de lutitas, es un gas muy similar al gas natural, que normalmente tiene uso doméstico, en la industria, el comercio y el uso de motores de combustión interna. Este hidrocarburo se compone de un 90% - 95% de metano el cual es perjudicial para el medio ambiente ya que su contribución al efecto invernadero es mucho mayor al provocado por el gas CO₂. Generalmente, las profundidades a las que se encuentran este tipo de yacimientos son altas, alcanzando profundidades de hasta tres kilómetros de profundidad.

El shale gas se encuentra atrapado en formaciones rocosas de alta profundidad que poseen una baja permeabilidad y requiere de métodos de extracción no convencionales como el fracking. En otras palabras, el Shale oil y el Shale gas son los hidrocarburos, ya sea petróleo o gas, que se encuentran almacenados en la roca madre en la que se generaron, es decir, en este sistema geológico, la roca generadora es la misma roca almacén.

En los yacimientos no convencionales de Shale oil y shale gas predominan rocas de grano fino, que poseen grandes cantidades de materia orgánica capaces de generar hidrocarburo.

1.1.4 Tight Gas. Se conoce como Tight gas las formaciones de arenas y/o calizas productoras de hidrocarburo que poseen una muy baja permeabilidad. Este tipo de yacimiento cuando se logran explotar aporta un gas seco, aunque cabe resaltar que es posible que se obtenga en superficie petróleo liviano de baja densidad.

Los yacimientos de Tight gas se empezaron a explotar en los años 70, su comienzo fue poco prometedor debido a que la formación posee una baja permeabilidad y requería costosas fracturas hidráulicas. Este tipo de yacimientos se puede encontrar a altas o bajas profundidades, por lo que pueden manejar altas o bajas presiones y

temperaturas en yacimiento. También pueden poseer fisuras y múltiples capas productoras.

Cabe resaltar que las areniscas o calizas en donde se encuentran el Tight gas no es la misma formación donde se originó el gas aunque su permeabilidad sea muy baja. Hoy día se han encontrado notorias reservas de Tight gas a nivel mundial aunque las tecnologías de explotación no están desarrolladas a su máximo potencial tecnológicamente.

1.1.5 Arenas Bituminosas. También suelen denominarse tar sands o arenas de alquitrán. Están constituidas por una mezcla de arcillas, arena, agua y bitumen (petróleo con una muy baja gravedad API). En condiciones normales de presión y temperatura, el bitumen no fluye y es necesario calentar la roca. Del destilado del bitumen se obtiene petróleo.⁵

Los depósitos más importantes se encuentran en Canadá (Alberta), en areniscas del Cretácico: la formación geológica que alberga el petróleo pesado ocupa unos 140000 km². Es el único lugar donde se explotan industrialmente, con una larga tradición. También se explotan en Venezuela, pero con producciones muy pequeñas. Las reservas mundiales de petróleo contenidas en este tipo de acumulaciones no convencionales son enormes, sólo en la Provincia de Alberta se estiman en 174500 millones de barriles (equiparable a las reservas convencionales de petróleo de Arabia Saudita).

Debido a la complejidad de los yacimientos no convencionales, se requiere la aplicación de nuevas técnicas y tecnologías, sin embargo, este tipo de sistemas

⁵ ABAHUSSAIN, Abdullah. PINO, Rafael. EL-DAKROURY, Hesham. ADDAGALLA, Ajay. Successful Application of Specialized High-Performance Water Based Drilling Fluid to Drill a TAR Section. International Petroleum Technology Conference (IPTC), IPTC-19526-MS. 2019. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/IPTC-19526-MS?id=conference-paper%2FIPTC-19526-MS>

geológicos poseen volúmenes de hidrocarburo sustancialmente mayores a los contenidos en yacimientos convencionales. Este hecho ha impulsado a la industria petrolera a realizar nuevas exploraciones con el fin de entender el comportamiento de los yacimientos no convencionales.

El conocimiento y estudio de las arenas bituminosas se ha venido desarrollando desde años atrás, sin embargo, con el pasar del tiempo se ha despertado gran interés en su producción comercial, esto motivado a la cantidad de reservas estimadas a nivel mundial, aproximadamente un 70% de los recursos de petróleo totales del mundo son atribuidos a crudos pesados, extrapesados, arenas bituminosas y bitumen, con unas reservas aproximadas que oscilan entre 9 y 13 trillones de barriles.⁶

1.2 CRUDO PESADO Y EXTRAPESADO

El crudo pesado y extrapesado generalmente se puede pensar en dejar de lado como recurso energético dada la dificultad de explotación y alto costo en producción; pero existen más de 6 trillones de barriles de petróleo en sitio atribuidos a los hidrocarburos pesados, lo cual equivale al triple de las reservas convencionales de petróleo y gas en el mundo.⁷

Se puede definir como crudo pesado al aceite tanto líquido, semisólido o sólido con una densidad menor a los 21,9 °API, caracterizados también por tener una viscosidad superior a los 100 cP a condiciones de yacimiento, teniendo en cuenta que las arenas bituminosas tienen una viscosidad menor a 7 °API y una viscosidad mayor a 10000 cP lo cual es la diferencia más representativa entre crudos pesados y arenas bituminosas.

⁶ La importancia del petróleo pesado. Oilfield review. 2006. p. 38. Disponible en internet: <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/heavy-oil-3-spanish>

⁷ Yacimientos de petróleo pesado. Oilfield Review. 2002. p. 32. Disponible en internet: http://www.oilproduction.net/files/petroleos_pesados.pdf

El crudo pesado y extrapesado también pueden expresarse en términos de productividad, en este caso, asumiendo que las arenas bituminosas tienen fluidos esencialmente inmóviles a condiciones de yacimiento, lo cual representa que el crudo impregnado es tan viscoso que no puede ser producido por métodos convencionales o no térmicos de forma rentable.

El petróleo puede ser definido entorno a su gravedad API, el petróleo pesado es aquél que presenta una gravedad API entre 10° y 21,9°. Sin embargo, en algunos yacimientos el petróleo puede llegar a tener densidad API menor a los 10°API, estos son considerados como ultra pesados o extrapesados, además del bitumen o arenas bituminosas que tienen densidad menor a 7°API. En la **Tabla 1** se presenta la clasificación de los hidrocarburos según su gravedad API.

Tabla 1. Clasificación de los crudos según su gravedad API.

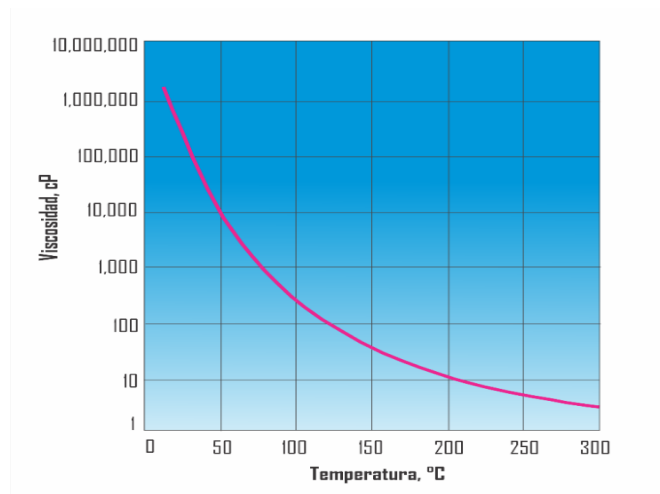
Clasificación de hidrocarburos por rango de gravedad API (60°F)	
Tipo de crudo	Gravedad API
Condensado	> 40
Ligero	30 – 40
Mediano	22 – 29,9
Pesado	10 – 21,9
Extrapesado	<10
Bitumen	<7

Fuente: MIRANDA, L. Importancia del Proceso de Producción. Universidad Central de Venezuela. 2008.

Teniendo en cuenta lo anterior se puede observar que la densidad del petróleo es importante para llegar a evaluar el valor del recurso y poder estimar el rendimiento y el costo de refinación, y la viscosidad es la propiedad del fluido que más afecta la productividad del petróleo, ya que cuanto más viscoso es el petróleo va a resultar más difícil producirlo. La viscosidad de crudos livianos y medianos puede oscilar

entre 1 cP y 10 cP, a diferencia del petróleo pesado que puede estar entre 20 cP y más de 1000000 cP. Adicional a esto, hay una relación directa entre la viscosidad y la temperatura, a la cual el petróleo pesado, extrapesado y bitumen siguen la misma tendencia, la cual responde a que al aumentar la temperatura va a reducirse la viscosidad (**Ver Figura 3**).

Figura 3. Relación entre la viscosidad y la temperatura de los aceites pesados.



Fuente: La importancia del petróleo pesado. Oilfield review. 2006. p. 40. Disponible en internet: <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/heavy-oil-3-spanish> (Modificada por autores)

Los crudos pesados se producen típicamente de formaciones geológicamente jóvenes: Pleistoceno, Plioceno y Mioceno; estos yacimientos tienden a ser someros y poseen sellos menos efectivos, exponiéndolos a condiciones que conducen a su formación. Tienden a poseer mayores concentraciones de metales y otros elementos, lo que exige más esfuerzos y erogaciones para la extracción de productos utilizables y la disposición final de los residuos.⁸

⁸ YACIMIENTOS DE PETROLEO PESADO. Oilfield Review. 2002. p. 33. Disponible en internet: http://www.oilproduction.net/files/petroleos_pesados.pdf

1.3 BITUMEN

El bitumen es considerado el hidrocarburo más viscoso, la mayoría de los componentes hidrocarburos son más pesados que el C5, se dice que aproximadamente la mitad son moléculas muy pesadas con un punto de ebullición mayor a 977 °F. Las fracciones ligeras del bitumen son altas en naftenos y las fracciones pesadas tienen un alto contenido de asfaltenos, las moléculas de asfaltenos son grandes y pueden llegar a incorporar elementos no hidrocarburos como nitrógeno, oxígeno, azufre, además de metales como níquel y vanadio.

A diferencia de los hidrocarburos convencionales, el contenido de carbono en el bitumen es mayor en relación con la cantidad de hidrógeno; el bitumen con una densidad mayor a 0,96 gr/cm³ en comparación de crudos ligeros, las cuales llegan a una densidad menor a 0,83 gr/cm³, lo que es considerado una desventaja a nivel de refinería ya que esto implica mayores costos en el proceso. En la **Tabla 2** se muestra los porcentajes composicionales del bitumen.

Tabla 2. Composición química del bitumen.

Composición Química del Bitumen	
Compuesto	% Masa
Carbón	83,2
Hidrogeno	10,4
Oxigeno	0,94
Nitrógeno	0,36
Azufre	4,8

Fuente: SOUSA RAMÍREZ, Gustavo Alfonso. Arenas Bituminosas, Energía y Ambiente. 2009. p. 4.

2. GENERALIDADES DE LOS YACIMIENTOS DE ARENAS BITUMINOSAS Y CASOS A NIVEL MUNDIAL

Las arenas bituminosas son un tipo de depósito o yacimiento de petróleo no convencional, son consideradas una mezcla de origen natural de arena, arcilla, agua y arena de sílice saturada de materia densa y extremadamente viscosa de petróleo, denominado bitumen tal y como se muestra en la **Figura 4**.⁹

Se estima que el total de reservas están distribuidas en varios lugares del mundo como Venezuela, Rusia, y Canadá, entre otros, siendo Canadá el lugar donde se encuentra la mayor cantidad de Arenas Bituminosas, además de ser el país en el que se han desarrollado los más grandes proyectos tecnológicos de investigación y producción de Arenas Bituminosas a nivel mundial. Las reservas de arenas bituminosas a nivel mundial ya se consideran dentro de las reservas de petróleo en el mundo, ya que el precio del petróleo y los diferentes avances en nuevas tecnologías han permitido la extracción y refinación rentable de este tipo de yacimientos no convencionales.

Las arenas bituminosas tienen alta porosidad, de 32% a 35% y una permeabilidad de 5 a 12 Darcy, se considera que los granos de arena flotan en el bitumen, estas se califican dentro de la categoría de “Lignito”. Las arenas bituminosas están dentro del grupo de crudos pesados y extrapesados con una densidad menor a 10 °API y viscosidad mayor a 50000 cP.

⁹ LALU, Lijo P. LAL, Ravinav. Use of N115 Carbon Nano-Fluid for Solar Powered Steam Assisted Gravity Drainage for Extracting Bitumen, IPTC-19088-MS. Pandit Deendayal Petroleum University. 2019. p. 1. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/IPTC-19088-MS?id=conference-paper%2FIPTC-19088-MS>

Figura 4. Composición de las Arenas Bituminosas.



Fuente: OIL SANDS GEOLOGY AND THE PROPERTIES OF BITUMEN. Revista Oil Sands. 2020. Disponible en internet: <https://www.oilsandsmagazine.com/technical/properties> (Modificada por Autores)

La historia de las arenas bituminosas se ve marcada a partir del siglo XIX, estas fueron investigadas de manera superficial, eran excavadas y drenadas en pozos someros, los cuales eran perforados a mano en países como Francia, Polonia, Rusia, Rumania, Oriente medio y Lejano Oriente, pero fue hasta la Segunda Guerra Mundial que pudo ser desarrollada la explotación tecnificada de arenas bituminosas, esto debido a una posibilidad de escasez de petróleo dada la amenaza de Japón de paralizar el transporte marítimo de crudo.¹⁰

En el año 1950, a través del informe S. M. Blair se pudo demostrar que la explotación de arenas bituminosas podría llegar a ser una actividad valiosa para la obtención de petróleo. En 1964, inició la explotación de la reserva más grande de arenas bituminosas del mundo, ubicada en la Provincia de Alberta, Canadá, esto se dio gracias a que la industria petrolera reconoció la gran rentabilidad que esto llegaría a representar.¹¹

¹⁰ KIRK, R. Enciclopedia de tecnología química. Unión tipográfica. Primera Edición. 1961.

¹¹ CHILINGARIAN, G. Developments in petroleum science 7. Essevier scientific publishing company. Primera Edición. 1978.

Debido a la continua disminución de las reservas de hidrocarburos convencionales, la industria petrolera ha tenido que dar un enfoque a la exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos no convencionales; a continuación, se presentarán los yacimientos o también llamados depósitos de arenas bituminosas más importantes alrededor del mundo.

2.1 CANADÁ

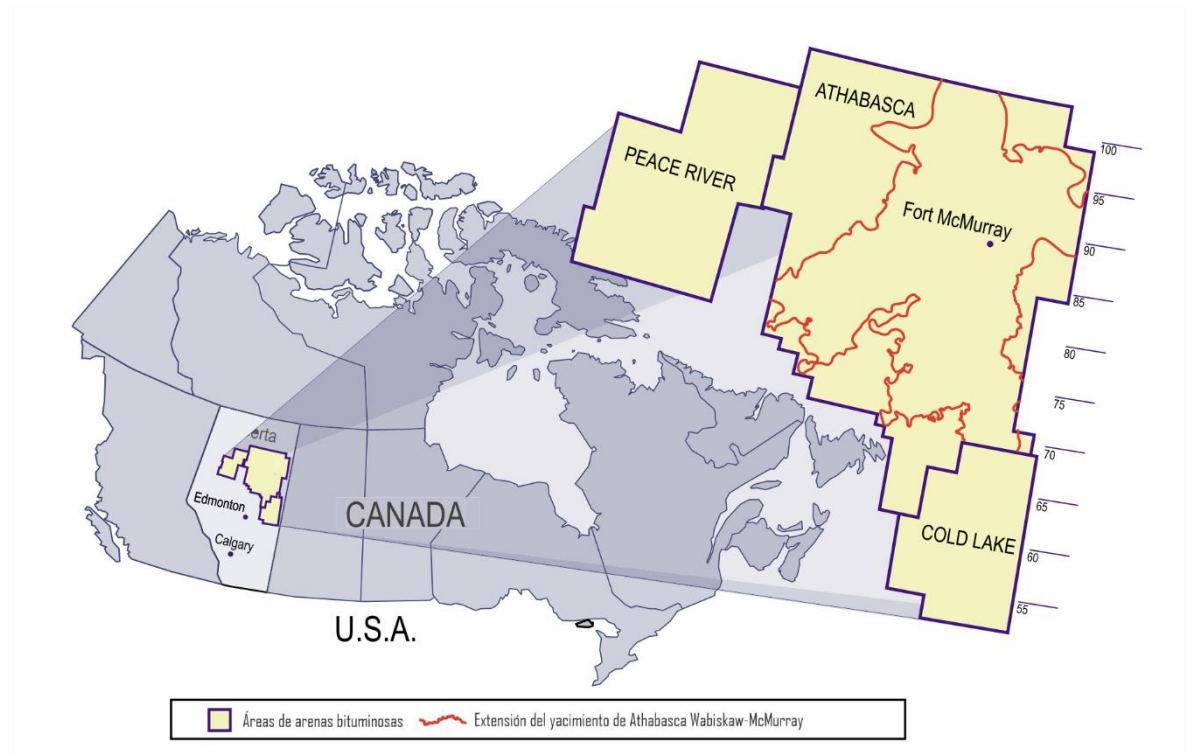
Canadá es el país con la mayor reserva de arenas bituminosas, con 169,7 billones de barriles de reservas de crudo, se posiciona como el tercer país con mayores reservas del mundo, después de Arabia Saudita y Venezuela, de los 169,7 billones de barriles de reservas de crudo de Canadá, 164 billones están localizados en la provincia de Alberta, esta cifra representa solamente la cantidad que es considerada económicamente recuperable con las tecnologías actuales disponibles, pero se dice que con las tecnologías venideras esta cifra podría ascender a los 1.8 trillones de barriles en reservas totales.¹²

Las arenas bituminosas son comúnmente conocidas como las “Arenas de Alquitrán de Athabasca”, el territorio ocupado por las arenas bituminosas en Canadá se extiende alrededor de 30000 millas cuadradas, desde Cold Lake, en el sureste, a través de Athabasca y Wabasca hasta Peace River en el noreste.¹³ **(Ver Figura 5).**

¹² OIL RESERVES: CANADA VS THE WORLD. OIL SANDS GEOLOGY AND THE PROPERTIES OF BITUMEN. Revista Oil Sands. 2020. Disponible en internet: <https://www.oilsandsmagazine.com/technical/properties>

¹³ DUSSEAULT, M.B. Comparing Venezuelan and Canadian Heavy Oil and Tar Sands, PAPER 2001-061. Canadian International Petroleum Conference. PRISM Production Technologies Inc. 2001. p. 4.

Figura 5. Ubicación de Arenas Bituminosas en Canadá.



Fuente: WOYNILLOWICZ, Dan. SEVERSON, Chris. RAYNOLDS, Marlo. The Environmental Implications of Canada's Oil Sands Rush. Oil Sands Fever. 2005. p. 1. Disponible en internet: <https://www.pembina.org/reports/OilSands72.pdf> (Modificada por Autores)

En la década de 1960 se inició el desarrollo comercial en Canadá alrededor de los yacimientos de arenas bituminosas, fue la petrolera Suncor pionera en explotación comercial de minas de arenas bituminosas, luego sería el proyecto de Imperial Oil Ltd. en la década de 1970 con inyección cíclica de vapor en Cold Lake, seguido de la petrolera Syncrude con minería a cielo abierto en el mismo año; para la década de 1980 e inicio de los años 90 se dio un gran desarrollo tecnológico en cuanto a crudos pesados con el método térmico CHOPS.

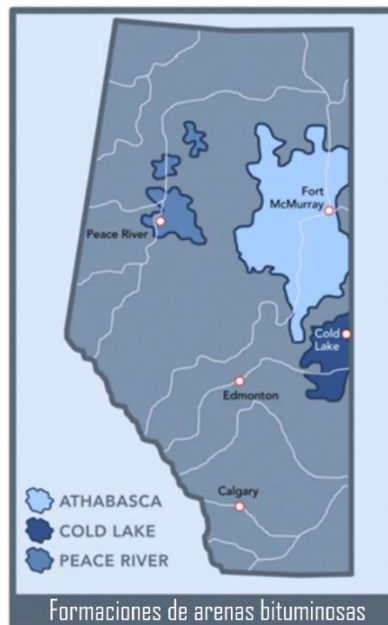
A pesar de que generalmente al hablar de Arenas Bituminosas se dirige la mirada hacia la minería a cielo abierto, la realidad es otra, ya que desde el año 2012 la producción de arenas bituminosas por métodos de extracción In Situ superaron a la

minería. Los métodos térmicos más aplicados en Alberta son la Inyección Cíclica de Vapor y SAGD.

Se cree que aproximadamente el 10% de las reservas de petróleo del mundo se encuentran en las arenas bituminosas de Alberta, se cree que más del 96% de reservas de petróleo en Canadá son de arenas bituminosas.

Las arenas bituminosas se ubican principalmente en Alberta, extendiéndose ligeramente hacia la frontera de Saskatchewan, todo el depósito abarca un área aproximadamente de 142000 km², de los cuales se estima que solo el 3% de éste es explotable. En la **Figura 6** se ubican los depósitos de arenas bituminosas de Canadá, estos están localizados en tres regiones, categorizadas en las cuencas de Athabasca, Peace River y Cold Lake.

Figura 6. Cuencas de Arenas Bituminosas en Canadá.



Fuente: GEOGRAPHY. OIL SANDS GEOLOGY AND THE PROPERTIES OF BITUMEN. Revista Oil Sands. 2020. Disponible en internet: <https://www.oilsandsmagazine.com/technical/properties> (Modificada por Autores)

2.1.1 Athabasca. La cuenca de Athabasca es considerada el depósito más grande de arenas bituminosas en Alberta, abarca una superficie aproximada de 40000 km². La mayoría de las arenas bituminosas explotables de esta región se encuentran en la Formación McMurray, donde el depósito de arenas bituminosas es considerado somero. El bitumen de la Formación McMurray dentro de esta área se caracteriza por tener un rango de densidad de 7 a 9°API.

2.1.1.1 Proyectos en curso. Actualmente se desarrollan 24 proyectos de explotación de arenas bituminosas descritos en la Tabla 3:

Tabla 3. Proyectos In situ en curso en Athabasca.

Proyecto	Compañía Operadora	Inicio de operación	Método de explotación	Producción (Bbl/d)
Hangingstone	ATHABASCA OIL CORP	2015	SAGD	12000
Leismer	ATHABASCA OIL CORP	2010	SAGD	20000
Blackrod Pilot	INTERNATIONAL PETROLEUM CORP	2011	SAGD	500
Kirby	CANADIAN NATURAL RESOURCES	2013	SAGD	80000
Jackfish	CANADIAN NATURAL RESOURCES	2007	SAGD	105000
Pike	CANADIAN NATURAL RESOURCES	-	SAGD	35000
Christina Lake	CENOVUS ENERGY	2002	SAGD	260000
Foster Creek	CENOVUS ENERGY	2001	SAGD	180000
Long Lake	CNOOC	2008	SAGD	92000
Great Divide	CONNACHER OIL & GAS	2008	SAGD	20000
Surmont	CONOCOPHILLIPS	2007	SAGD	148000
Hangingstone Demo	GREENFIRE OIL & GAS	1999	SAGD	10000
BlackGold	HARVEST OPERATIONS	2018	SAGD	10000
Sunrise	HUSKY ENERGY	2015	SAGD	60000

Proyecto	Compañía Operadora	Inicio de operación	Método de explotación	Producción (Bbl/d)
Aspen	IMPERIAL OIL	-	SAGD	75000
Hangingstone	JAPAN OIL SANDS (JACOS)	2017	SAGD	20000
Expansion	JAPAN OIL SANDS (JACOS)	-	SAGD	-
Christina Lake	MEG ENERGY	2008	SAGD	100000
MacKay River	PETROCHINA	2016	SAGD	35000
West Ells	SUNSHINE OILSANDS	2016	SAGD	5000
Firebag	SUNCOR ENERGY	2004	SAGD	203000
MacKay River	SUNCOR ENERGY	2002	SAGD	38000
Meadow Creek	SUNCOR ENERGY	-	SAGD	40000
Lewis	SUNCOR ENERGY	-	SAGD	40000

Fuente: THERMAL IN-SITU FACILITIES. Revista Oil Sands. 2020. Disponible en internet: <https://www.oilsandsmagazine.com/projects/thermal-in-situ> (Modificada por Autores)

Athabasca es el único depósito de arenas bituminosas en Canadá en el que están presentes proyectos de minería a cielo abierto, estas solo pueden ser explotadas en una pequeña región de Athabasca, al norte de Fort McMurray, esta porción representa alrededor de un 20% del total de reservas recuperables de Canadá. El 80% restante de bitumen es demasiado profundo para ser extraído por minería a cielo abierto, por lo cual solo puede ser extraído por métodos de recuperación in situ. En la **Tabla 4** se enuncian los proyectos de minería a cielo abierto en Athabasca.

Tabla 4. Proyectos de Minería a Cielo Abierto en Athabasca.

Proyecto	Compañía Operadora	Inicio de operación	Producción (Bbl/d)
Horizon	CANADIAN NATURAL RESOURCES	2009	294000
Muskeg River	CANADIAN NATURAL RESOURCES	2002	155000
Jackpine	CANADIAN NATURAL RESOURCES	2010	100000
Kearl Initial	IMPERIAL OIL	2013	110000
Kearl Expansion	IMPERIAL OIL	2015	110000
Base Plant	SUNCOR ENERGY	1967	-
Millennium	SUNCOR ENERGY	2001	180000
Steepbank	SUNCOR ENERGY	2010	150000
Fort Hills	SUNCOR ENERGY	2018	194000
Mildred Lake	SYNCRUDE	1978	150000
Aurora North	SYNCRUDE	2002	225000

Fuente: MINING OPERATIONS. Revista Oil Sands. 2020. Disponible en internet: <https://www.oilsandsmagazine.com/projects/oilsands-mining> (Modificada por Autores)

2.1.2 Cold Lake. El depósito de arenas bituminosas en la cuenca Cold Lake se extiende en un área aproximada de 22000 Km², extendiéndose hasta el distrito de Saskatchewan. Este depósito se ubica de 300 a 600 metros de la superficie, por lo cual no es económicamente viable aplicar minería a cielo abierto.

Lower Grand Rapids y Clearwater son las formaciones presentes en Cold Lake, en los cuales el proceso SAGD ha sido probado exitosamente. La formación Clearwater fue la primera en ser explorada, entre los años 60 y 70 se hicieron pruebas de laboratorio e investigación, a finales de 1970 se iniciaron pruebas piloto, para finalmente a mediados de 1980 iniciar operaciones comerciales de Inyección Cíclica de Vapor (CSS).

2.1.2.1 Proyectos en curso. Se cree que las reservas de arenas bituminosas en Cold Lake son aproximadamente 3 mil millones de barriles de petróleo; en la actualidad se encuentran en curso 7 proyectos de explotación de arenas bituminosas descritos a en la Tabla 5:

Tabla 5. Proyectos en curso Cold Lake.

Proyecto	Compañía Operadora	Inicio de operación	Método de explotación	Producción (Bbl/d)
Wolf Lake	CANADIAN NATURAL RESOURCES	1985	CSS	13000
Primrose	CANADIAN NATURAL RESOURCES	1985	CSS	107000
Lindbergh	CONA RESOURCES	2015	SAGD	18000
Tucker	HUSKY ENERGY	2006	SAGD	30000
Cold Lake	IMPERIAL OIL	1985	CSS	180000
Grand Rapids	IMPERIAL OIL	2021	SA-SAGD ¹⁴	15000
Orion	OSUM	2007	SAGD	18000

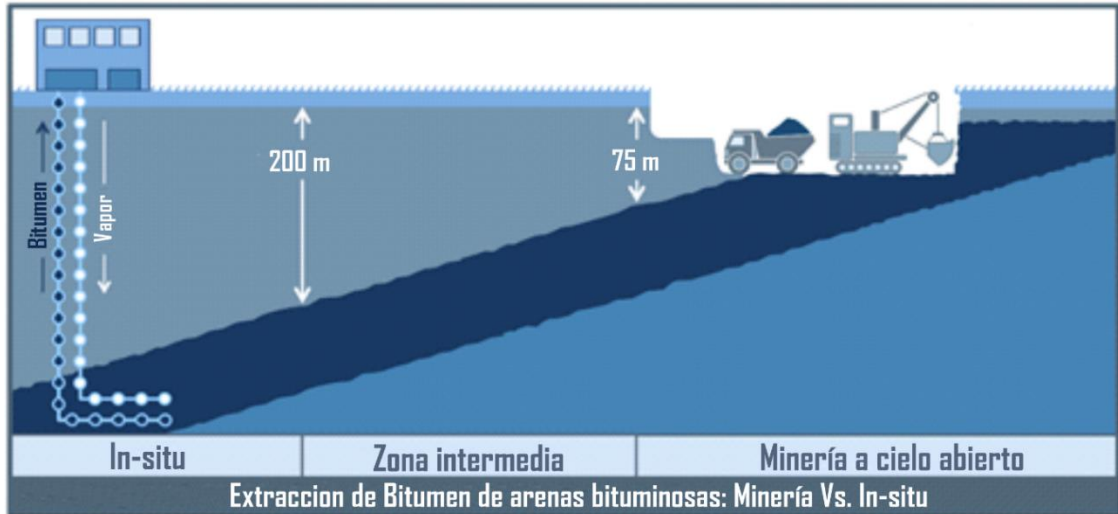
Fuente: THERMAL IN-SITU FACILITIES. Revista Oil Sands. 2020. Disponible en internet: <https://www.oilsandsmagazine.com/projects/thermal-in-situ> (Modificada por Autores)

2.1.3 Peace River. La cuenca Peace River es el depósito de arenas bituminosas más pequeño de Alberta, abarca una superficie de 8000 Km², en este depósito la profundidad de las arenas bituminosas se encuentra aproximadamente de 300 a 770 metros de la superficie.

Los depósitos de arenas bituminosas ubicados a una profundidad menor a 75 metros son técnicamente recuperables por medio de minería a cielo abierto, a diferencia de los métodos in situ, los cuales pueden ser aplicados en depósitos con profundidades de al menos 300 metros, ver **Figura 7**. La única cuenca en la que se aplica minería a cielo abierto es Athabasca.

¹⁴ SA-SAGD: Optimized Solvent for Solvent Assisted-Steam Assisted Gravity Drainage.

Figura 7. Extracción de arenas bituminosas.



Fuente: EXTRACTING BITUMEN FROM THE OIL SANDS. OIL SANDS GEOLOGY AND THE PROPERTIES OF BITUMEN. Revista Oil Sands. 2020. Disponible en internet: <https://www.oilsandsmagazine.com/technical/properties> (Modificada por Autores)

2.1.3.1 Proyectos en curso. Actualmente se encuentran en curso un proyecto de explotación de arenas bituminosas descritas en la Tabla 6:

Tabla 6. Proyectos en curso Peace River.

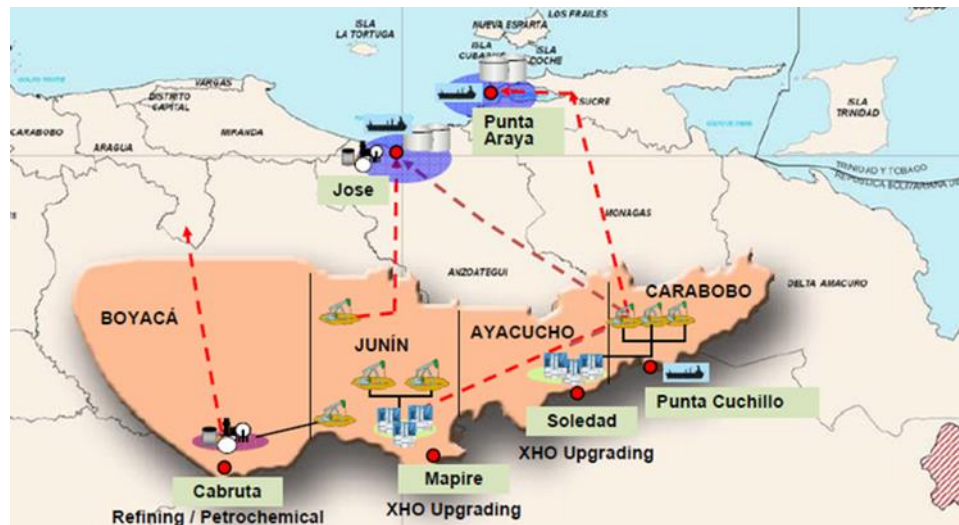
Proyecto	Compañía Operadora	Inicio de operación	Método de explotación	Producción (Bbl/d)
Peace River	CANADIAN NATURAL RESOURCES	1986	CSS	12500

Fuente: THERMAL IN-SITU FACILITIES. Revista Oil Sands. 2020. Disponible en internet: <https://www.oilsandsmagazine.com/projects/thermal-in-situ> (Modificada por Autores)

2.2 VENEZUELA

Según BP'S 2019 World Energy Review¹⁵, Venezuela cuenta con la mayor cantidad de reservas probadas de petróleo en el mundo, con una cifra que asciende a 303 billones de barriles. La Faja Petrolífera del Orinoco es una de las reservas de hidrocarburos más grandes del mundo, la cual se ubica en Venezuela, cuenta con una superficie de 55314 Km² y un área de explotación de 11593 Km², se ubica al sur del estado de Guárico, Anzoátegui y Monagas. Este yacimiento está dividido en cuatro áreas: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo. (**Ver Figura 8**).

Figura 8. Ubicación y división de la Faja del Orinoco.



Fuente: RELEVANCIA DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO. 2015. Disponible en internet: <https://www.arcgis.com/apps/Cascade/index.html?appid=d2e1c029e3b745b58a874bd9494875f6>

¹⁵ STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY. BP. 69th edition, 2020. p. 21. Disponible en internet: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>

2.2.1 Zonas petroleras potenciales de Venezuela. Las cuencas petrolíferas son zonas geológicamente favorables para la formación y acumulación de hidrocarburos. En la **Figura 9** se localizan las cinco cuencas petrolíferas más importantes de Venezuela.

Figura 9. Cuencas Petroleras en Venezuela.



Fuentes: EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN. PDVSA. 2019. Disponible en internet: http://www.pdvsa.com/index.php?option=com_content&view=article&id=6536&Itemid=581&lang=es

2.2.1.1 Cuenca Oriental. Ubicada en la parte centro-este de Venezuela, ocupa los estados Delta, Amacuro, Monagas, Sucre, Anzoátegui, Guárico y parte de Cojedes.

Con una extensión de 153000 Km² es la cuenca más importante, en ella se localiza la Faja Petrolífera del Orinoco, donde se registra la mayor producción de crudo pesado y extrapesado, con gravedades API que van desde 10° hasta 22,3°API.

2.2.1.2 Cuenca Maracaibo – Falcón. Se ubica en la parte noroccidental de Venezuela, ocupando los estados Zulia, Falcón, una parte de Táchira, Mérida, Trujillo, Lara, Yaracuy y Carabobo.

Esta cuenca es la segunda más importante de Venezuela, tiene una extensión de 67000 Km², en esta se encuentran reservas de crudo liviano con gravedad API mayor a 31°.

2.2.1.3 Cuenca Barinas – Apure. Situada en el suroeste de Venezuela, en los estados de Apure, Barinas y parte de los Estados Portuguesa, Táchira y Cojedes, con un área de 87000 Km².

Esta es la tercera cuenca más importante de Venezuela debido al volumen de recursos petrolíferos, aún no ha sido desarrollada por completo, esta presenta crudos livianos con una gravedad API de 28° a 30° API.

2.2.1.4 Cuenca Tuy – Cariaco. Se ubica en la parte Nororiental de Venezuela, con una extensión de 14000 Km², desde Barlovento, hasta el Golfo de Cariaco en Sucre, cubierta en su mayoría por el Mar Caribe. Esta cuenca aún se encuentra en exploración y cuenta con una gran reserva de gas licuado.

Con el fin de conocer las propiedades petrofísicas comunes en un campo Venezolano, a continuación se presenta las propiedades de uno de los campos petroleros de arenas bituminosas de mayor renombre en Venezuela.

2.2.2 Campo Tía Juana. Las arenas bituminosas de Venezuela son técnicamente yacimientos de “Petróleo Extrapesado”. Las arenas bituminosas de Alberta y Venezuela son muy similares, ya que ambos se caracterizan por ser depósitos de arenisca no consolidada, con densidades y contenido de azufre muy similares.

El campo Tía Juana es una subdivisión del Campo Costa Bolívar, el cual se extiende de forma paralela sobre la costa oriental del lago de Maracaibo, presenta una longitud aproximada de 95 Km y un área de 120000 hectáreas, se encuentra constituido por un monoclinal de rumbo noroeste – suroeste con un buzamiento promedio de 4 a 6° hacia el suroeste. El yacimiento se encuentra en la Formación Lagunillas, donde se encuentran arenas bituminosas no consolidadas, arcillas y lutitas carbonatadas. En la **Tabla 7** se muestran las propiedades roca fluido del Campo Tía Juana.

Tabla 7. Propiedades del Campo Tía Juana.

Parámetro	Criterio
Viscosidad (cP)	10000 – 45000
Gravedad API	9 - 11
Porosidad (%)	38
Permeabilidad (D)	1 - 2
Saturación de aceite (%)	85

Fuente: GARCÍA, Monter. Segregación Gravitacional Asistida por Vapor. Proceso SAGD. Universidad Nacional Autónoma de México. México, D.F. 2010. p. 84.

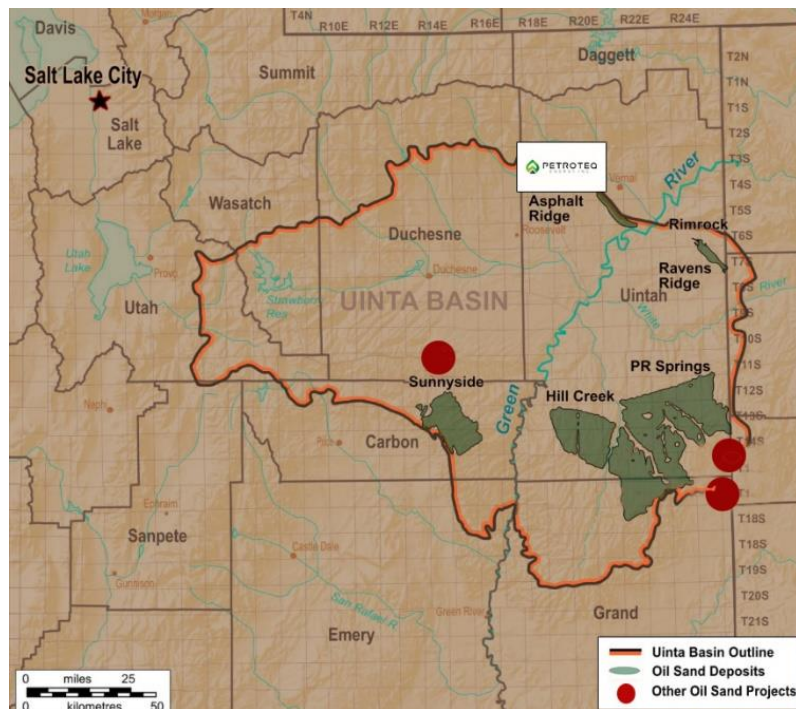
2.3 ESTADOS UNIDOS

En Estados Unidos las reservas de arenas bituminosas son aproximadamente 58,1 billones de barriles, de los cuales 22,4 billones de barriles son reservas probadas y se dice que 35,7 billones de barriles son reservas probables. Estas reservas se encuentran ampliamente distribuidas a lo largo de todo el país, un 33% está ubicado en Utah, 17% en Alaska y el 50% restante en California, Alabama, Kentucky, Texas, entre otros.¹⁶

¹⁶ OIL SANDS AND HEAVY OIL. Encyclopedia of Energy. 2004.

2.3.1 Utah. Utah cuenta con la mayor cantidad de reservas de arenas bituminosas de Estados Unidos, a pesar de que otros estados del oeste y el sur de Estados Unidos tienen depósitos de arenas bituminosas, en Utah se concentra el 33% de los depósitos totales de la nación, estos se concentran en ocho depósitos con un recurso aproximado de más de 1 billón de barriles de petróleo. (Ver Figura 10).

Figura 10. Cuenca en Utah.



Fuente: KELLEHER, Ellen. Petroteq Energy adquiere superficie adicional en la cuenca Uintah de Utah. Proactive. 2018. Disponible en internet: <https://ca.proactiveinvestors.com/companies/news/198620/petroteq-energy-acquires-additional-acreage-in-utah-s-uintah-basin-for-drilling-198620.html>

Las arenas bituminosas de Utah están distribuidas en depósitos diferentes, los cuales están compuestos por diferentes cantidades de petróleo, estos se ubican en tierras públicas, cerca unos de otros. El llamado Triángulo de arenas bituminosas se encuentra al sureste de Utah, el cual cubre un área de 600 Km². Según el Servicio Geológico de Utah, se cree que los depósitos de arenas bituminosas podrían alcanzar a producir hasta 15 billones de barriles de petróleo.

2.3.2 Nuevo México. En el estado de Nuevo México se ubica la mina Santa Rosa Tar Sands, una mina de arenas bituminosas ubicada en el condado de Guadalupe.

Solv-ex corp. hizo planes a finales de la década de 1970 para explotar los yacimientos de arenas bituminosas y recuperar el aceite de ellas con un proceso de extracción con disolventes. Los planes fueron abandonados en 1983 debido a la economía. Sin embargo, las futuras condiciones económicas podrían revivir el interés comercial.

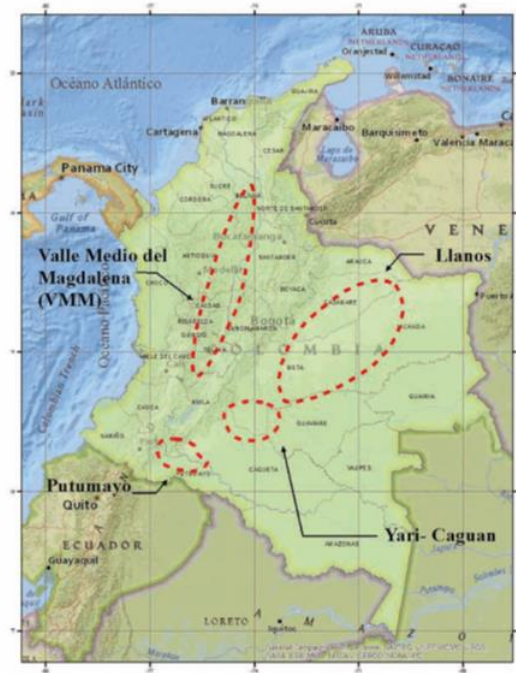
El principal yacimiento de arenas bituminosas en Nuevo México está en una cantera de asfalto alrededor de 7 millas al norte de Santa Rosa en el condado de Guadalupe. Entre 1930 y 1939 aproximadamente 153000 toneladas de arenas bituminosas fueron producidas para pavimentar carreteras. La cantera no ha sido operada desde 1939. Entre los años 1976-1977, se realizaron unas perforaciones con la finalidad de obtener núcleos adicionales.

El crudo que se produce en el yacimiento de Santa Rosa tiene un espesor promedio de 76 metros. El petróleo que se encuentra en la piedra arenisca de la cantera, y también puede ser observado en afloramientos en cortes de carreteras y trabajos cerca de la presa.

2.4 COLOMBIA

Según la Agencia de Energía de Estados Unidos, Colombia ha sido identificado como uno de los países que cuenta con una significativa presencia de yacimientos no convencionales de hidrocarburos, a partir de esto, ha sido el Gobierno Nacional, en compañía del Ministerio de Minas y Energía los encargados de trabajar intensamente con el fin de establecer una regulación que permita la adecuada exploración y explotación de este tipo de recursos. En la **Figura 11** se delimitan las regiones donde se localizan los yacimientos no convencionales en Colombia.

Figura 11. Áreas de explotación de crudos pesado.

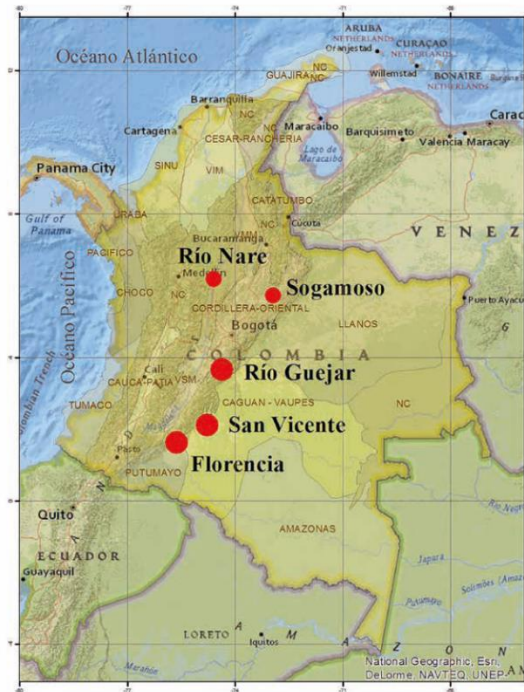


Fuente: CADENA DEL PETRÓLEO. UPME. 2013. p. 116. Disponible en internet: http://www.upme.gov.co/Docs/CadenadelPetroleo_sp.pdf

El potencial de yacimientos de hidrocarburos no convencionales se encuentra localizado en la cuenca de los Llanos Orientales, en el cual principalmente en el Piedemonte, se encuentran los depósitos de arenas bituminosas. En Colombia no hay una cifra exacta de reservas de arenas bituminosas, pero si la ubicación de los depósitos.¹⁷ En la **Figura 12** se puede ver el mapa en el que se delimitan las zonas con reservas de arenas bituminosas, ubicándose el departamento de Caquetá en las regiones de Florencia y San Vicente, en el departamento del Meta en cercanías del Río Guejar, además de Sogamoso y Río Nare en la región central del territorio nacional.

¹⁷ ALMANZA ORTIZ, Diana Carolina; PULIDO BRICEÑO, María Angélica. Caracterización de la cadena estratégica de valor para la explotación de arenas bituminosas en Colombia como fuente no convencional de petróleo. Pontificia Universidad Javeriana, Departamento de ingeniería industrial. Bogotá. 2009.

Figura 12. Zonas con reservas potenciales de Arenas Bituminosas en Colombia.



Fuente: CADENA DEL PETRÓLEO. UPME. 2013. p. 117. Disponible en internet: http://www.upme.gov.co/Docs/CadenadelPetroleo_sp.pdf

En la **Tabla 8** se presenta el tipo de tecnología que se podría requerir para la explotación de las zonas potenciales de arenas bituminosas en Colombia:

Tabla 8. Reservas de Arenas Bituminosas en Colombia.

DEPARTAMENTO	ZONA	ÁREA (Km ²)	Posible Método de Recobro
Caquetá	San Vicente	656	Minería
Caquetá	Florencia	460	Minería
Meta	Río Guejar	350	In-situ
Santander	Río Nare	50	In-situ
Boyacá	Sogamoso	40	In-situ

Fuente: CADENA DEL PETRÓLEO. UPME. 2013. p. 118. Disponible en internet: http://www.upme.gov.co/Docs/CadenadelPetroleo_sp.pdf

Según el Ministerio de Minas y Energía se estima que los recursos prospectivos de Arenas Bituminosas en Colombia pueden alcanzar los 6137 millones de barriles de petróleo distribuidos en los departamentos mencionados anteriormente. A pesar de que las arenas bituminosas son consideradas un recurso potencial en el esfuerzo por conservar el autoabastecimiento energético de cada país, además de haber tecnologías existentes para la explotación de arenas bituminosas, estas desarrolladas en Canadá, son los altos costos de explotación y mejoramiento de los hidrocarburos el obstáculo para el país ante la posible explotación de este tipo de yacimientos.

3. MÉTODOS DE EXPLOTACIÓN DE ARENAS BITUMINOSAS

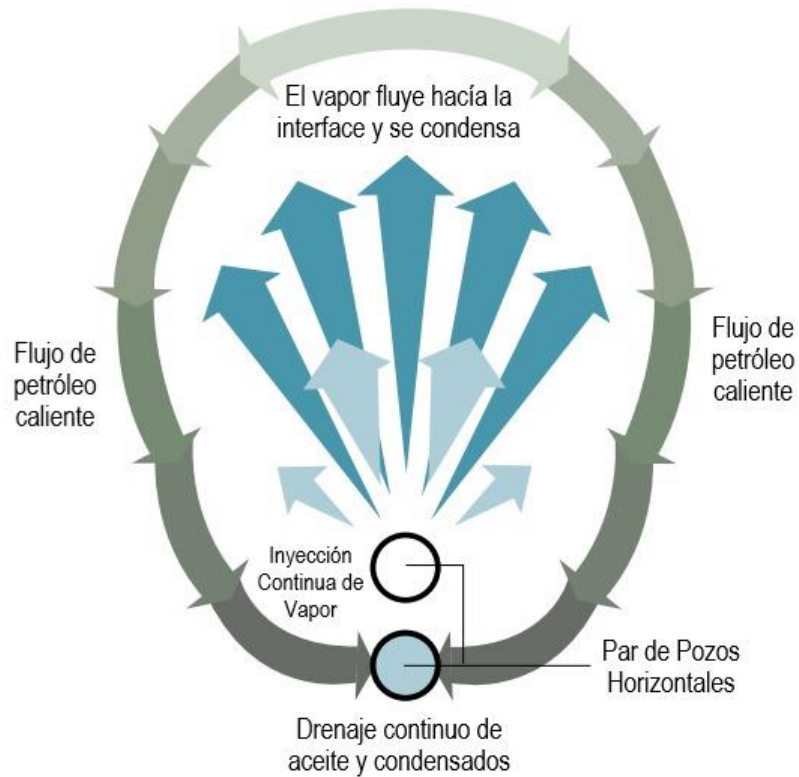
3.1 MÉTODO SAGD

3.1.1 Generalidades. El método SAGD, llamado así por sus siglas en inglés Steam Assisted Gravity Drainage (Segregación Gravitacional Asistida por Vapor), se ideó en la década de 1970 por Roger Butler, quien laboraba en la compañía Imperial Oil, en un intento por optimizar la recuperación de arenas bituminosas en Canadá; pero fue hasta 1984 cuando se desarrolló por primera vez un proyecto piloto SAGD a 60 Km al noreste de Fort McMurray. En el año 1996, se inició el primer proyecto comercial en Foster Creek, obteniendo su primera producción en 2001.

El método de explotación SAGD es un proceso de recuperación térmico con un factor de recobro de 65 a 75%, este método consta de dos pozos horizontales, paralelos entre sí, el pozo ubicado en la parte superior de este sistema de pozos cumple la función de inyectar vapor a la zona de interés con el fin de movilizar el hidrocarburo, mientras que el pozo ubicado en la parte inferior tiene la finalidad de producir los fluidos. En la **Figura 13** se describe el principio de operación del proceso. A medida que se inyecta vapor, forma una cámara saturada de vapor, en los bordes de la cámara, el vapor se condensa, liberando su calor latente, movilizándolo así el bitumen al reducir su viscosidad.¹⁸

¹⁸ MEDINA, Max. SAGD: R&D for Unlocking Unconventional Heavy-Oil Resources. Canadá: Weatherford Completion and Liner Services. Vol 6, No. 2. 2010. p. 1. Disponible en internet: https://pdfs.semanticscholar.org/3cbe/f78ba6b3b6db58100b13fb2bf350049a51d5.pdf?_ga=2.256657865.310543865.1602859152-780466814.1601478998

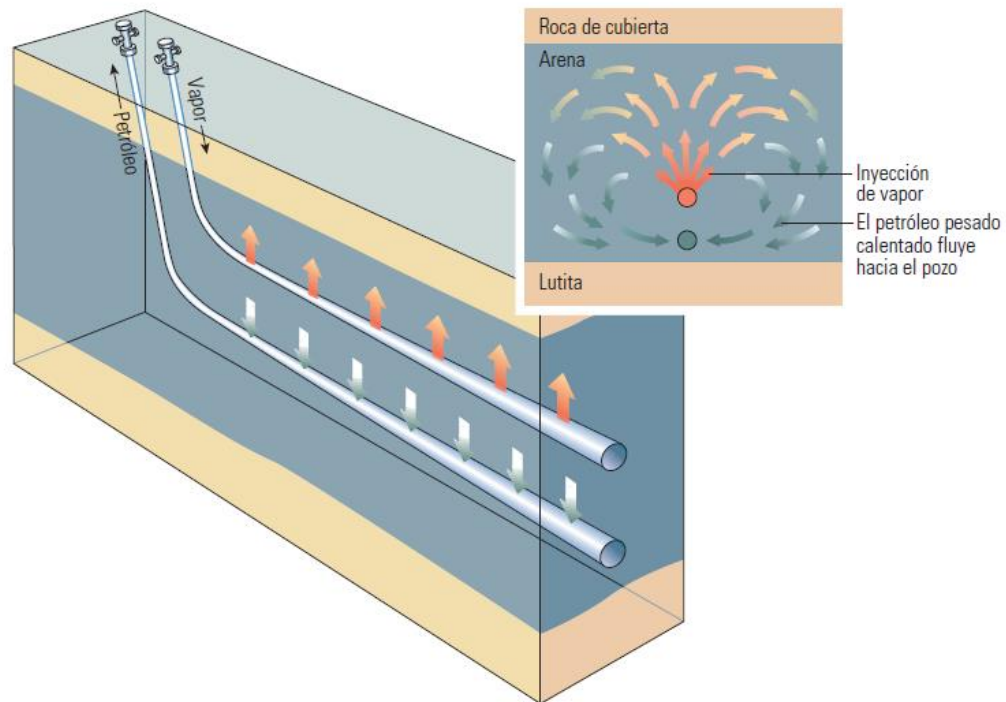
Figura 13. Principio de Operación SAGD.



Fuente: MEDINA, Max. SAGD: R&D for Unlocking Unconventional Heavy-Oil Resources. Weatherford Completion and Liner Services. 2010. THEWAYAHEAD. Vol 6, No. 2. p. 7.

Generalmente la longitud horizontal de los pozos oscila entre 500 metros y 1000 metros, dejando un espacio de 5 a 10 metros entre ellos, mientras que en la superficie los pozos son perforados a una distancia de 90 a 120 metros uno del otro, siguiendo este esquema se cumple siempre que el pozo productor tiene más longitud que el pozo inyector. La parte horizontal del pozo inyector es ubicado lo más cerca posible a la parte inferior de la zona de interés, esto con la finalidad de calentar la mayor parte posible del yacimiento mediante el contacto con la cámara de vapor para poder aprovechar el calor inyectado en forma de vapor tal y como se muestra en la **Figura 14**.

Figura 14. Esquema general de pozos en el método SAGD.



Fuente: MÉTODOS TÉRMICOS. Faja petrolífera del Orinoco: la mayor reserva de crudo pesado y extrapesado del mundo. Disponible en internet: http://producciondecruodoextrapesado.blogspot.com/p/blog-page_23.html

En el proceso SAGD, por medio de la conducción térmica ocurre un proceso de transferencia de energía entre la cámara de vapor y el bitumen, lo que genera que el hidrocarburo aumente considerablemente su temperatura y así empiece a fluir junto al vapor condensado gracias a la fuerza que la gravedad ejerce sobre dichos fluidos, por lo que se considera exitoso el proceso cuando se logra disminuir la viscosidad del bitumen hasta el punto en que empieza a fluir hacia el pozo productor. Existen dos tipos de flujo durante este proceso, uno en el techo de la cámara de vapor (drenaje del techo; el bitumen se separa del frente inmediatamente después de la movilización del vapor) y el otro a lo largo de las pendientes de la cámara de

vapor (drenaje de pendiente; la gravedad mantiene el bitumen móvil contra la pendiente).¹⁹

Una vez el bitumen se encuentre en superficie es trasladado a una central de procesamiento a través de una línea de escurrimiento, allí se remueve agua, gas e impurezas y se adiciona un diluyente con la finalidad de que el bitumen permanezca líquido y pueda ser bombeado por los oleoductos.

Este método térmico es muy bien visto en países donde la mayoría de sus reservas de petróleo son crudos pesados, extrapesados y arenas bituminosas, entre ellos, Canadá y Venezuela. Históricamente se han realizado pruebas piloto en varios países, tales como, China, E.E.U.U, Venezuela y Canadá.

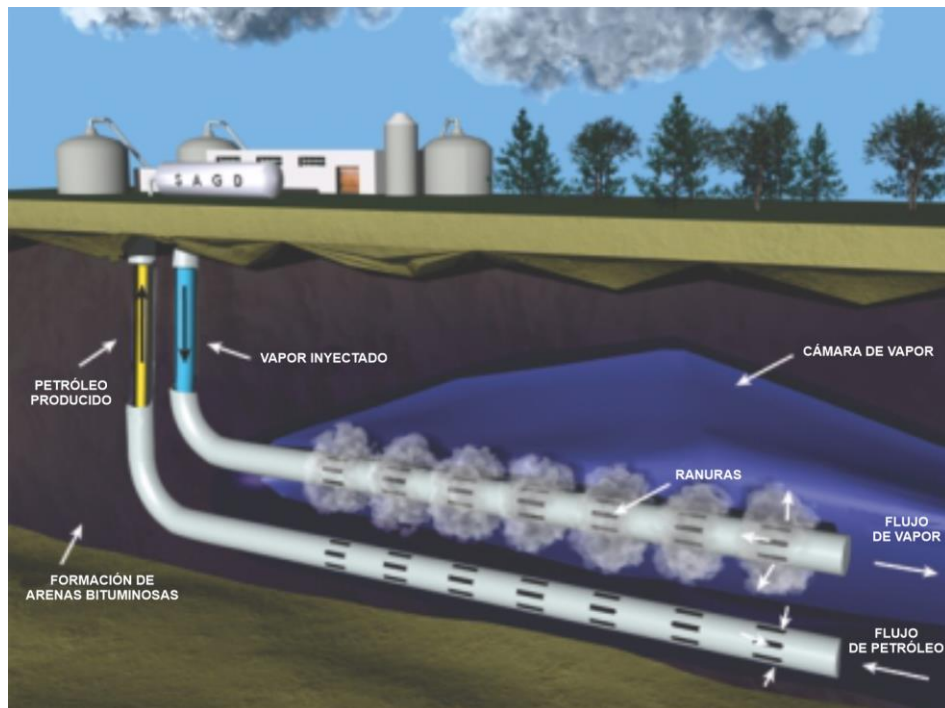
A partir de las restricciones operacionales presentes en el método SAGD, entre las cuales se destacan, el limitado rango de profundidad en el que puede ser aplicado el método, esto con el fin de disminuir las pérdidas de calor durante el recorrido del vapor desde superficie hasta la zona de interés, además de tener un elevado consumo de energía, lo cual hace que se emitan contaminantes perjudiciales al medio ambiente como lo es el ácido sulfhídrico, Con el fin combatir las limitaciones presentes en el método SAGD, las cuales serán expuestas más adelante, se han planteado y sugerido diferentes variantes al método convencional de SAGD. Dichas variantes proponen configuraciones de pozos o variaciones en el número de estos, entre estos tenemos SAGD cruzado (X-SAGD), SAGD rápido y pozo simple (SW-SAGD) también se ha planteado el uso de aditivos (ES-SAGD) y esquemas secuenciales que es básicamente la unión de tecnologías.²⁰

¹⁹ AL BAHLANI, As Muatasim Mohammad; BABADAGLI, Tayfun. A Critical Review of the Status of SAGD: Where Are We and What Is Next?. USA: Society of Petroleum Engineers. SPE-113283-MS, 2008. p. 2–14. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-113283-MS?id=conference-paper%2FSPE-113283-MS>

²⁰ DOAN, L. T; BAIRD, H; DOAN, Q. T; FAROUQ ALI, S. M. An Investigation of the Steam-Assisted Gravity-Drainage Process in the Presence of a Water Leg. Houston: Society of Petroleum Engineers.

3.1.2 Proceso de drenaje gravitacional asistido por vapor SAGD. En el método de explotación SAGD se inyecta vapor a través de un pozo horizontal y el bitumen caliente, siendo menos viscoso, se drena por efecto de la gravedad al pozo de producción horizontal.²¹ En este proceso se combina la conducción y convección de calor a través del vapor que es inyectado a la formación, debido a su baja densidad, el vapor inyectado empieza a ascender y a esparcirse generando una cámara de vapor, en los límites de la cámara el vapor se produce un proceso de condensación, liberando calor latente y por consiguiente, haciendo fluir el hidrocarburo debido a la reducción en la viscosidad, como se puede observar en la **Figura 15**.

Figura 15. Proceso de Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor.



Fuente: YACIMIENTOS DE PETRÓLEO PESADO. Bombeo y Crudos Pesados. 2016. Disponible en internet: <https://bombeoycrudospesados.wordpress.com/2016/01/> (Modificado por Autores)

SPE-56545-MS, 1999. p. 2. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-56545-MS?id=conference-paper%2FSPE-56545-MS>

²¹ DAS, Swapan; BUTLER, Roger. VAPOUR EXTRACTION OF HEAVY OIL AND BITUMEN. Canadá: Department of Chemical and Petroleum Engineering, 1994. p. 1–5. Disponible en internet: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download;jsessionid=C86AE2F7EA2CEBE57B489335C73510A0?doi=10.1.1.476.9601&rep=rep1&type=pdf>

3.1.3 Principio de Operación. El proceso SAGD tiene lugar en tres fases distintas: Fase de arranque o circulación; fase de crecimiento o funcionamiento normal SAGD y la fase donde se monitorea la cámara de vapor.²² A continuación, se describe el proceso de cada una de las fases.

3.1.3.1 Fase de arranque. En esta etapa del proceso, los dos pozos inyectan vapor hasta que se establece una comunicación de calor entre ellos. Esto demanda que el pozo encargado de producir sea diseñado para poder cumplir con la función de inyectar y extraer fluidos de yacimiento.

Una vez que se establece conexión térmica entre los dos pozos, la circulación de vapor por el pozo ubicado en la parte inferior se detiene dejando únicamente al pozo ubicado en la parte superior inyectando vapor a una presión constante, la presión a la cual el pozo superior inyecta vapor está ligeramente por debajo a la presión de fractura ya que no es necesario fracturar la formación para lograr distribuir el vapor, generalmente la fase de arranque es lenta, con una duración promedio de 90 días.

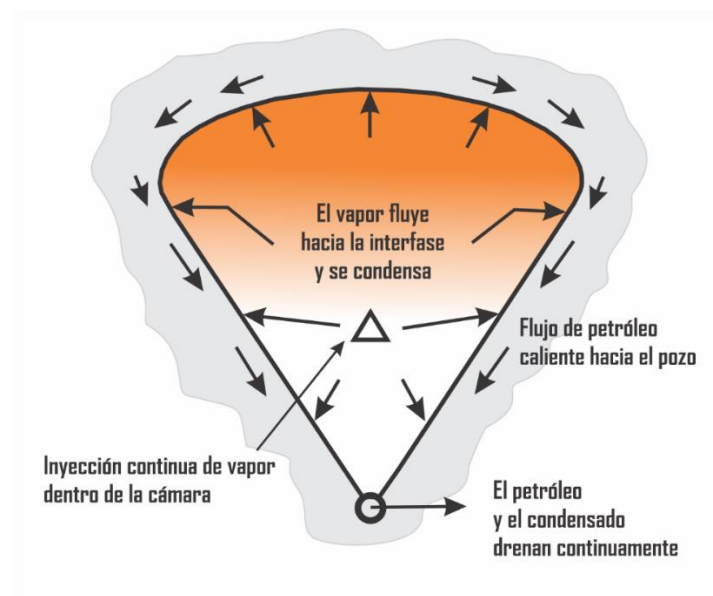
3.1.3.2 Fase de crecimiento. Teóricamente se puede decir que esta etapa es realmente el inicio del proceso SAGD, debido a que es en esta etapa donde la cámara de vapor alcanza la cima de la formación y el pozo productor empieza a registrar tasas de producción altas. En esta fase es muy relevante controlar la temperatura de los fluidos de producción para evitar que el vapor fluya junto con el hidrocarburo, este mecanismo es conocido como “trampa de vapor” y cumple la tarea de mantener la temperatura en la cabeza del pozo algunos grados por debajo del punto de saturación de vapor, para asegurar que la cámara no pierda el vapor inyectado.

²² MEDINA, Max. SAGD: R&D for Unlocking Unconventional Heavy-Oil Resources. Canadá: Weatherford Completion and Liner Services. Vol 6, No. 2. 2010. p. 2-4. Disponible en internet: https://pdfs.semanticscholar.org/3cbe/f78ba6b3b6db58100b13fb2bf350049a51d5.pdf?_ga=2.256657865.310543865.1602859152-780466814.1601478998

El tiempo de duración de esta etapa se extiende hasta obtener la máxima recuperación de crudo posible, o incluso hasta que por condiciones operacionales no sea posible seguir ejecutando el proceso. La declinación del proceso se basa en implementar una serie de procesos que tienen como objetivo minimizar la cantidad de vapor inyectado y se aplica diseños operativos para maximizar la recuperación.

3.1.3.3 Cámara de vapor. Se denomina cámara de vapor al volumen del yacimiento que es ocupado por vapor móvil durante un periodo de tiempo extenso, la temperatura de la formación que está en contacto con el vapor asciende hasta donde el vapor saturado permita bajo las condiciones de yacimiento. Debido a la baja densidad del vapor, la cámara normalmente se encuentra en la parte superior de la zona de interés, entre el pozo productor e inyector. La presión dentro de la cámara de vapor normalmente permanece constante durante el proceso, en la **Figura 16** se puede observar el proceso que se da en la cámara de vapor.

Figura 16. Cámara de Vapor.



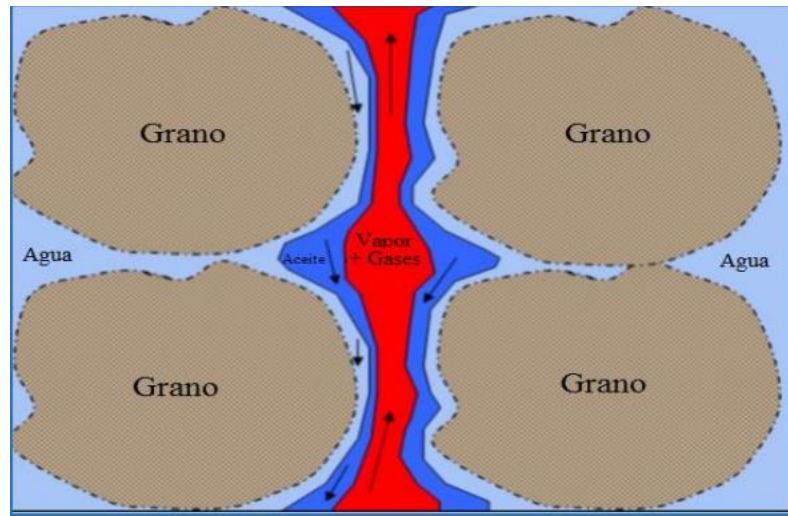
Fuente: Criterios de selección para la aplicación de los procesos térmicos en la recuperación de crudos pesados. Disponible en internet: <http://recuperacioncrudopesados.blogspot.com/2016/09/> (Modificada por Autores)

A medida que se desarrolla la cámara de vapor se establecen tres etapas que suceden sucesivamente:

- **Etapas de crecimiento vertical de la cámara de vapor:** También conocida como etapa de ascenso de la cámara o periodo de incremento de potencial. Inicia en el momento que empieza la inyección de vapor en el yacimiento y termina en el momento en que el vapor llega al tope de la formación. En esta etapa la producción de hidrocarburo es mínima y va incrementando progresivamente.
- **Etapas de expansión lateral:** Se caracteriza por una tasa de producción constante; empieza en el momento en que la cámara de vapor llega al tope de la formación e inicia a expandirse únicamente hacia los lados y finaliza cuando abarca la extensión horizontal del pozo productor ubicado en la parte inferior de la formación.
- **Etapas de declinación:** Esta es la última fase se caracteriza porque la tasa de producción declina; se afirma que esta etapa comienza cuando la cámara de vapor logra alcanzar la totalidad de la longitud horizontal del pozo encargado de producir el hidrocarburo y finaliza cuando el volumen de crudo entre los pozos decrece, lo que hace que se genere una disminución en la velocidad de drenaje hasta llevar el proceso a condiciones no rentables, cuando se llega a estas condiciones, se puede concluir que el proyecto ha culminado.

El vapor inyectado fluye a través de la arena (**Ver Figura 17**) hasta llegar a la interfase bitumen-vapor, la cual consiste en la condensación del vapor, la liberación de calor es transmitida por el fenómeno físico conocido como conducción hacia la arena que se encuentra inmediatamente al lado, la cual posee una temperatura menor, facilitando el flujo de fluidos por gravedad hacia el pozo productor.

Figura 17. Proceso de Inyección de Vapor a nivel de poro.



Fuente: DORADOR R, Elma Rosa; GONZALES G, Ingrid Patricia. Nuevas tecnologías aplicadas a SAGD para mejorar la recuperación de hidrocarburos, Tesis de Grado. Universidad Nacional Autónoma de México. 2014. Disponible en internet: <https://es.scribd.com/document/378395814/Nuevas-Tecnologias-Aplicadas-a-SAGD-Para-Mejorar-la-Recuperacion-de-Hidrocarburos-pdf>

3.1.4 Control de la trampa de vapor. En el proceso SAGD se realiza un control operacional que consiste en reducir o prevenir el escape de vapor de la cámara, este control operacional asegura la eficiencia energética y por consiguiente la rentabilidad del proyecto. Dicho control se conoce como trampa de vapor y aporta tres grandes ventajas al proceso:

- Conservación de la energía y reducción de la relación vapor-aceite (SOR)
- Reducción de altos flujos de vapor presentes en el pozo ya que estos perjudican la capacidad de levantamiento del pozo y de las instalaciones artificiales
- Minimiza el desplazamiento de arenas y finos a través del liner que pueden generar erosión.

Por lo general, la trampa de vapor se basa en acomodar la tasa de producción de tal manera que la temperatura de los fluidos producidos se mantenga por debajo de la temperatura de saturación de vapor. La temperatura a la que se realiza el control de la trampa de vapor esta entre 20 - 30 °C generalmente.

3.1.5 Relación vapor-aceite (SOR). La relación Vapor-Aceite, SOR, hace referencia al número de barriles de vapor (equivalentes en agua) que se necesitan para desplazar hasta superficie un barril de aceite, es un factor altamente importante a la hora de determinar la eficiencia de recuperación. Esta variable está determinada por el yacimiento y la eficiencia de inyección del vapor.

Una de las razones por las que la relación Vapor-Aceite es de gran importancia en el método de explotación, es que permite determinar la rentabilidad económica del proyecto. Los valores considerados para que la relación vapor-aceite sea aceptable en el método de explotación y este pueda ser exitoso es que sea igual o menor a tres.

3.1.6 Características del proceso SAGD

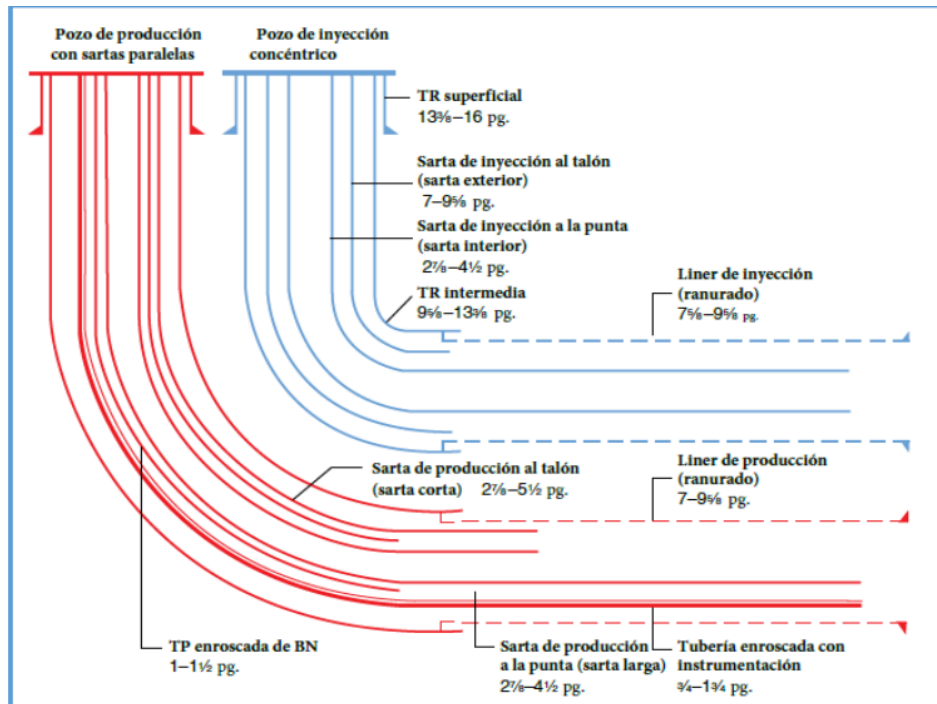
- La presión dentro de la cámara de vapor se mantiene constante.
- Las principales funciones del vapor y el agua condensada junto con el gas en solución son: realizar la expansión térmica y mantener la presión alrededor del pozo productor en condiciones óptimas.
- La tasa de producción de aceite no se ve altamente impactada por la tasa de inyección de vapor.

- En cierto punto, el crecimiento de la cámara de vapor depende de la producción de aceite, ya que el vapor ocupa el espacio vacío en los poros que deja el aceite, aumentando el contacto entre la cámara de vapor y aceite inmóvil.
- La tasa máxima de producción de aceite normalmente se presenta cuando la cámara de vapor alcanza la parte superior de la formación.
- La trampa de vapor cumple con la función de permitir la creación de la cámara de vapor.
- El método de explotación SAGD cuenta únicamente con el mecanismo de desplazamiento conocido como “drenaje gravitacional”.
- No es aplicable en pozos verticales ya que la producción de aceite por drenaje gravitacional sería mínima.

3.1.7 Diseño típico de los pozos. Las secciones horizontales de los pozos son perforadas a una distancia vertical entre 5 y 10 metros entre ellos, mientras que la distancia horizontal entre las secciones verticales de los pozos oscila entre 90 a 120 metros. Las secciones horizontales de estos pozos pueden tener una longitud de hasta 1000 metros y no presentan grado de desviación alguno, mientras que la sección vertical de los pozos puede requerir una perforación desviada desde superficie debido a su poca profundidad. Usualmente, el pozo inyector se instala de último y el pozo productor se perfora lo más cerca posible al fondo de la formación.

Debido a que el proceso SAGD maneja altas temperaturas, es necesario diseñar los pozos con materiales resistentes a estas condiciones extremas. En la **Figura 18** se representa un diseño típico de pozos en el método SAGD.

Figura 18. Diseño típico de los pozos SAGD.



Fuente: MEDINA, Max. SAGD: R&D for Unlocking Unconventional Heavy-Oil Resources. Weatherford Completion and Liner Services. 2010. THEWAYAHEAD. Vol 6, No. 2. p. 8.

El método de explotación SAGD permite variar la forma final del diseño de los pozos, aunque es muy común que la configuración de los pozos permita el flujo de fluidos en dos o más puntos de la sección horizontal y son muy utilizadas las sartas duales, paralelas o concéntricas. Adicionalmente, se debe tener en cuenta la naturaleza no consolidada de las areniscas en la que se llevan a cabo la mayoría de los proyectos SAGD genera la necesidad de llevar un control de arenas en ambos pozos. Los revestimientos ranurados son el método de control de arena más utilizado, esta preferencia se debe a los bajos costos de inversión.²³

²³ BENNION, D. B; GUPTA, S; GITTINS, S; HOLLIES, D. Protocols for Slotted Liner Design for Optimum SAGD Operation. Journal of Canadian Petroleum Technology. SPE-130441-PA, 2009. p. 1-3. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/journal-paper/SPE-130441-PA?id=journal-paper%2FSPE-130441-PA>

3.1.7.1 Control de arena. Debido a que las formaciones donde se implementa el proceso SAGD son areniscas no consolidadas, es de vital importancia controlar la producción de arenas en los pozos. Es muy común el uso de liners ranurados para el control de arenas en la sección horizontal del pozo productor (**Ver Figura 19**). Según la distribución del tamaño de grano de la formación se establecerá el ancho de la ranura del liner.

Figura 19. Liners Ranurados.

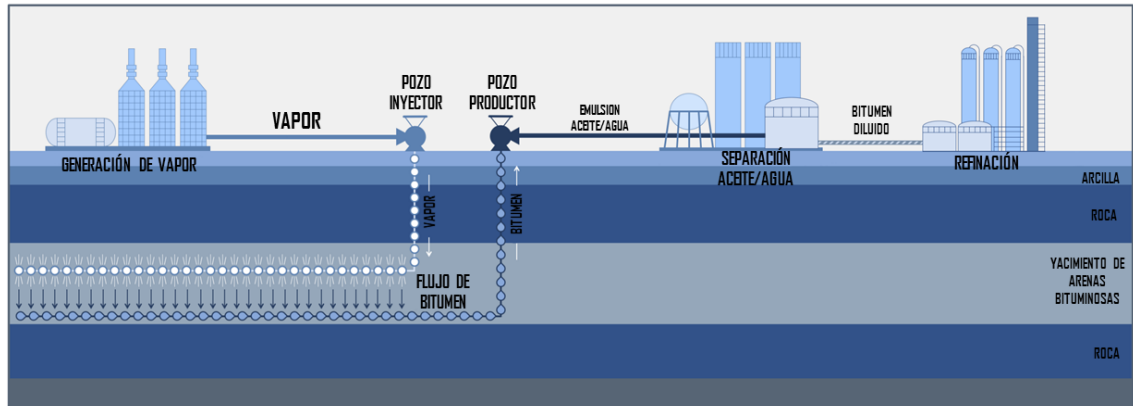


Fuente: Tuberías ranuradas API de Alta Precisión. 井 Tianjin Elegant Technology. Disponible en internet: <http://www.sovonex.com/es/equipo-de-perforacion/tuberias-ranuradas-api/>

3.1.8 Instalaciones de Superficie. El proceso ocurrido en las facilidades de superficie es estándar y se compone de instalaciones de ablandamiento de agua, generación de vapor y separación de aceite/agua.²⁴ En la **Figura 20** se puede observar un bosquejo de cómo sería las instalaciones de superficie para llevar a cabo un proceso SAGD.

²⁴ DELAMAIDE, Eric. Senlac, The Forgotten SAGD Project. Manama: Society of Petroleum Engineers. SPE-183721-MS, 2017. p. 7-9. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-183721-MS?id=conference-paper%2FSPE-183721-MS>

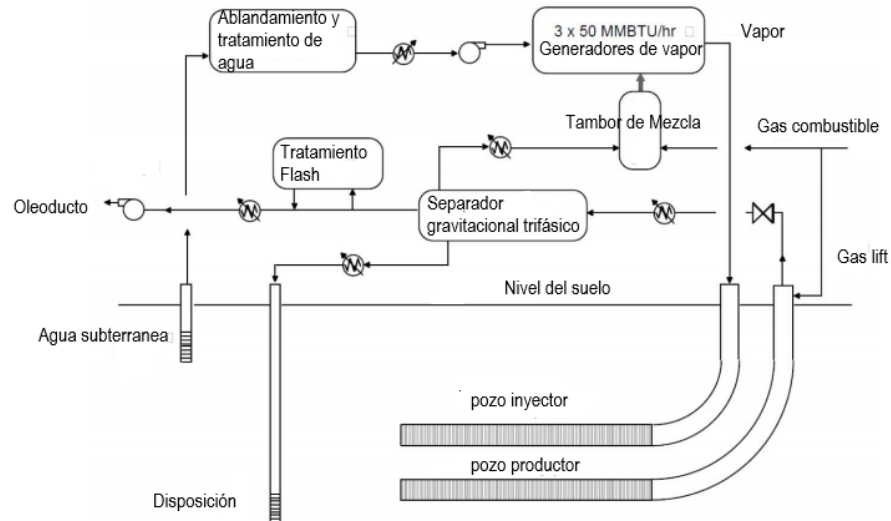
Figura 20. Bosquejo del proceso SAGD en superficie.



Fuente: STEAM-ASSISTED GRAVITY DRAINAGE (SAGD). IN SITU BITUMEN EXTRACTION. Revista Oil Sands. 2020. Disponible en internet: <https://www.oilsandsmagazine.com/technical/properties> (Modificada por Autores)

A través del pozo ubicado en la parte más baja de la formación se produce agua, crudo, vapor y gases; los cuales son vertidos en un separador presurizado y posteriormente el bitumen es limpiado en las instalaciones superficiales. El esquema de las facilidades de superficie se ilustra en la **Figura 21**.

Figura 21. Esquema de facilidades de superficie en el método SAGD.



Fuente: Modificada de Chakrabarty, Chayan & Fossey, Jean-Pierre & Gérard, Renard & Gadelle, Claude. SAGD Process in the East Senlac Field: From Reservoir Characterization to Field Application. 1998.

Al finalizar el proceso SAGD, todavía quedan grandes cantidades de calor en el yacimiento, se estima que posterior a la culminación del método de explotación, aproximadamente el 70% del calor inyectado aún permanece en el yacimiento, por tanto, parte del bitumen que queda en el yacimiento es móvil.²⁵

3.2 MINERÍA A CIELO ABIERTO

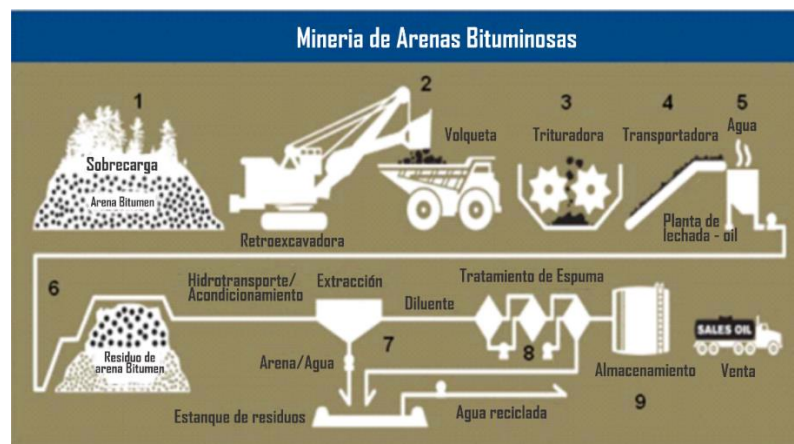
3.2.1 Generalidades. La minería a cielo abierto cumple el propósito de extraer hidrocarburos o minerales que se encuentran cerca de la superficie. Usualmente el método de minería a cielo abierto es usado cuando la formación en la que se encuentra el bitumen está a 50 metros de profundidad o menos.

²⁵ DOAN, L. T; BAIRD, H; DOAN, Q. T; FAROUQ ALI, S. M. An Investigation of the Steam-Assisted Gravity-Drainage Process in the Presence of a Water Leg. Houston: Society of Petroleum Engineers. SPE-56545-MS, 1999. p. 3-5. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-56545-MS?id=conference-paper%2FSPE-56545-MS>

Los métodos de minería han cambiado desde el lanzamiento de la primera mina a gran escala, con Great Canadian Oil Sands, utilizando ruedas de cangilones traídas de la industria minera del carbón. Posteriormente se introdujeron grandes dragalinas y sistemas de transporte, lo que ha dado paso a una mayor selectividad del material.²⁶

Debido a lo somero del yacimiento no es necesario crear túneles de acceso a la mina, como es de suponerse el bitumen es extraído de la formación en estado sólido, además de estar mezclado con impurezas y material estéril por lo que se hace necesario implementar algunos procesos antes de enviar el hidrocarburo por oleoductos o carrotaques hacia la refinería.

Figura 22. Proceso de extracción de arenas bituminosas con Minería cielo abierto.



Fuente: Caracterización de la cadena estratégica de valor para la explotación de arenas bituminosas en Colombia como fuente no convencional de petróleo. ANH. 2008. (Modificada por Autores)

En la **Figura 22** se puede apreciar que el proceso de extracción inicia con la remoción de material estéril, el cual está conformado por la vegetación y demás componentes que cubren la superficie, se utilizan buldóceres y retroexcavadoras con martillo **(1)**, luego de esto se interviene el terreno utilizando palas mecánicas

²⁶ MINING TECHNOLOGY. Athabasca Oil Sands Project. Canadá. 2008. Disponible en internet: <https://www.mining-technology.com/projects/athabascasands/>

para extraer la arena y depositarla en volquetas **(2)**, las volquetas llevan el material a las trituradoras que se encargan de disminuir el diámetro de los granos de arena y así iniciar la separación arena-bitumen **(3)**. Una vez el material es triturado se dispone en una banda transportadora **(4)** que lo lleva hasta una torre de almacenamiento de 5 pisos. Posteriormente se vierte agua caliente a la torre de almacenamiento para favorecer la separación del bitumen de residuos no deseados **(5)**; en la torre de almacenamiento se encuentra conectado un ducto que conduce el material particulado a un vaso principal de precipitación **(6)**; al vaso principal de precipitación se le añaden solventes y agua caliente para favorecer la separación del bitumen **(7)**, en esta etapa se aparta el agua y la arena mientras que el bitumen posteriormente es sometido a un tratamiento de espuma, donde básicamente se agrega nafta para diluirlo **(8)**, finalmente se almacena y envía mediante oleoductos o carrotanques hacia refinería para ser tratado **(9)**.

La extracción de arenas bituminosas mediante la implementación de la minería a cielo abierto involucra ciertos procesos inherentes que son vitales para el éxito del proyecto, los cuales son: Remoción de estériles, extracción de arenas bituminosas, extracción del bitumen, separación primaria, tratamiento de espumas y mejoramiento.

3.2.2 Principio de Operación

3.2.2.1 Remoción de estériles. El llamado “estéril de mina” es todo material sin valor económico extraído para permitir la explotación del material útil. La capa superficial del suelo es considerada como estéril, aunque sea el soporte de la vegetación, así como las rocas y materiales que no son el objetivo de la excavación.²⁷ El material vegetal se remueve con buldóceres, retroexcavadoras que a la vez cumple con la función de adecuar el terreno a intervenir, un manejo oportuno para este material estéril es reutilizarlo creando diques y rellenos con estos mismos (**Ver Figura 23**).

Es fundamental resaltar que el material estéril retirado no se puede depositar en valles o en laderas pues es posible que estos se conviertan en escombreras potencialmente inestables con formación de surcos y erosión acelerada conllevando eventualmente a una contaminación química de las aguas superficiales y subterráneas.²⁸ Una opción viable a la hora de deshacerse de este material estéril, si no se necesita la creación de diques y rellenos, es utilizarlo en la recuperación de terrenos minados.

²⁷ SANCHÉZ, Luis Enrique. Aspectos Geológicos de Protección Ambiental. UNESCO, Vol 1. 1995. p. 2-5. Disponible en internet: <http://biblioteca.unmsm.edu.pe/redlieds/Recursos/archivos/MineriaDesarrolloSostenible/MedioAmbiente/cierre%20de%20minas.pdf>

²⁸ SANCHÉZ, Luis Enrique. Aspectos Geológicos de Protección Ambiental. UNESCO, Vol 1. 1995. p. 10-13. Disponible en internet: <http://biblioteca.unmsm.edu.pe/redlieds/Recursos/archivos/MineriaDesarrolloSostenible/MedioAmbiente/cierre%20de%20minas.pdf>

Figura 23. Remoción de estériles.



Fuente: EVOLUTION OF MINING EQUIPMENT IN THE OIL SANDS. Revista Oil Sands. Disponible en internet: <https://www.oilsandsmagazine.com/technical/mining/surfacemining/equipment?rq=mining>

Las retroexcavadoras o palas eléctricas son utilizadas para remover la capa superficial del suelo y así dejar las arenas bituminosas a cielo abierto listas para su extracción. Finalmente, los buldóceres se encargan de nivelar y organizar el terreno a intervenir creando carreteras que faciliten la movilidad de los camiones para asegurar una extracción ordenada y segura.

3.2.2.2 Extracción de Arenas Bituminosas. Una vez la arena bituminosa se encuentra a cielo abierto, es decir, se encuentra en la superficie, es extraída de la formación mediante palas hidráulicas o eléctricas que a la vez se encargan de depositar la arena bituminosa en camiones (**Ver Figura 24**). Luego de ser depositada en los camiones, estas son llevadas a la planta de extracción y colocadas en las trituradoras reduciendo los bloques de arena a unos 45 centímetros de diámetro aproximadamente, esto depende principalmente del tipo de trituradora que sea utilizada.

Figura 24. Pala Hidráulica.



Fuente: EVOLUTION OF MINING EQUIPMENT IN THE OIL SANDS. Revista Oil Sands. Disponible en internet: <https://www.oilsandsmagazine.com/technical/mining/surfacemining/equipment?rq=mining>

La draga de cangilones es la maquina clásica de excavación continua de materiales sueltos o poco consolidados, por esto se utilizan mucho en la explotación de minerales de alto valor. Un equipo más versátil es la draga de rodete succionadora, que arranca los materiales mediante el giro de un rodete de cangilones, descargándolos en la tubería de succión para su transporte.²⁹

Las trituradoras disminuyen el diámetro de los bloques de arena mediante unos discos de cantos agudos que están equipados con garfios y fresas por lo que el corte de la arena bituminosa es muy efectivo. La mayoría de trituradoras poseen un sistema que permite la salida solo al material que ya tiene granulometría deseada. **(Ver Figura 25).**

²⁹ HERRERA, Juan. Métodos de minería a cielo abierto. Madrid: Universidad Politécnica de Madrid, 2006. p. 3-5. Disponible en internet: http://oa.upm.es/10675/1/20111122_METODOS_MINERIA_A_CIELO_ABIERTO.pdf

Figura 25. Disposición del material en las trituradoras.



Fuente: EVOLUTION OF MINING EQUIPMENT IN THE OIL SANDS. Revista Oil Sands. Disponible en internet: <https://www.oilsandsmagazine.com/technical/mining/surfacemining/equipment?rq=mining>

3.2.2.3 Extracción del bitumen. Cuando la arena bituminosa ya atravesó el proceso de la trituradora, es llevado a tolvas intermedias utilizando bandas transportadoras con el fin de almacenarlas; cuando se está realizando el transporte del material triturado mediante la banda transportadora, esta es sometida a vibración para ir contribuyendo a la separación de material no deseado. Las tolvas son dispositivos que cumplen la finalidad de almacenar y canalizar el material granulado o pulverizado, habitualmente son de forma cónica y de paredes inclinadas para así realizar el depósito de la arena bituminosa y algunos residuos por la parte superior y la descarga por una compuerta en la parte inferior.

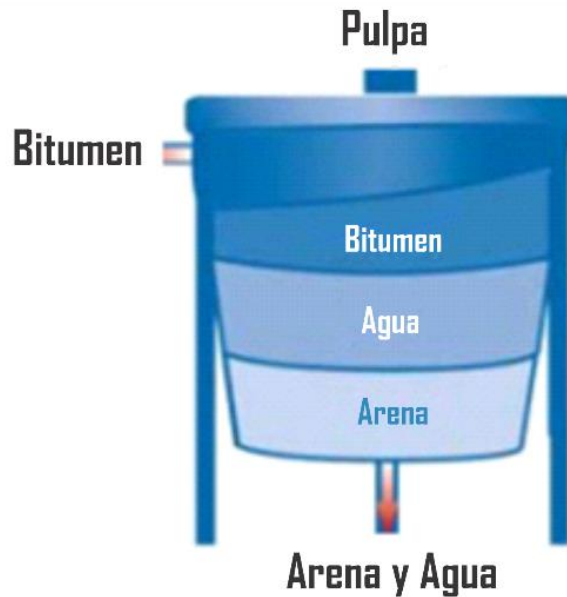
Posteriormente la arena bituminosa es conducida mediante bandas transportadoras hacia el harnero giratorio centrífugo, el cual tiene la capacidad de separar partículas de tamaño grueso debido a su movimiento oscilatorio y de vibración. Al harnero se le vierte una mezcla de soda cáustica y agua, con una temperatura entre 50-80°C, con el fin de convertir la arena bituminosa seca en una mezcla con características de fluido con impurezas dentro, el cual es más manipulable. Una vez la mezcla entre

bitumen, impurezas, soda cáustica y agua caliente está lista, el harnero giratorio centrífugo se encarga de separar las partículas más grandes, palos, rocas, arcillas y todo tipo de impureza mediante un sistema particulado que retiene las partículas que no pasan por el diámetro del tamiz. Debido a que el tamiz posee un diámetro en los agujeros predeterminado solo permite el paso de las partículas que tengan este mismo diámetro o uno menor, mientras que el material particulado que posea un diámetro mayor al diámetro de los agujeros del tamiz será recirculado al proceso.

3.2.2.4 Separación Primaria. La mezcla de bitumen, agua y arena es conocida como *pulpa* y en esta etapa es depositada en tanques primarios de separación, en el cual se vuelve a verter agua, esta vez a una temperatura entre 80 y 90 °C con el propósito de diluir el bitumen, luego la mezcla se deja reposar para que se lleve a cabo una separación gracias a la diferencia de densidades (**Ver Figura 26**), dejando así el bitumen en la parte superior del tanque primario de separación, el agua en el medio y la arena en el fondo del mismo.

Posteriormente la arena y el agua son bombeadas a la planta de recuperación de escombros para intentar extraer el bitumen que aún permanece en la mezcla, mientras que el bitumen ubicado en la parte superior del tanque primario de separación es transportado mediante tubería hidro-transporte a la planta de tratamiento de espuma.

Figura 26. Recipiente primario de separación.



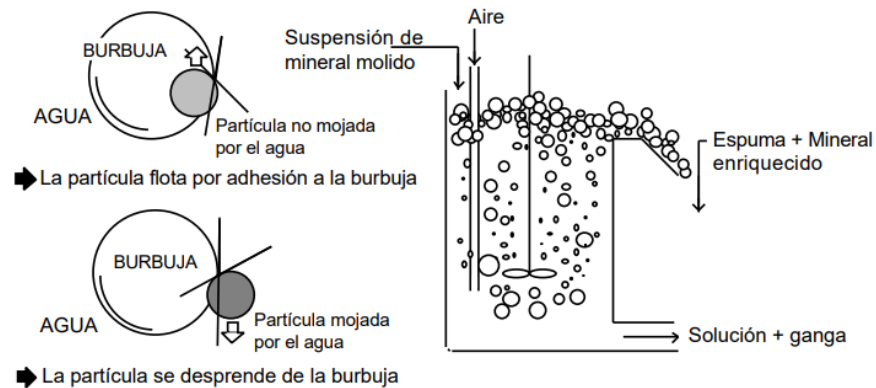
Fuente: ALMANZA O, Diana Carolina; PULIDO B, María Angélica. Caracterización de la cadena estratégica de valor para la explotación de arenas bituminosas en Colombia como fuente no convencional de petróleo, Tesis de grado. Pontificia universidad javeriana. 2009. Disponible en internet: file:///C:/Users/Usuario/Desktop/TESIS/Tesis249.pdf (Modificada por Autores)

3.2.2.5 Tratamiento de espumas. El tratamiento de espumas es un proceso al que se somete el bitumen que llega de la separación primaria, con el fin de separar el aceite de los residuos no deseados, este tratamiento es muy usado en el método de extracción a cielo abierto debido a su gran efectividad.

El principio técnico de este proceso inicia con el bitumen proveniente de la separación primaria, el cual viene finamente molido, se introduce en una suspensión acuosa en una celda de flotación, el cual le permite la separación de bitumen y residuos presentes, esto debido a que la suspensión contiene surfactantes, como, por ejemplo, xantatos o catiónicos. Los surfactantes poseen la capacidad de adherirse sobre las partículas de bitumen, pero no sobre los residuos, la celda de flotación se somete a agitación con el fin de producir pequeñas burbujas de aire mediante una corriente adherida en el fondo, al mismo tiempo en que las burbujas

de aire van subiendo se van juntando con las partículas de bitumen y van saliendo por la parte superior.³⁰ (Ver Figura 27).

Figura 27. Método de Separación por espuma.



Fuente: SALAGER, Jean-Louis. El mundo de los surfactantes. Venezuela: Universidad de los Andes, 1992. p. 11. Disponible en internet: <http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S311A.pdf>

3.2.2.6 Mejoramiento. Esta etapa en el método de extracción a cielo abierto comienza cuando el bitumen es separado del agua en las unidades de recuperación del diluyente y la nafta es recuperada a través de la extracción para su reutilización; posteriormente a esto, se inicia la coquefacción que consiste en depositar el bitumen seco en los coquizadores para llevarlo a condiciones de altas temperaturas y bajas presiones con el fin de convertir grandes moléculas de bitumen en partículas de menor tamaño.

Una vez las partículas de bitumen no se pueden dividir más en los coquizadores, son transportadas a las unidades de destilación al vacío, para poder extraer productos ligeros sin alterar su composición molecular, el producto proveniente de las unidades de destilación al vacío es sometido a la conversión catalítica donde es mezclado con ciertos hidrocarburos para aumentar la calidad del bitumen y su valor

³⁰ SALAGER, Jean-Louis. El mundo de los surfactantes. Venezuela: Universidad de los Andes, 1992. p. 11. Disponible en internet: <http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S311A.pdf>

comercial, por último, el bitumen es sometido a un hidrotratamiento con el fin de eliminar sulfuros y nitrógenos.

Dada la naturaleza del bitumen como un complejo de hidrocarburos, rico en carbono, pero pobre en hidrógeno, requiere de este proceso especial para mejorar las proporciones relativas de hidrógeno con el fin de obtener un producto más valioso.³¹ Al finalizar la etapa de mejoramiento, se obtiene como resultado un petróleo crudo que cumple los requerimientos mínimos de refinería, además de tener las propiedades que permiten su transporte hacia refinerías mediante oleoductos.

3.3 MÉTODO VAPEX

3.3.1 Generalidades. La extracción con Vapor o VAPEX (por sus siglas en inglés, Vapor Assisted Petroleum Extraction) presenta grandes similitudes con el método de explotación SAGD, sin embargo, estos métodos difieren en la forma en que realizan la separación del bitumen, además del uso de vapor solvente o solventes gaseosos en lugar de vapor.

La idea de utilizar solventes gaseosos para la recuperación de petróleo pesado se introdujo en 1974, sin embargo, las tasas de producción poco atractivas impidieron que la idea se probara en el campo. Una década después el método de explotación VAPEX se introdujo como una variación al método SAGD.³²

Este método de explotación es muy utilizado ya que es aplicable a yacimientos de arenas bituminosas que se encuentren lejos de la superficie. El método de

³¹ MINING TECHNOLOGY. Athabasca Oil Sands Project. Canadá. 2008. Disponible en internet: <https://www.mining-technology.com/projects/athabascasands/>

³² REZAEI, N; CHATZIS, I; Incorporation of Heat in the VAPEX Process: Warm VAPEX. Canadá: Petroleum Society of Canada. PETSOC-2007-133-EA, 2007. p. 2. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/PETSOC-2007-133-EA?id=conference-paper%2FPETSOC-2007-133-EA>

explotación VAPEX inyecta una combinación de solventes a la formación mediante un arreglo de pozos similar al utilizado en el método SAGD, es decir, dos pozos, un pozo inyector de solvente con agua caliente ubicado en el tope de la formación y otro pozo localizado en el fondo de la formación que cumplirá con la función de extraer el bitumen. El bitumen resultante de este método de explotación posee menos residuos sólidos que el bitumen extraído por el método SAGD, facilitando así el transporte y cumpliendo fácilmente los requisitos mínimos de venta.

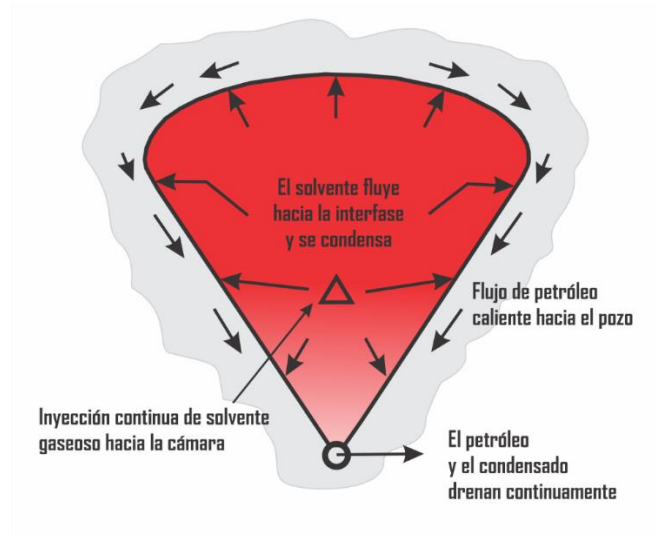
3.3.2 Principio de Operación. Es importante destacar que el método de explotación VAPEX no es un método térmico, debido a que su principio básico es utilizar solventes gaseosos con el fin de aumentar la recuperación de petróleo y reducir la viscosidad de este, aunque otras versiones afirman que este método sí es un proceso térmico debido a los procesos de evaporación que el solvente presenta en yacimiento.

En ocasiones se han utilizado varias alteraciones en el diseño del método VAPEX con la finalidad de aumentar el crudo recuperado, pero el diseño básico en este método es utilizar dos pozos horizontales con un distanciamiento entre ellos de 5 metros aproximadamente, uno cumple con la función de inyectar una mezcla de gas/solvente para estimular el crudo y lograr separarlo de la arena, una vez la viscosidad es reducida debido a los gases y solventes el otro pozo inicia la producción de crudo hacia superficie donde se someterá a un tratamiento especial, la variación en la temperatura a presiones bajas de inyección da como resultado un porcentaje de recuperación o factor de recobro de 40% hasta un 65% del hidrocarburo.

En VAPEX junto al solvente inyectado, también se inyecta agua caliente a la formación, la cual cumple dos funciones primordiales: elevar la temperatura de yacimiento y reducir la viscosidad del aceite. Esta transferencia de calor provoca que el solvente diluido en el hidrocarburo se evapore y sea reutilizado en la cámara

de solvente. Aunque es posible la utilización de otros disolventes o sus combinaciones, los experimentos han demostrado que el candidato más simple y adecuado para este método de explotación es el propano. El método de explotación VAPEX utiliza un par de pozos horizontales muy similares a los utilizados en el método de explotación SAGD. Sin embargo, en el método VAPEX la cámara de vapor se reemplaza por una cámara que contiene un vapor de hidrocarburo cerca de su punto de rocío. (Ver Figura 28).³³

Figura 28. Cámara de solvente.



Fuentes: Criterios de selección para la aplicación de los procesos térmicos en la recuperación de crudos pesados. Disponible en internet: <http://recuperacioncrudopesados.blogspot.com/2016/09/> (Modificada por Autores)

En la **Figura 28** se ilustra el flujo de inyección continua de la mezcla gas/solvente y de extracción de crudo separado de las arenas, la cual es bombeada al pozo productor para que éste se encargue de conducir el crudo a la planta de separación.

³³ MOKRYS, I. J; BUTLER, R. M. In-Situ Upgrading of Heavy Oils and Bitumen by Propane Deasphalting: The Vapex Process. Oklahoma: Society of Petroleum Engineers. SPE-25452-MS, 1993. p. 2-3. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-25452-MS?id=conference-paper%2FSPE-25452-MS>

Inicialmente, los solventes se disuelven en el asfalto del pozo inyector hasta que el crudo diluido avanza por el yacimiento.³⁴

El vapor del solvente se esparce por la formación creando la cámara de vapor sobre la arena que se encuentra por encima del pozo inyector, generando que el solvente y el bitumen entren en contacto y se diluyan para que el crudo pueda ser bombeado hacia superficie. El proceso es energéticamente eficiente, ya que en el proceso VAPEX se hace uso de solventes puros; cerca de 0.5 Kg de solvente es inyectado por cada kilo de crudo producido, de esta cantidad, sólo 0.1 Kg de solvente es dejado en yacimiento para llenar la matriz de arena extraída por el vapor, el resto de bitumen se produce con un solvente de petróleo y se recicla, a diferencia de otros métodos In-Situ, donde por lo general más de 3 Kg de agua es inyectada para producir solo 1 Kg de crudo.³⁵

3.3.3 Generalidades del Solvente. El método VAPEX utiliza variedad de solventes, todos son utilizados con el fin de disminuir la viscosidad del hidrocarburo, generalmente estos solventes son el resultado de la combinación de dos o más sustancias, cada solvente en particular tiene definidas sus propias características, como el grado de reacción, miscibilidad y solubilidad. Generalmente, los solventes utilizados en este método de explotación son gases hidrocarburos licuados (GLP) como etano, butano y propano.

Una de las propiedades más importantes del solvente es el concepto de miscibilidad, esto sucede cuando dos sustancias se mezclan en todas las

³⁴ YILDIRIM, Y; KOK, M. V; AKIN, S. Application of Vapor Extraction (VAPEX) Process on Carbonate Reservoirs. Turquía: Department of Petroleum and Natural Gas Engineering, Middle East Technical University, Ankara, Turkey, 2009. p. 377-378. Disponible en internet: <file:///C:/Users/Usuario/Downloads/kok-yildirim-akin-esource.pdf>

³⁵ MOKRYS, I. J; BUTLER, R. M. In-Situ Upgrading of Heavy Oils and Bitumen by Propane Deasphalting: The Vapex Process. Oklahoma: Society of Petroleum Engineers. SPE/Petroleum Society of CIM 25452, 1993. p. 413. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-25452-MS?id=conference-paper%2FSPE-25452-MS>

proporciones, creando una nueva sustancia, la cual se presenta en una fase homogénea y posee características y propiedades propias. Por tanto, los agentes miscibles inyectados a yacimiento poseen la capacidad de mezclarse con el hidrocarburo, pero su mayoría presentan una miscibilidad parcial con el petróleo por lo que se le otorga el nombre de solvente. Por su naturaleza hidrofóbica los solventes comerciales son inmiscible en fase acuosa.

La tecnología de inyectar solventes a la formación tiene como mecanismo principal de recuperación de hidrocarburo la reducción significativa de viscosidad por motivo de la disolución del solvente y la probabilidad de que se precipiten los asfaltenos. Por tal motivo, se puede afirmar que la tasa de producción de hidrocarburo depende directamente de la disolución y la difusión molecular.

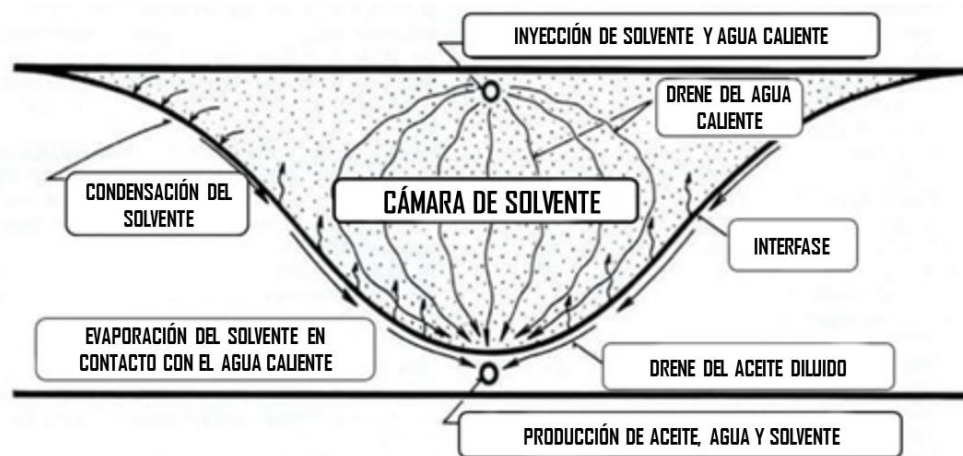
Al momento de realizar la inyección de solventes a la formación se desencadena una transferencia de masa, la cual es definida por el coeficiente de difusión. El coeficiente de difusión se conoce en la física, como el valor que representa la facilidad con que el soluto se desplaza en determinado solvente, y depende de tres características: tamaño, forma de soluto y viscosidad del solvente. Los datos de difusión se deben hacer con alta precaución y detalle ya que estos determinan:

- La cantidad de solvente requerido.
- El gasto de solvente que se espera.
- El tiempo de espera necesario para que el hidrocarburo reduzca su viscosidad.
- La cantidad de bitumen que podría someterse a la reducción de viscosidad.

La velocidad a la que se produce hidrocarburo utilizando solvente líquido es más lenta que velocidad hallada usualmente en el proceso SAGD, esto se debe a que la difusividad molecular es menor a la difusividad térmica usada en el método de explotación SAGD, lo que se traduce en un gradiente de viscosidad menor en la interacción hidrocarburo diluido y solvente que en la interacción entre hidrocarburo y vapor.

Si un proceso de este tipo se lleva a cabo a temperatura de yacimiento, el volumen original ocupado por el aceite desplazado es llenado por el solvente de baja densidad, gran parte de este solvente residual puede ser recuperado posteriormente por medio de despresurización y no hay pérdida de calor involucrado en el proceso lo cual representa una ventaja considerable.³⁶

Figura 29. Interacción del solvente dentro de la cámara.



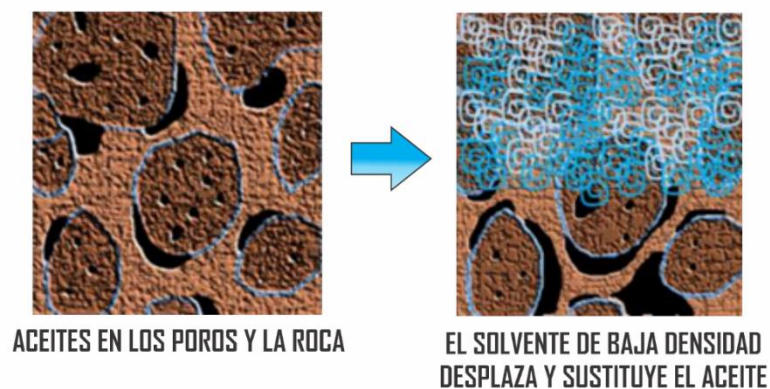
Fuente: DORADOR R, Elma Rosa; GONZALES G, Ingrid Patricia. Nuevas tecnologías aplicadas a SAGD para mejorar la recuperación de hidrocarburos, Tesis de Grado. Universidad Nacional Autónoma de México. 2014. Disponible en internet:

³⁶ MOKRYS, I. J; BUTLER, R. M. In-Situ Upgrading of Heavy Oils and Bitumen by Propane Deasphalting: The Vapex Process. Oklahoma: Society of Petroleum Engineers. SPE/Petroleum Society of CIM 25452, 1993. p. 411. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-25452-MS?id=conference-paper%2FSPE-25452-MS>

<https://es.scribd.com/document/378395814/Nuevas-Tecnologias-Aplicadas-a-SAGD-Para-Mejorar-la-Recuperacion-de-Hidrocarburos-pdf> (Modificada por Autores)

En la **Figura 29** se representa el mecanismo de operación utilizado en el método VAPEX, además de observar la cámara de solvente que se crea en el espacio existente entre el pozo inyector y productor.

Figura 30. Desplazamiento del aceite por solvente de baja densidad.



Fuente: DORADOR R, Elma Rosa; GONZALES G, Ingrid Patricia. Nuevas tecnologías aplicadas a SAGD para mejorar la recuperación de hidrocarburos, Tesis de Grado. Universidad Nacional Autónoma de México. 2014. Disponible en internet: <https://es.scribd.com/document/378395814/Nuevas-Tecnologias-Aplicadas-a-SAGD-Para-Mejorar-la-Recuperacion-de-Hidrocarburos-pdf> (Modificada por Autores)

En la **Figura 30** se observa cómo un solvente de baja densidad desplaza y sustituye el hidrocarburo presente originalmente en los poros de la roca, lo que ilustra la forma en que se induce el movimiento del hidrocarburo hacia el pozo productor. La cámara de solvente se propaga lateralmente dentro del yacimiento debido al desplazamiento constante de calor hacia el perímetro de esta; este transporte continuo de calor es el resultado de los procesos de evaporación y condensación que experimenta el solvente. Por tanto, el método de explotación VAPEX inyecta solvente a la formación para que este cumpla dos funciones primordiales: la primera consiste en diluir el aceite y la segunda en propagar el calor lejos de los puntos de

inyección; cabe resaltar que eventualmente una parte del solvente se separa de la cámara como gas en solución o gas libre.

Un dato importante para este método de explotación es que la solubilidad máxima se encuentra a la presión en la que el solvente está en estado gaseoso, es decir, se recomienda que la presión de inyección del solvente sea menor a su presión de vapor, para así garantizar una buena solubilidad.

3.3.3.1 Selección del Solvente. Los solventes que se utilizan en el método VAPEX suelen ser costosos, debido a esto es importante que se produzca una gran parte del solvente inyectado, con el fin de favorecer la viabilidad del proceso.³⁷

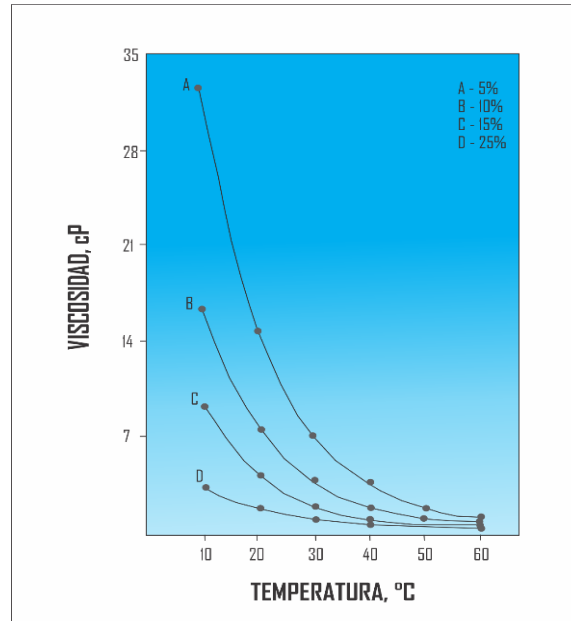
Variables como la presión y la temperatura de yacimiento son de mucha relevancia a la hora de seleccionar el solvente a utilizar en el método de explotación VAPEX. A continuación, se enuncian los principales factores a tener en cuenta al momento de seleccionar el solvente a utilizar.

- **Grado de recuperación:** es necesario cuantificar el volumen de solvente que se puede recuperar, generalmente el proceso de recuperación se efectúa por medio de la destilación. Si se decide efectuar la destilación, es importante que el solvente elegido no forme un azeótropo (mezcla líquida de dos o más componentes que posee un punto único de ebullición constante y fijo, que al pasar al estado gaseoso se comporta como un compuesto puro) con el soluto extraído. A la hora de seleccionar el solvente se debe garantizar que la mezcla obtenida en superficie posea alta volatilidad relativa para así asegurar que el proceso sea económicamente rentable.

³⁷ PINHEIRO, E. R. V; RODRIGUES, M; BARILLAS, J. L. M; DUTRA, T; DA MATA, W. Optimization of Operational Parameters on Steamflooding With Solvent in Heavy Oil Reservoirs. Colombia: Society of Petroleum Engineers. SPE/Petroleum Society of CIM 122078, 2009. p. 6. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-122078-MS?id=conference-paper%2FSPE-122078-MS>

- **Viscosidad:** para asegurar un intercambio de masa efectivo y eficiente se busca que el solvente escogido posea muchos componentes ligeros. La disminución de la viscosidad de las arenas bituminosas se debe principalmente al tipo y cantidades de solvente o mezcla de solventes que se utilizan.

Figura 31. Reducción de viscosidad mediante el uso de solventes.



Fuente: TINEO C, Rómulo Antonio. Efecto del solvente y temperatura sobre la viscosidad de algunos crudos de petróleos Mexicanos, Tesis de maestría. Universidad Autónoma de Nuevo León. 1981.

Disponible en internet:

<http://eprints.uanl.mx/7108/1/1080074512.PDF> (Modificada por Autores)

En la **Figura 31**, se puede evidenciar la disminución de la viscosidad como resultado de aplicar el solvente conocido como solvente ligero. Se probó dicho solvente con diferentes tipos de concentración para así ver la influencia que tiene la concentración del solvente en la disminución de la viscosidad.

- **Densidad:** La diferencia que existe entre el valor de densidad del solvente y el valor de densidad del hidrocarburo genera un gradiente capaz de remover el

hidrocarburo de los poros de la formación y sustituirlo por el solvente de baja densidad inyectado.

3.4 INYECCIÓN CICLICA DE VAPOR (CSS)

3.4.1 Generalidades. La Inyección Cíclica de Vapor, también conocido por sus siglas en inglés como CSS, Cyclic Steam Stimulation, es implementado en yacimientos de crudo pesado, extrapesado y bitumen. Su descubrimiento se da en el año 1957 de manera accidental, pues en un pozo del campo Mene Grande ubicado en Venezuela se estaba implementando una prueba de inyección continua de vapor, cuando se puso el pozo inyector a fluir se halló la producción de cantidades grandes de barriles de petróleo dejando expuesta la teoría de que la inyección cíclica de vapor aumenta la producción de petróleo recuperado, consiguiendo así que en el año 1960 se desarrollara el primer proyecto que utilizaba la inyección cíclica de vapor.

La Inyección cíclica de vapor o CSS es el método de recuperación térmica mejorada de aceite (EOR) más aplicado en todo el mundo. Sin embargo, a pesar de la vasta experiencia adquirida en las últimas décadas, el método CSS aún tiene sus desafíos que incluyen, entre otros, la eficiencia energética y los costos operativos.³⁸

³⁸ PEREZ, Romel; RODRIGUEZ, Hector; BARBOSA, Carolina; MANRIQUE, Eduardo; GARCIA, Luis; Rendon, Gabriel. Improving CSS Performance with Preformed Foam: Teca - Cocorna Field Case. Colombia: Society of Petroleum Engineers. SPE/Petroleum Society of CIM 199104, 2020. p. 1. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-199104-MS?id=conference-paper%2FSPE-199104-MS>

3.4.2 Principio de Operación. El método CSS corresponde a un proceso térmico de extracción de petróleo, es conocido como un tratamiento al yacimiento utilizado estimulación térmica, el cual se basa en calentar la zona del yacimiento aledaña a los pozos productores para así disminuir la viscosidad del crudo mediante la transferencia de calor que se da cuando ocurre el contacto entre el vapor inyectado y los fluidos presentes en la formación. Así que la reducción de la viscosidad del crudo es el objetivo final de este método y el incremento de la capacidad productora de un pozo depende directamente de este.

El método CSS implica la inyección de vapor en un yacimiento durante algunas semanas (etapa de inyección), permitiendo que el yacimiento se someta a un breve periodo de “remojo” donde el pozo se cierra un par de días; y la siguiente etapa es la de retorno y/o bombeo de fluidos durante algunos meses. La prolongación de la etapa de producción depende de: volumen de vapor inyectado, propiedades del yacimiento, condiciones operativas del pozo, desempeño del pozo, entre otras.³⁹

3.4.3 Etapas de la inyección cíclica de vapor. El método CSS consta de tres etapas, las cuales son: inyección de vapor, remojo y producción.

³⁹ TRIGOS, E. M; AVILA, R. D; LOZANO, M. E; JIMENEZ, A. M; OSORIO, C. A. Strategies to Increase Production in a Colombian Heavy Oil Field with Cyclic Steam Stimulation. Peru: Society of Petroleum Engineers. SPE/Petroleum Society of CIM 181198, 2016. p. 2. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-181198-MS?id=conference-paper%2FSPE-181198-MS>

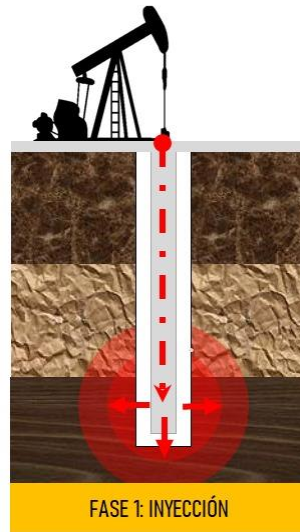
3.4.3.1 Etapa 1: Inyección de vapor. La primera etapa de este método tiene el objetivo de suministrar calor al yacimiento inyectando vapor húmedo a la formación por varios días o semanas. El tiempo que se inyecta vapor al yacimiento depende del volumen de vapor que se va a inyectar, de la capacidad de los equipos utilizados en el proyecto y del área de interés en el yacimiento, con el fin de disminuir las pérdidas de calor a lo largo del sistema, tanto en superficie como en el pozo, se recomienda que la tasa de inyección de vapor sea la más alta posible. **(Ver Figura 32).**

La optimización energética en los procesos de inyección de vapor requiere el conocimiento de los mecanismos físicos que rigen el proceso y los métodos adecuados de seguimiento y análisis de este.⁴⁰

La manera en que se representa la cantidad de vapor inyectada es mediante el uso de la unidad “barriles de agua fría equivalente (BWE)”, se intenta realizar una inyección preferencial de vapor hacia los estratos altamente permeables con relaciones adversas de viscosidad. Es importante resaltar que, la cantidad de calor suministrada al yacimiento se representa en Btu/Lb y es condicionada por la calidad del vapor en la cara de la formación.

⁴⁰ RINCON CANAS, M. M; MUNOZ NAVARRO, S. F; NARANJO SUAREZ, C. E; PALMA-BUSTAMANTE, J. M. New Heat-Management Model for Steamflood Processes. Colombia: Society of Petroleum Engineers. SPE/Petroleum Society of CIM 171100, 2014. p. 2. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-171100-MS?id=conference-paper%2FSPE-171100-MS>

Figura 32. Etapa 1: Inyección de vapor

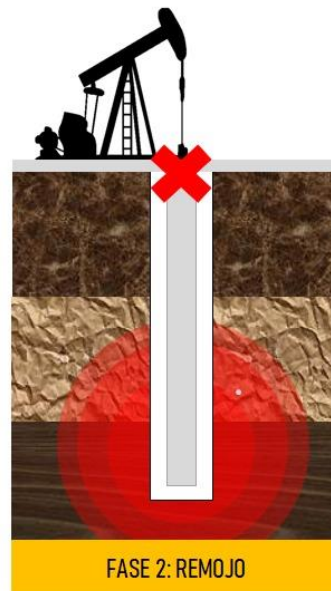


Fuente: ALVARADO, D; BANZER, C. Recuperación térmica del petróleo (2002). Disponible en internet: <https://issuu.com/ogeidsab/docs/alvarado-d-a-and-banzer-c-recuperac> (Modificada por Autores)

3.4.3.2 Etapa 2: Remojo. También conocido como Soak, esta etapa consiste en cerrar el pozo para así permitir que la energía presente en el vapor se esparza por el yacimiento y entre en contacto con los fluidos. Este periodo cumple con el fin de aumentar la temperatura de la zona para así disminuir la viscosidad del petróleo aledaño al pozo productor. (**Ver Figura 33**)

Al transcurrir las etapas de inyección y de remojo la viscosidad del crudo presente en la zona de vapor puede disminuirse en gran proporción, además ocurre una expansión térmica del petróleo y agua, desencadenando en un incremento en la saturación del petróleo en yacimiento.

Figura 33. Etapa 2: Remojo.



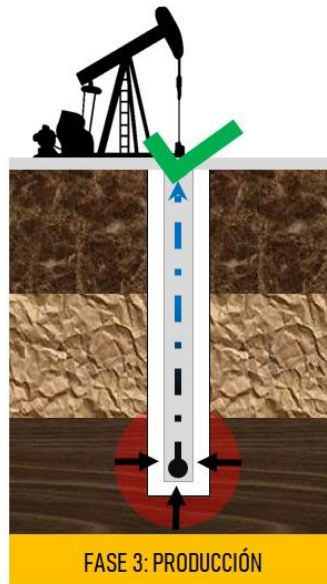
Fuente: ALVARADO, D; BANZER, C. Recuperación térmica del petróleo (2002). (Modificada por Autores). Disponible en internet: <https://issuu.com/ogeidsab/docs/alvarado-d-a-and-banzer-c-recuperac> (Modificado por Autores).

3.4.3.3 Etapa 3: Producción. En este punto el yacimiento está a una alta temperatura y dispone de grandes cantidades de bitumen, vapor y agua con la capacidad de fluir y listas para drenar hacia el pozo productor. La etapa de producción inicia cuando se da apertura al pozo, al inicio aumentará la tasa de producción como respuesta a la disminución de viscosidad en el petróleo, por lo que en este momento se llega al pico máximo de producción, sin embargo, la tasa de producción irá decreciendo gradualmente hasta llegar a la tasa que poseía el pozo previo al calentamiento del yacimiento; esta disminución en la tasa de producción es debido a la caída de presión en el yacimiento y a la disminución de la temperatura en el mismo, tal y como se muestra en la **Figura 34**.

Una vez terminada esta etapa, se puede decir que se ha realizado un ciclo de vapor y el paso siguiente es analizar la posibilidad de realizar otro ciclo de vapor, lo cual

depende de la cantidad de ciclos de vapor empleados anteriormente en el pozo, el factor de recobro estimado en la fase de producción oscila entre 10 y un 22%.

Figura 34. Etapa 3: Producción.



Fuente: ALVARADO, D; BANZER, C. Recuperación térmica del petróleo (2002). (Modificada por Autores). Disponible en internet: <https://issuu.com/ogeidsab/docs/alvarado-d-a-and-banzer-c-recuperac> (Modificado por Autores).

3.4.4 Mecanismos de Producción. La presencia de los mecanismos de producción en la Inyección Cíclica de Vapor es altamente importante en el incremento de la tasa de producción del petróleo.

En el método CSS están presentes los siguientes mecanismos de producción: reducción de la viscosidad del petróleo, expansión térmica del gas disuelto en el petróleo, drenaje gravitacional y limpieza del pozo.

3.4.4.1 Reducción en la viscosidad del petróleo. Sin lugar a duda, la reducción de la viscosidad es uno de los mecanismos más relevantes mientras se aplica el método de inyección cíclica de vapor, esta reducción en la viscosidad se debe al aumento en la temperatura del hidrocarburo ya que este aumento en la temperatura disminuye las fuerzas de cohesión del aceite, provocando que el hidrocarburo reduzca la resistencia a fluir; la temperatura provoca que las partículas del hidrocarburo se alejen una de las otras, generando una disminución en las fuerzas de cohesión y por ende disminuye la viscosidad.

El principio físico detrás del método de explotación CSS es reducir la alta viscosidad del aceite en el yacimiento para aumentar su movilidad, aumentando así la tasa de producción.⁴¹

La reducción de la viscosidad mediante el aumento de la temperatura es efectiva para crudos de baja gravedad API, es decir, para crudos pesados, extrapesados y bitumen. Otro tema para resaltar es que la disminución de la viscosidad es un proceso reversible, es decir, a medida que la temperatura disminuye con el tiempo la viscosidad del aceite aumenta. Es por esto por lo que para volver a incrementar la tasa de producción y aumentar el factor de recobro se debe implementar varios ciclos de inyección de vapor.

3.4.4.2 Expansión térmica. La expansión térmica en líquidos se presenta principalmente cuando existe un incremento en la temperatura. Esta propiedad depende principalmente de los componentes presentes en el hidrocarburo; es notorio que los aceites más ligeros presentan mayor tendencia a expandirse que el crudo pesado.

⁴¹ REINA, M. Applying Expert Systems In Heavy/Extra Heavy Oil Production Operations. Argentina: Society of Petroleum Engineers. SPE/Petroleum Society of CIM 27057, 1994. p. 518. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-27057-MS?id=conference-paper%2FSPE-27057-MS>

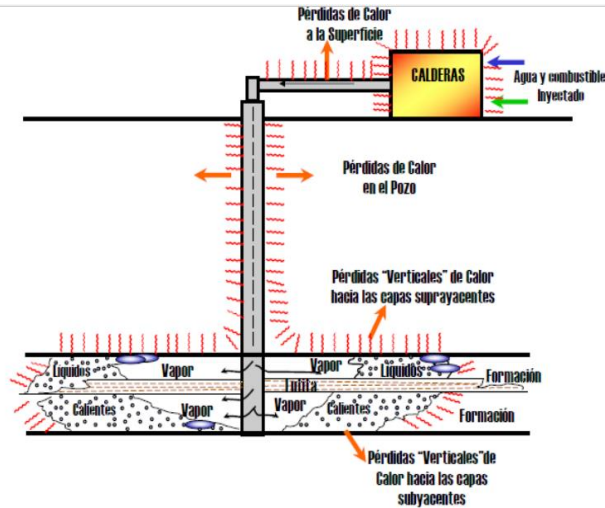
3.4.4.3 Segregación gravitacional. El mecanismo de producción por segregación gravitacional está presente en formaciones de espesor grueso y que no presentan barreras horizontales, este se refiere al flujo del fluido gracias a la fuerza de la gravedad; en el momento en que el hidrocarburo se desplaza hacia la cara del pozo, es posible que ocurra un proceso de re-saturación de la zona calentada debido al flujo del hidrocarburo proveniente de formaciones frías, es decir, zonas del yacimiento que no fueron calentadas por el vapor.

3.4.5 Pérdidas de calor. En el método CSS las pérdidas de calor están presentes a lo largo de todo el sistema, empezando en el generador de vapor y todo su recorrido hasta llegar a la formación donde será inyectada. Las pérdidas de calor son generadas por la diferencia de temperaturas entre el vapor y sus alrededores, por lo que es primordial cuantificar las pérdidas de calor y tenerlas en cuenta a la hora de calcular la cantidad de calor que llegará al yacimiento.

Las pérdidas de calor en las líneas de superficie pueden ser evaluadas a partir de la tecnología existente desarrollada para tuberías de vapor. En general, las pérdidas de calor en la tubería de superficie dependen del tamaño, la longitud, el aislamiento y los niveles de temperatura de la tubería (**Ver Figura 35**).⁴²

⁴² RAMEY, H. J. A Current Review of Oil Recovery by Steam Injection. Ciudad de Mexico: 7th World Petroleum Congress. WPC-12247, 1967. p. 473. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/WPC-12247?id=conference-paper%2FWPC-12247>

Figura 35. Pérdidas de calor en el Sistema de inyección.



Fuente: ALVARADO, D. BANZER, C. Recuperación Térmica del petróleo. (2002). Disponible en internet: <https://issuu.com/ogeidsab/docs/alvarado-d-a-and-banzer-c-recuperac>

3.4.5.1 Mecanismos de transferencia de calor. La transferencia de calor se da mediante tres mecanismos básicos, los cuales son: conducción, radiación y convección.

- **Conducción:** Ocurre cuando hay contacto entre un cuerpo a alta temperatura y otro que se encuentra a menor temperatura
- **Radiación:** Proceso mediante el cual existe transferencia de calor de un cuerpo a alta temperatura u otro de menor temperatura a través de ondas electromagnéticas.
- **Convección:** Transferencia de calor cuando existe contacto entre un cuerpo y un fluido en movimiento

La parte del sistema de inyección donde más se presentan pérdidas de calor mediante conducción, convección y radiación son las líneas de transmisión desde el generador hasta el cabezal de inyección del pozo. La cantidad de calor perdido

en estas líneas depende de la longitud de la tubería, el diámetro de esta, de la naturaleza y espesor del aislante y de la temperatura del fluido en la línea y del medio ambiente que lo rodea.

3.5 MÉTODO TOE-TO-HEEL AIR INJECTION (THAI)

3.5.1 Generalidades. El método de explotación térmico “Toe-to-Heel Air Injection” (THAI), conocido en el idioma español como “Proceso de inyección punta a talón”, se planteó en sus inicios como la evolución de la combustión In Situ. Este método de explotación térmico posee una configuración particular que le otorga la capacidad de propagar un frente de combustión estable en la formación de interés, teniendo como consecuencia la mejora de la eficiencia de barrido, lo cual conlleva a un incremento en la recuperación de hidrocarburo. Varios son los proyectos en los que se ha implementado el método THAI para producir crudo pesado, extrapesado y bitumen. Este método consiste en inyectar aire u oxígeno y gran parte de lo que se inyecta es sometido a combustión para así calentar el yacimiento.

El método de explotación conocido como THAI se puede utilizar en yacimientos donde hay presencia de crudos pesados, extrapesado y bitumen. El investigador Malcon Graves de la Universidad de Bath en Inglaterra y Alex Turta del instituto de recuperación de petróleo fueron quienes expusieron por primera vez este método en el año 1993 pero fue la empresa Canadiense Petrobank quien patentó la idea.

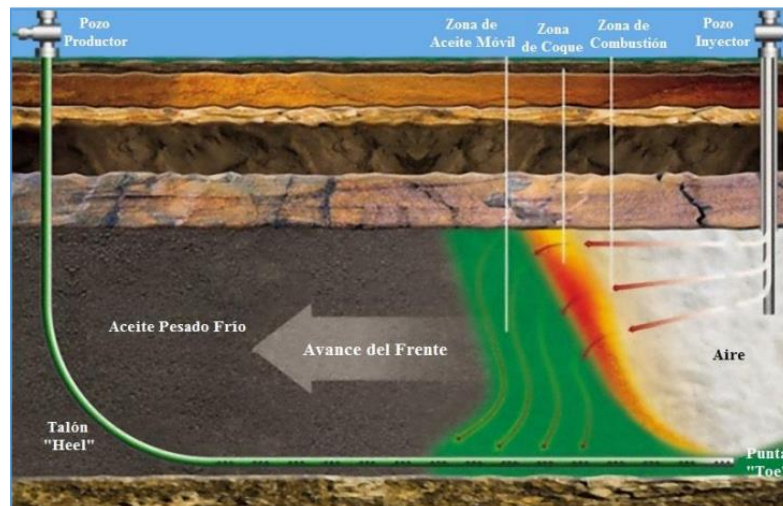
3.5.2 Principio de Operación. El arreglo de pozos utilizado en el método de explotación THAI consiste en implementar un par de pozos, uno de estos, un pozo vertical diseñado para inyectar aire a la formación y un pozo horizontal perforado con el propósito de producir a superficie los fluidos calentados.

El concepto del proceso de inyección de aire de punta a talón (THAI) es el siguiente: un pozo productor horizontal se coloca en un impulsor de línea en el yacimiento y el aire se inyecta a través de un pozo de inyección horizontal.

Este arreglo se identifica como HIHP. Alternativamente, el pozo de inyección puede ser vertical (VIHP). Esto es pertinente si la permeabilidad horizontal a vertical permite una buena distribución del gas en el yacimiento.⁴³

Con la finalidad de alcanzar un desarrollo del método con una alta calidad, el pozo vertical, el cual inyecta aire, se sitúa cerca al tope de la formación de interés, mientras que el pozo horizontal, el cual produce fluidos a superficie, se ubica cerca al fondo del yacimiento (**Ver Figura 36**).

Figura 36. Diseño de pozos en el método THAI.



Fuente: UGLYALCALA. Tecnologías en la recuperación mejorada de petróleo. (2016). Disponible en internet: <https://elpetroleoysusavances.wordpress.com/2016/12/01/nuevas-tecnologias-en-la-recuperacion-mejorada-de-petroleo/>

⁴³ GREAVES, M; EL-SAKR, A; XIA, T. X; AYASSE, C; TURTA, A. Thai - New Air Injection Technology For Heavy Oil Recovery And In Situ Upgrading. Canada: Petroleum Society of Canada, 1999. p. 2. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/PETSOC-99-15?id=conference-paper%2FPETSOC-99-15>

Con el propósito de incrementar la movilidad de los hidrocarburos alrededor del pozo que inyectará aire a la formación, el método de explotación THAI inicia su etapa de desarrollo con el precalentamiento del yacimiento, este precalentamiento se hace mediante la inyección de vapor por los dos pozos perforados, es decir, el pozo horizontal y vertical, esta etapa de precalentamiento tiene un lapso de tiempo de aproximadamente tres meses.

En el proceso THAI, se predice que se producirán cinco fases distintas de producción de petróleo a partir de la curva de tasa de producción de petróleo. Incluyen ⁴⁴

- Una fase de calentamiento de arranque o pre-encendido (PIHC)
- Un breve período de aumento de la tasa de aceite debido al aumento de la tasa de inyección de aire
- Un periodo de tasa más baja coincidiendo con un período sostenido de alta producción
- Una fase de producción de petróleo constante (principal) y, finalmente
- Un período de caída de la tasa de petróleo

Una vez finaliza la etapa de precalentamiento se prosigue con la inyección de aire dentro de yacimiento, luego de que el aire está en la posición deseada se genera un auto incendio, lo que permite que se cree una zona de combustión, la cual se encuentra a altas de temperatura; se estima que la zona de combustión alcanza

⁴⁴ GREAVES, M; DONG, L. L; RIGBY, S. Determination of Limits to Production in THAI. Canada: Society of Petroleum Engineers. SPE/Petroleum Society of CIM 157817, 2012. p. 2. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-157817-MS?id=conference-paper%2FSPE-157817-MS>

temperaturas de entre 400 °C – 700 °C y se expande dependiendo de la cantidad de aire inyectado y a qué tanto se comprime el mismo.

Por lo general, el frente de combustión se desplaza a una velocidad de cien metros por año y logra quemar alrededor del 10% del hidrocarburo presente en la formación. El combustible utilizado en el proceso de combustión es el coque, simultáneamente a la expansión del frente de combustión por el yacimiento, naturalmente se realiza un proceso de craqueo a los componentes de alto peso molecular. Una vez el frente de combustión establece contacto con las arenas bituminosas, existirá una transferencia de calor que calentará el bitumen disminuyendo su viscosidad y mejorando la movilidad de este ayudando al drenaje del bitumen hacia el pozo productor.

A medida que el aire es inyectado, la zona de aceite móvil crece hasta llegar a los límites horizontales y verticales del yacimiento; a partir de este momento, la tasa de inyección de aire se estabiliza y por consiguiente se espera que lo mismo le suceda a la tasa de producción de crudo. Cuando la zona de aceite móvil logra desplazarse hasta el talón (Heel) del pozo horizontal el cual ya está precalentado, se espera que el proceso de producción pase de un estado de equilibrio a la tasa de producción máxima, en esta etapa el factor de recuperación del aceite o factor de recobro se estima que esté entre el 70 y 80% del hidrocarburo presente en el yacimiento.

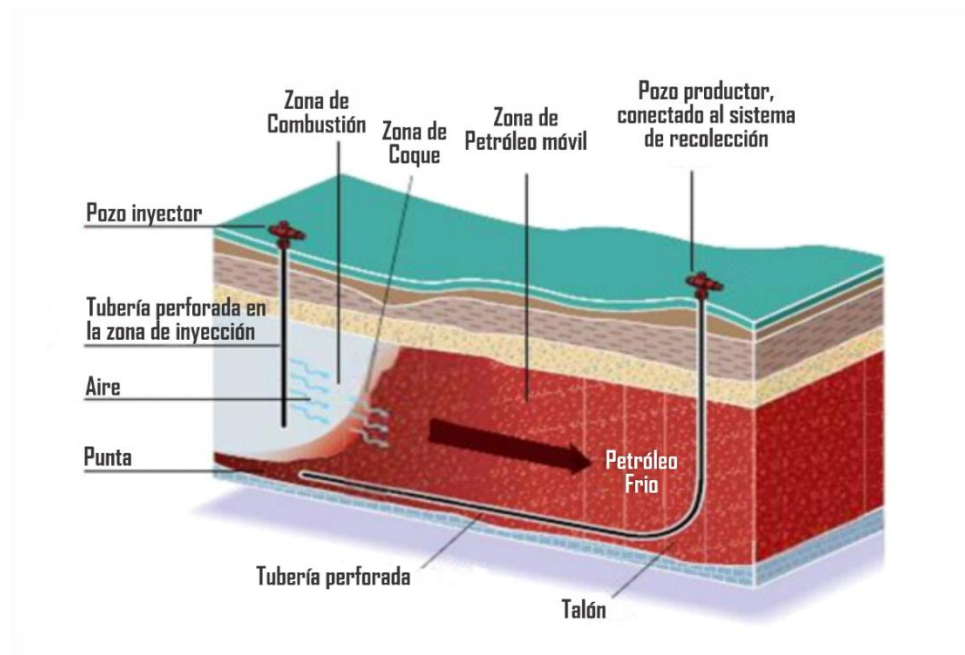
El alto potencial de THAI está en el desarrollo de un frente de combustión estable, en el que las fuerzas gravitacionales, viscosas y cinéticas se combinan para generar un frente de combustión cuasi-vertical, sin el “overriding” del gas inyectado (sobre posición de gases y vapores en la parte más alta de la formación) y mejor aún, con cero rupturas del oxígeno inyectado, beneficiando la operación en general, la eficiencia térmica y la eficiencia del barrido del proceso.⁴⁵

⁴⁵ SEPULVEDA, Jairo; MONTAÑA, William. Evaluación del Comportamiento de un Yacimiento de Crudo Pesado Mediante la Aplicación de la Técnica THAI “Toe To Heel Air Injection”. Colombia:

3.5.3 Mecanismos de Producción. La aplicación de un pozo productor horizontal proporciona mecanismos de recuperación muy eficientes, el principal mecanismo es la fuerza gravitacional, aunque también se manejan diferenciales de presión para contribuir al flujo de fluidos hacia el pozo productor. (Ver Figura 37)

En el sur de Fort McMurray (Athabasca), se ha implementado un híbrido de esta tecnología, este proceso no utiliza gas natural para producir el hidrocarburo, también se resalta la poca utilización de agua en el proceso lo que reduce significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero, disminuyendo la huella ambiental que se deja en la industria del petróleo.

Figura 37. Representación del método THAI.



Fuente: Canada's Oil Sands, Canadian Centre For Energy, (2011). (Modificada por Autores)

Universidad Surcolombiana, 2009. p. 8. Disponible en internet:
file:///C:/Users/Usuario/Downloads/Dialnet-EvaluacionDelComportamientoDeUnYacimientoDeCrudoPe-5432199.pdf

4. VENTAJAS, DESVENTAJAS E IMPACTO AMBIENTAL DE LOS MÉTODOS DE EXPLOTACIÓN DE ARENAS BITUMINOSAS

Las arenas bituminosas representan un recurso no convencional de gran importancia para el desarrollo energético a nivel mundial, por lo tanto se han convertido en una posible solución ante el agotamiento de reservas de petróleo.

Con el fin de seleccionar el método o conjunto de métodos más adecuados para la explotación de arenas bituminosas en el mundo, en este capítulo se plantearán las ventajas, desventajas e impacto ambiental de cada método de explotación mencionados en el capítulo anterior.

4.1 SAGD

4.1.1 Ventajas SAGD. El método de explotación SAGD es uno de los métodos de recobro térmicos que tiene numerosas ventajas para la recuperación de crudo pesado, extrapesado y bitumen en comparación con los demás métodos, éste ofrece diversas ventajas técnicas, económicas y ambientales las cuales hacen que este método sea uno de los procesos más atractivos y rentables en la industria petrolera.

Una de las ventajas más representativas del método de explotación SAGD es el uso de pozos horizontales para inyectar vapor y producir el hidrocarburo, esto debido a que este tipo de pozos proporcionan diversas ventajas tales como:

- Aumento en el área de drenaje.
- Incremento en la eficiencia de barrido.

- Mejora la disposición y la eficiencia de los proyectos que son realizados en yacimientos de poco espesor y de gran continuidad lateral.
- Reducción del número de pozos utilizados en el desarrollo del campo.
- Aumento la tasa de producción en poco tiempo.
- Es aplicable en yacimientos con capa de gas o acuífero asociado.
- La variación de presión por unidad de longitud es menor a la encontrada en pozos verticales, lo que provoca una disminución en las probabilidades de generar conificación de agua, lo cual hace que a su vez decrezca el daño en el pozo.

Este método opera bajo ciertas condiciones que aseguran el máximo rendimiento del proceso o la integridad de ciertos componentes, las cuales son:

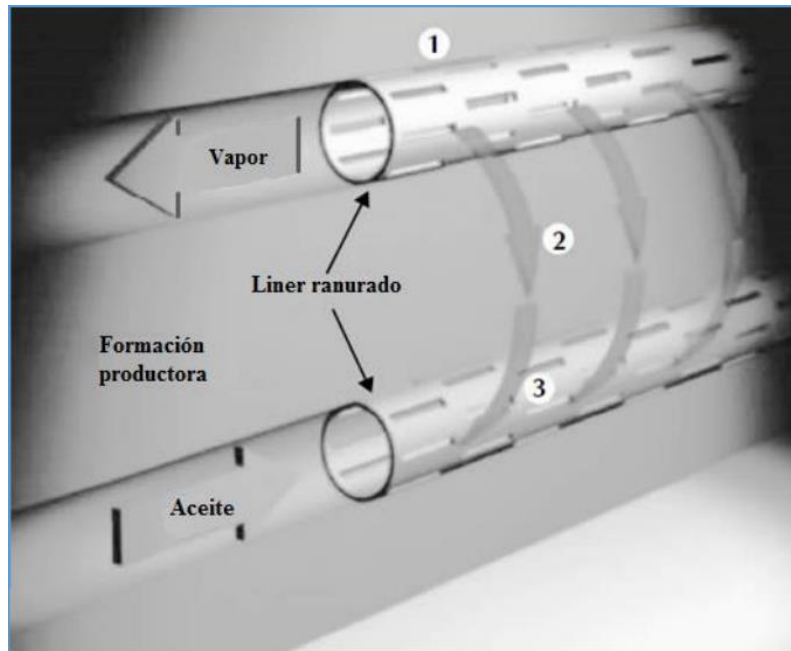
- El vapor se inyecta a baja presión, lo cual se hace con la finalidad de mantener la integridad del yacimiento.
- La inyección continua de vapor a altas temperaturas asegura que una vez el hidrocarburo entra en contacto con el vapor, este permanecerá caliente facilitando el flujo hacia el pozo productor.
- A razón de la profundidad y la presión de yacimiento en las formaciones de arenas bituminosas, generalmente el método de explotación SAGD no requiere el uso de métodos artificiales de producción.

Con respecto a la producción no deseada de arena presente en todos los métodos térmicos de explotación, se puede argumentar que el método SAGD presenta ciertas ventajas respecto a los otros métodos, entre las cuales se destacan:

- El método SAGD no fractura la formación para distribuir mejor el vapor, lo que disminuye potencialmente la producción de arena.
- Permite inyectar el vapor a bajas presiones.
- En el método no hay un proceso involucrado que empuje el vapor, lo que conlleva a que las velocidades de los fluidos sean bajas, evitando que la arena se remueva de la formación.

En la **Figura 38** se puede observar que los pozos horizontales están diseñados con cubiertas de acero inoxidable y liner ranurados, suministrando un control eficiente en la producción de arena.

Figura 38. Liners Ranurados en pozos horizontales.



Fuente: Rodriguez, Edwin; Orjuela, Jaime. Feasibility to apply the Steam assisted gravity Drainage (SAGD) technique In the country's heavy Crude-oil fields. 2004. p. 15. Disponible en internet: <http://www.scielo.org.co/pdf/ctyf/v2n5/v2n5a1.pdf>

4.1.2 Desventajas SAGD. Teóricamente los problemas asociados al método de explotación SAGD tienen una índole sencilla, lo cual hace que el método sea atractivo a la industria petrolera. Pero la realidad indica que el método de explotación SAGD al igual que todos los métodos térmicos poseen algunos inconvenientes durante su aplicación.

Dada su naturaleza térmica, el método SAGD demanda un alto y constante consumo de energía ya que necesita inyectar vapor a la formación durante un largo periodo de tiempo con el fin de conservar viva la cámara de vapor y así poder desplazar el hidrocarburo.

En el método SAGD la energía que se logra inyectar a la formación en forma de vapor, es decir, sin tener en cuenta las pérdidas de energía en las tuberías, estas se separan en tres secciones iguales: la primera sección se mantiene en la cámara de vapor, mientras que en la segunda sección se disipa en la roca almacén que no está en contacto con la cámara de vapor y finalmente la tercera sección se produce a superficie junto con el hidrocarburo explotado.⁴⁶

Se puede inferir que las principales desventajas de implementar el método de explotación SAGD son su aporte energético intensivo, emisiones de grandes cantidades de CO₂ y el alto costo del tratamiento de agua producida junto al hidrocarburo.⁴⁷ Las desventajas más representativas en el método de explotación SAGD se presentan a continuación:

⁴⁶ YEE, C. T; STROICH, A. Flue Gas Injection Into a Mature SAGD Steam Chamber at the Dover Project (Formerly UTF). Canada: Petroleum Society of Canada, 2004. p. 54. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/journal-paper/PETSOC-04-01-06?id=journal-paper%2FPETSOC-04-01-06>

⁴⁷ DENG, X. Recovery Performance and Economics of Steam/Propane Hybrid Process. Canada: Society of Petroleum Engineers, 2005. p. 1. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-97760-MS?id=conference-paper%2FSPE-97760-MS>

- La principal limitación del método de explotación SAGD es la generación y el manejo de grandes cantidades de vapor de agua, particularmente en yacimientos de arena bituminosas de baja calidad y de espesores delgados, ya que cuando el espesor de interés no es lo suficientemente grueso se presentan pérdidas de calor muy grandes debido a que el calor transportado por el vapor se transfiere a las zonas aledañas a la formación de interés.
- Se requiere el fácil acceso a extensas cantidades de agua dulce para poder generar el vapor a utilizar en el proceso, por lo que el difícil acceso o la lejanía a este recurso hídrico puede representar grandes atrasos en la aplicación del método.
- La profundidad a la que se encuentra la zona de interés es una limitación importante a la hora de decidir si este método es aplicable en ciertos yacimientos, ya que si la profundidad es demasiado grande el vapor que se pretende inyectar a la formación corre el riesgo de condensarse en el camino.
- El gas natural o carbón utilizados para generar el vapor deseado incurre en una alta emisión de gases de efecto invernadero.
- El método de explotación SAGD exige que el agua producida, la cual fue inyectada en forma de vapor, se someta a un tratamiento químico para el vertimiento a fuentes hídricas.

4.1.3 Impacto ambiental del SAGD. Desde una perspectiva ambiental se podría decir que el método de explotación SAGD es amigable con el medio ambiente, ya que al implementar pozos horizontales esto provoca una disminución sustancial en el número de pozos perforados para explotar el campo petrolero, reduciendo las perturbaciones en el suelo y las necesidades de instalaciones en superficie.

Por otra parte, existen factores en el método SAGD que impactan el medio ambiente de una manera no favorable, entre ellos se tiene la necesidad intrínseca de utilizar grandes cantidades de agua para generar el vapor a inyectar en yacimiento y el hecho de que el agua obtenida en superficie luego de la explotación del bitumen no presentará las condiciones necesarias para regresarlas a la naturaleza, sumado a esto, la emisión de gases de efecto invernadero, como el CO₂ proveniente de la transformación de agua a vapor.

Haciendo la suposición de que se utiliza gas natural para la generación del vapor requerido en el método de explotación SAGD, se puede afirmar que la energía requerida por día para operar este método de explotación es de aproximadamente 272200 MJ, convirtiendo esta energía requerida en términos de volumen mediante el poder calorífico del gas natural, se puede afirmar que se requieren 248796 pies cúbicos de gas natural por día.

Basándose en esos cálculos, la huella de carbono emitida es de aproximadamente 53 toneladas métricas por día, o se puede expresar como 7×10^{-4} toneladas métricas de CO₂ emitidas por cada kWh. Esto si se asume que todos los gases de efecto invernadero emitidos por la generación de vapor estén en forma de CO₂.

4.3 MINERÍA A CIELO ABIERTO

4.3.1 Ventajas de la minería a cielo abierto. La minería a cielo abierto es uno de los métodos más contaminantes en la industria, debido a que genera impactos ambientales y sociales en los lugares en los que se pretende hacer la extracción, esto ha desencadenado que organizaciones de gran nombre como Greenpeace se opongan rotundamente a esta práctica. A continuación se presentan algunas de las pocas ventajas presentes en esta técnica.

- Alto porcentaje de volumen recuperado de mineral explotable.

- Permite una planificación flexible proporcional al progreso del corte.
- Poco esfuerzo físico de los trabajadores.
- Prácticamente no existen problemas de ventilación.
- Alta productividad.
- Bajo costo por tonelada removida.
- Los niveles de riesgos en el trabajo son bajos.

4.3.2 Desventajas de la minería a cielo abierto. En este método de extracción variables tales como, las condiciones de yacimiento, las propiedades físicas y químicas de las arenas bituminosas, los requisitos de las plantas de tratamiento y las condiciones climáticas determinan los detalles de la operación y los equipos que se seleccionarán; adicional a esto las condiciones climáticas poseen gran influencia en la forma en que se desarrollará el proyecto de extracción, especialmente si el yacimiento se encuentra situado en lugares expuestos a temperaturas extremas.

Normalmente los yacimientos de arenas bituminosas que se encuentran muy cerca de la superficie poseen bitumen duro y viscoso, esto provoca que los picos de consumo de energía en el método sean generados por el uso excavadoras, camiones y dragalinas.

Debido a que el método de minería a cielo abierto altera drásticamente el ecosistema donde se encuentra la formación de interés, es poco aceptada por la comunidad en general, lo que perjudica y retrasa el estudio de esta técnica, la cual sería de gran utilidad para aclarar temas como:

- El comportamiento de la arena bituminosa extraída cuando se transporta a determinadas distancias.
- La adherencia de la arena bituminosa al equipo de minería y transporte, por ejemplo a los elementos de excavación, estaciones de transferencia y correas de caucho
- El comportamiento de la arena cuando se expone a mucho calor o bajas temperaturas.

Siempre que se pretenda iniciar un proyecto donde se planee la extracción de arenas bituminosas mediante el método de minería a cielo abierto, es de vital relevancia brindar especial atención a los inconvenientes descritos a continuación:

- **Potencia de corte:** con el fin de establecer la potencia de corte de una excavadora se tiene en consideración la resistencia que el material que se pretende extraer le impone a la operación de corte, con lo cual se puede afirmar que a medida que es más difícil cortar el material, aumenta la potencia requerida para culminar exitosamente la fase de corte. La potencia de corte es de vital importancia debido a que afecta la totalidad de las partes del equipo, esto se debe a que si la potencia de corte requerida aumenta, las partes del equipo se deben reforzar lo que incurre en un aumento de los costos de operación. En consecuencia, la acertada estimación de la potencia de corte en una excavadora es un tema decisivo en la aplicación del método de extracción a cielo abierto.
- **Estabilidad del equipo:** En el método de extracción a cielo abierto, se denomina la estabilidad del equipo a la resistencia de las excavadoras a hundirse en la superficie en la que se está trabajando, también hace referencia a toda maniobra que evite el deslizamiento de la superficie donde se encuentran equipos laborando. Mantener la estabilidad del equipo en una operación de extracción en

minería a cielo abierto es de vital importancia ya que evita o reduce tiempo de trabajo perdido por culpa de equipos que se encuentran fuera de servicio por prolongados periodos de tiempo debido a estos hundimientos o deslizamientos. Debido a la naturaleza de establecer la estabilidad del equipo, se otorga la responsabilidad a los expertos en mecánica de suelos de estimar la carga máxima tolerable en las pendientes y planicies del terreno a intervenir y la carga que cada equipo en operación le aporta a la superficie de interés.

- **Trabajo selectivo:** Naturalmente, las formaciones de arenas bituminosas poseen una estructura irregular, lo que significa que frecuentemente existen zonas en la formación de interés que presentan bajos contenidos de bitumen e intercalaciones que no lo poseen, esto genera la necesidad de seleccionar el material que será puesto en el proceso siguiente a la etapa de corte y deshacerse de aquel material que no posea suficiente bitumen o no es de interés al proceso. Esta desventaja en el método de extracción a cielo abierto se puede combatir eficientemente mediante el uso de excavadoras de ruedas de cangilones (**Ver Figura 39**).

Figura 39. Excavadora de Rueda de Cangilones.



Fuente: Fuente: EVOLUTION OF MINING EQUIPMENT IN THE OIL SANDS. Revista Oil Sands. Disponible en internet: <https://www.oilsandsmagazine.com/technical/mining/surfacemining/equipment?rq=mining>

- **Evitar la influencia de las heladas en las arenas bituminosas:**
Debido a la alta probabilidad de que la formación de arenas bituminosas se encuentre en áreas de climas extremos, se hace tangible la necesidad de operar de la forma más adecuada ante estas adversidades naturales. Una vez la formación de interés se esté bajo una capa de hielo se evidenciará casi inmediatamente una disminución en la capacidad de operación y la aparición de problemas operativos no se hace esperar, por esta razón la presencia de heladas donde se planea aplicar el método de minería a cielo abierto representa una gran desventaja en la técnica.

Además de los posibles problemas operacionales que se pueden presentar en este método de extracción, a continuación se mencionan otras de las desventajas que conlleva la aplicación de la minería a cielo abierto en la explotación de arenas bituminosas:

- Altas inversiones en equipos y maquinarias.
- Requiere mano de obra calificada y equipos sofisticados.
- Los factores atmosféricos como la lluvia, nieve y niebla poseen un fuerte impacto en el proceso de explotación.
- Es necesario que cada frente de trabajo posea una alta organización y exista sincronización entre ellas.
- El impacto ambiental provocado en la zona donde se encuentra la formación de interés es muy grande y estos deben ser corregidos.

4.3.3 Impacto ambiental de la Minería a cielo abierto. Como es de esperarse, el método de extracción aplicado a las arenas bituminosas que más repercusión ambiental representa es la minería a cielo abierto pues sus actividades son más vistosas y contundentes. (**Ver Figura 40**).

Figura 40. Mina de Arenas Bituminosas cerca de Fort McMurray, Provincia de Alberta.



Fuente: El proyecto Frontier de la minera canadiense Teck Resources en Alberta. Disponible en internet: <https://www.rcinet.ca/es/2020/01/28/el-proyecto-frontier-de-la-minera-canadiense-teck-resources-en-alberta/>

Entre las principales alteraciones al medio ambiente se encuentran:

- Interviene áreas sensibles como ríos, bosques y riberas.
- Ecosistemas completos son destruidos.
- Eliminación de la cubierta vegetal.
- Deslizamientos de terrenos.

- Aumento en la erosión del terreno intervenido.
- Vertimiento de lixiviados de residuos sólidos o contaminados con hidrocarburo a fuentes hídricas.
- Altera el patrón de drenaje superficial.
- Emite partículas suspendidas en el aire.
- Vierte a fuentes hídricas fluidos con variaciones considerables de pH.

4.4 VAPEX

4.4.1 Ventajas VAPEX. La extracción por vapor, VAPEX, básicamente consiste en inyectar vapor adicionando solventes con el fin de reducir la viscosidad de los hidrocarburos en sitio, lo que hará que la explotación sea más rentable y la producción sea mucho más adecuada. Las ventajas de este método de explotación se presentan a continuación:

El método de explotación VAPEX es un método muy eficiente energéticamente, esto se corrobora al analizar la cantidad de solvente inyectado a la formación para producir un kilogramo de hidrocarburo, ya que en el método VAPEX se inyecta cerca de 0,5 Kg de solvente por cada kilogramo de crudo producido mientras que otros métodos necesitan inyectar aproximadamente 3 kg de fluido para producir el mismo kilogramo de hidrocarburo.⁴⁸

⁴⁸ DAS, Swapan; BUTLER, Roger. Effect of Asphaltene Deposition On the Vapex Process: A Preliminary Investigation Using a Hele-Shaw Cell. Canada: Petroleum Society of Canada, 1994. p. 39-40. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/journal-paper/PETSOC-94-06-06?id=journal-paper%2FPETSOC-94-06-06>

La tasa de retorno del solvente es muy alta, ya que hasta un 80% del solvente inyectado se recupera en superficie, lo que indica que por cada kilogramo de hidrocarburo producido sólo es dejado en yacimiento 0,1 kilogramo de solvente.

Posee una configuración de pozos que le otorga la capacidad de combinar ciclos de inyección de vapor con inyección de solventes ya que el arreglo de pozos es muy semejante al arreglo de pozos utilizados en el método de explotación SAGD.

Económicamente, el método de explotación VAPEX es más rentable que los métodos de recuperación térmica SAGD y CSS, debido a que sus costos de operación son menores.

Una consecuencia colateral de la inyección de solventes es incitar la precipitación de asfaltenos en la formación, lo cual es favorable para el proceso ya que aumenta la calidad del hidrocarburo dejando a este sin presencia de asfaltenos. No es necesario invertir en costosas instalaciones que se encarguen del tratamiento del agua.

Cuenta con una vida productiva que puede alargarse hasta por décadas, siempre y cuando se mantengan bajo condiciones de operación óptimas. El método de explotación VAPEX no se ve limitado por la profundidad del yacimiento, volviendo el método muy atractivo donde procesos de CSS han fracasado.

4.4.2 Desventajas del método VAPEX. Este método de explotación es cada vez más estudiado en la industria petrolera, ya que se obtienen resultados positivos que permiten el aumento de la producción del hidrocarburo como respuesta a la disminución de la viscosidad del este; sin embargo, existen ciertas condiciones que pueden llegar a afectar la operación si no son tratadas correctamente. A continuación se exponen las principales desventajas de este método de explotación.

- Los solventes inyectados llegan a ser costosos, por lo que se convierte en una necesidad recuperarlos en superficie para así mantener un costo de operación bajo.
- La infraestructura en superficie posee un diseño complejo.
- Maneja tasas de producción menores a las obtenidas con el método de explotación SAGD.
- La precipitación de asfaltenos como consecuencia de la inyección de solventes, puede traer consigo resultados perjudiciales a la operación como lo es la obstrucción de las arenas lo cual conlleva a reducir la movilidad del hidrocarburo.
- El factor de recobro no supera al factor de recobro obtenida en el método de explotación SAGD.

4.4.3 Impacto ambiental del método VAPEX. Al momento de analizar los impactos ambientales ocasionados por el método de explotación VAPEX, es importante destacar que este evita la emisión de grandes cantidades de gases de efecto invernadero al eliminar la generación de vapor y omite la captación de grandes cantidades de recursos hídricos impactando de una manera tenue el ecosistema que los rodea; adicional a esto cabe resaltar que el uso de pozos horizontales disminuye el número de pozos requeridos para explotar un área determinada debido al gran alcance lateral que estos poseen.

En este método de explotación se suelen utilizar grandes cantidades de agua, lo cual hace que se vea directamente afectado el ecosistema donde se está llevando a cabo el proyecto de explotación. El agua que alcanza a ser recuperada en superficie luego de explotar el bitumen está altamente contaminada y se encuentra

en condiciones no aptas para el retorno a fuentes hídricas como ríos o quebradas lo que abre un gran desafío para la industria petrolera.

4.5 INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

4.5.1 Ventajas Inyección cíclica de vapor. El método de explotación de arenas bituminosas conocido como inyección cíclica de vapor es una técnica muy bien vista por la industria petrolera debido a la variedad de ventajas que esta ofrece, dentro de estas se destacan:

- La alta adaptabilidad que posee para operar en yacimientos estratificados.
- Otorga tasas iniciales de producción considerablemente altas.
- Viabilidad técnica para aplicar proyectos CSS a gran escala.
- El alto rango de aceptación en las características de yacimiento e hidrocarburo viscoso.
- Brinda factores de recobro de hasta el 40%, aunque cabe resaltar que esto depende directamente de la naturaleza del yacimiento.

4.5.2 Desventajas de Inyección cíclica de vapor. La inyección cíclica de vapor es una de las técnicas más utilizadas a nivel mundial para producir hidrocarburo pesado, extrapesado y bitumen, dispone de ciertas desventajas que pueden ocasionar ciertos inconvenientes a nivel de operación y/o de yacimiento. Algunas de las desventajas más representativas de este método son:

- Aproximadamente solo una tercera parte del agua que es inyectada como vapor se logra producir en superficie, lo que significa que es probable que en un

futuro existan resultados pocos favorables al momento de aplicar técnicas de recuperación de tipo desplazamiento, ya que el agua que permanece en yacimiento crea zonas de alta saturación de agua lo cual disminuye la efectividad del barrido.

- Cierta parte de la energía inyectada al yacimiento en forma de vapor no logra llegar a los fluidos en yacimiento ya que existen pérdidas de energía en tuberías y zonas aledañas a la zona de interés, reduciendo así la eficiencia del ciclo de inyección.
- Es poco adecuado en áreas donde existen hundimientos activos en la tierra.
- Si en la formación de interés hay presencia de arcillas hinchables y estas entran en contacto con el vapor inyectado es posible que ocurran daños a la formación.

4.5.3 Impacto ambiental de la inyección cíclica de vapor. La eficiencia del método de explotación de Inyección Cíclica de Vapor se basa en gran medida en la calidad del vapor que es inyectado a la formación, por este motivo es fundamental tener fácil acceso a grandes cantidades de agua para generar el vapor suficiente que se requiera. Adicionalmente, en este método de explotación es necesario un volumen adicional de agua para operar las instalaciones de superficie encargadas del tratamiento de las emulsiones aceite/agua producidas por los pozos.

La captación de grandes cantidades de agua incurre en un impacto negativo al medio ambiente donde se desarrolla un proyecto de explotación petrolera, ya que afecta directamente los diversos ecosistemas presentes en el lugar, además la captación de agua genera un fenómeno conocido como “*Estrés hídrico*”, esto sucede cuando la demanda de agua es mayor a la disponibilidad del recurso hídrico en un periodo de tiempo determinado.

Otro aspecto que se ve involucrado en el método de explotación CSS e impacta de manera negativa el medio ambiente es la baja calidad en la que se encuentra el agua producida en superficie, esto es un problema para el medio ambiente debido a que el proceso de purificación al que es sometido el agua no es 100% eficiente, así que al momento de verter el agua de producción se alteran las condiciones naturales de las fuentes hídricas.

Uno de los impactos ambientales más controversiales en la industria es la emisión de gases de efecto invernadero, en el método de Inyección cíclica de vapor la generación de vapor incurre en grandes emisiones de gases de efecto invernadero, en su mayoría dióxido de carbono. La emisión de estos gases de efecto invernadero contribuyen al aumento de la temperatura media de la tierra, también disminuyen el área superficial de los glaciales y por consiguiente aumenta el nivel de agua de los mares y océanos concurriendo en inundaciones y alteraciones de ecosistemas.

4.6 THAI

4.6.1 Ventajas Del Método Thai. El método de explotación THAI es uno de los métodos térmicos menos utilizados en la industria petrolera; sin embargo, este método es proyectado como uno de los métodos de explotación de crudo pesado, extrapesado y bitumen más prometedores en la industria petrolera. Actualmente es centro de estudios e investigación para su adecuada aplicación, unas de las ventajas más representativas de este método se enuncian a continuación:

- Requiere poca energía en comparación con otros métodos de explotación térmicos.
- Forma gases comerciales tales como nitrógeno, los cuales se pueden vender.

- Necesita menor número de instalaciones en superficie.
- Existe un proceso de combustión el cual opera a corta distancia.
- No existe segregación gravitacional del aire.
- Requiere un uso mínimo de gas natural y agua dulce.
- Fácil control de la dirección hacia donde se desplaza el frente de combustión.
- La exigencia del diluyente para movilizar el hidrocarburo es menor.
- Al realizar una comparación entre el método de explotación THAI y la inyección cíclica de vapor se establece que el método THAI es hasta tres veces más eficiente energéticamente.
- El factor de recobro promedio para este método de explotación es del 70% al 80%.
- Tiene un rango de aplicabilidad muy amplio para una extendida gama de propiedades de yacimiento y crudo.
- El combustible usado para conservar la combustión es el coque, el cual proviene del mismo proceso lo que tiene como consecuencia una disminución en el costo de operación.
- Es necesario utilizar gas natural y agua solo los primeros tres meses para la generación del vapor que será inyectado en el pozo.

- La aplicación de este método de explotación reduce considerablemente el contenido de metales tales como el azufre, y a su vez disminuye las fracciones pesadas, lo cual permite enviar el hidrocarburo con condiciones aceptables a refinería.
- En superficie, el agua producida se encuentra en altas condiciones de calidad, lo que provoca que el tratamiento aplicado al agua para adecuarla a usos industriales sea bastante básico.
- Afecta de manera tenue al medio ambiente ya que no deteriora, ni impacta fuertemente el entorno donde se desarrolla el proyecto. Esto se debe a que presenta menores emisiones de gases de efecto invernadero y reduce hasta el 22% de las emisiones de CO₂.

4.6.2 Desventajas del método THAI. Algunas de las desventajas que se pueden llegar a presentar durante la operación en este método de explotación son:

- La tubería de revestimiento, cubiertas y cabezales del pozo deben ser lo suficientemente resistentes al calor producido por la combustión.
- Las partículas de coque que se quedan en yacimiento pueden llegar a sellar el pozo horizontal a la vez que el frente de combustión se desplaza.
- Debido a que el hidrocarburo presente en yacimiento es sometido a un proceso térmico es posible que se presenten cambios en la composición del hidrocarburo producido en superficie, hasta el punto de perder características muy relevantes, lo que complica considerablemente el proceso de refinación.
- Si se decide realizar el método de explotación THAI en modalidad de combustión húmeda, es decir, anexando agua al yacimiento, es muy posible que

exista una severa corrosión en los equipos de subsuelo, esto como consecuencia de la presencia de agua y la disposición de CO₂ proveniente de la combustión.

4.6.3 Impacto ambiental del método THAI. En toda operación petrolífera que tenga como fin la explotación de hidrocarburos en sitio se va a producir una afectación directa al medio en el que se lleve a cabo, el método de explotación THAI no es ajeno a esto, ya que afecta considerablemente el medio ambiente donde se desarrolla; en este caso específico se altera principalmente los componentes de la formación de arenas bituminosas, esto debido a la combustión que se genera a nivel de yacimiento para disminuir la viscosidad del hidrocarburo, afectando los minerales presentes y cambiando por completo su composición.

A diferencia de los métodos mencionados anteriormente, en el método THAI cabe resaltar el poco uso de agua en el proceso, además de que las emisiones de gases de efecto invernadero son mínimas en comparación con los métodos térmicos mencionados, esto ocasiona que se disminuya la huella ambiental que normalmente deja la industria del petróleo.

5. SELECCIÓN DEL MÉTODO DE EXPLOTACIÓN PARA UN PROYECTO DE ARENAS BITUMINOSAS

En este capítulo se realizará un análisis comparativo de los métodos de explotación de arenas bituminosas, teniendo en cuenta las ventajas, desventajas e impacto ambiental descritos en el capítulo anterior, con el fin de facilitar la toma de decisiones al momento de tener que seleccionar cual es el mejor método de explotación de arenas bituminosas para un caso en particular.

Posteriormente se enunciará el screening de aplicación de cada uno de los métodos de explotación de arenas bituminosas para luego ser aplicado a un caso estudio documentado en la literatura.

5.1 ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS MÉTODOS DE EXPLOTACIÓN DE ARENAS BITUMINOSAS

En este apartado se realizará un cuadro comparativo de los métodos de explotación de arenas bituminosas teniendo en cuenta factores técnicos y ambientales que son de alta importancia a la hora de seleccionar el mejor método de explotación. Dentro de los parámetros técnicos seleccionados se destacan la aplicación de pozos horizontales, ya que esto involucra múltiples beneficios para la operación como lo son, el aumento en el área de drenaje, incremento en la eficiencia del barrido y aumento en la tasa de producción; además de la posible aplicación de los métodos a yacimientos con capa de gas o acuífero, lo cual aumenta el rango de aplicabilidad, el consumo de energía y la eficiencia energética requerida; las limitaciones que se pueden presentar debido a la profundidad a la que se encuentra la formación de interés, el uso de solventes y vapor, el costo de inversión requerido para llevar a cabo el proyecto y por último el factor de recobro de cada método.

En un proyecto de explotación de arenas bituminosas es normal escuchar que se hace una gran afectación al medio en el que se realice, por lo cual la extensión de área en la que se desarrolla la explotación marca un punto importante a la hora de seleccionar un método de explotación, ya que a mayor área ocupada va a incurrir en una devastación casi irreparable a la biodiversidad y al ecosistema en general en el cual se desarrolle el proyecto de explotación. Otro de los parámetros ambientales para tener en cuenta es captación de grandes cantidades de agua, la emisión de gases de efecto invernadero, el estado final del agua utilizada en la operación (aguas residuales), lo cual incurre también en la intervención de áreas sensibles como ríos, bosques y riveras.

En la **Tabla 9** se sintetizan los parámetros más relevantes para la selección de un método de explotación de arenas bituminosas en dos secciones, parámetros técnicos e impacto ambiental, en la primera sección los parámetros técnicos serán marcados con una X van a representar que en dicho método aplica el ítem en cuestión, en la segunda sección se evaluará el impacto ambiental de cada uno de los métodos especificando si el impacto se cataloga como ALTO, MEDIO o BAJO.

Tabla 9. Cuadro comparativo de los Métodos de explotación de arenas bituminosas.

CUADRO COMPARATIVO DE LOS MÉTODOS DE EXPLOTACIÓN DE ARENAS BITUMINOSAS MÁS UTILIZADOS EN EL MUNDO						
MÉTODOS DE EXPLOTACIÓN		SAGD	MINERIA A CIELO ABIERTO	VAPEX	CSS	THAI
PARÁMETROS TÉCNICOS	Pozos horizontales	X		X		X
	Poca área de operación	X		X		X
	Aplica en yacimientos con capa de gas	X				
	Aplica en yacimientos con acuíferos asociados			X		
	Bajo consumo energético		X	X		X
	Mayor eficiencia energética	X		X		X
	Aplicable a yacimientos de alta profundidad			X		X
	Baja generación y consumo de vapor		X	X		X
	Uso de solventes			X		
	Mayor recuperación de arenas bituminosas	X	X			X
	Infraestructura sencilla en superficie				X	X
	Alta eficiencia de barrido	X		X		X
	Aplicable en arenas de poco espesor		X	X		
	IMPACTO AMBIENTAL	Captación de agua dulce	ALTO	MEDIO	ALTO	ALTO
Emisiones de gases de efecto invernadero. (CO ₂ , N ₂ O, CH ₄ , O ₃)		ALTO	ALTO	BAJO	ALTO	MEDIO
Aguas residuales		ALTO	ALTO	ALTO	ALTO	BAJO
Alteración del ecosistema y/o biodiversidad		MEDIO	ALTO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
Intervención de áreas sensibles, ríos, bosques y riveras		BAJO	ALTO	BAJO	MEDIO	BAJO

Fuente: Autores.

Con base en el cuadro comparativo plasmado anteriormente, el cual abarca ventajas, desventajas, impacto ambiental y generalidades de cada método descrito en capítulos anteriores, se estableció una escala con el fin de jerarquizar los métodos según su rendimiento y efectividad de mayor a menor a partir de los beneficios y rango de aplicabilidad que presentaría en un proyecto de explotación de arenas bituminosas. Con base en lo anterior, los mejores métodos de explotación en un proyecto de arenas bituminosas son los métodos VAPEX y THAI, seguido por los métodos SAGD, CSS Y Minería a Cielo abierto respectivamente.

La minería a cielo abierto es el método de extracción que ocupa el último lugar en la escala establecida, debido a que es la técnica que menos ventajas técnicas posee, además de la cantidad de alteraciones al medio ambiente provocadas por este método de extracción, adicional a esto, solo el 5% de los yacimientos de arenas bituminosas en el mundo cumplen con las condiciones mínimas para la aplicación de este método de extracción. Otra de las consecuencias de implementar la minería a cielo abierto, es que influye directamente en un conflicto social con la comunidad, ya que esta técnica de extracción es rechazada a nivel mundial.

Previo al método de minería a cielo abierto en la escala jerárquica se ubica el método de explotación inyección cíclica de vapor. Este método de explotación a pesar de ser muy conocido a nivel mundial posee pocas ventajas técnicas comparadas con los métodos THAI, VAPEX y SAGD, uno de los factores que influyen de forma negativa es que en este método no aplica el diseño de pozos horizontales lo que disminuye el área de drenaje y por consiguiente se espera una baja tasa de recuperación, lo cual se ve reflejado en el bajo factor de recobro de la inyección cíclica de vapor que oscila entre 10 y 22%. El uso de pozos verticales no permite tener una amplia área de barrido lo que significa que se debe perforar una gran cantidad de pozos para explotar un área específica. Por otro lado el uso de vapor para calentar el bitumen presente en yacimiento conlleva una serie de dificultades operacionales y ambientales. Entre las dificultades operacionales están:

controlar las pérdidas de calor, alto consumo energético, mantener una eficiencia energética alta durante el proceso y la poca eficiencia del método en yacimientos profundos y de poco espesor, ya que las pérdidas de calor afectan la rentabilidad del proyecto. En el método de inyección cíclica de vapor se presenta un alto impacto ambiental ya que se emiten grandes cantidades de gases de efecto invernadero, además de la gran captación de agua necesaria para llevar a cabo el proceso.

En el tercer lugar se encuentra el método de explotación SAGD, este método a pesar de tener gran similitud con el método de explotación VAPEX difieren en ciertas condiciones operacionales e impactan en diferente medida el medio ambiente. La principal diferencia entre el método VAPEX y SAGD es que SAGD inyecta vapor a la formación para disminuir la viscosidad del bitumen mientras que VAPEX inyecta solventes gaseosos con la misma finalidad, el uso del vapor para disminuir la viscosidad conlleva a dificultades como, pérdidas de calor que desencadena en una baja eficiencia energética y el uso de grandes cantidades de agua. Otra desventaja del proceso SAGD frente al VAPEX es que este posee un SOR promedio de 2.5 a 3 mientras que VAPEX posee un SOR promedio de 1. Con respecto al rango de aplicabilidad el método SAGD se ve limitado ya que no se puede aplicar en yacimientos con presencia de acuíferos, debido a que el acuífero llegaría a acaparar en gran parte el calor presente en el proceso, adicional a esto el método de explotación SAGD presenta varias limitaciones en yacimientos que poseen barreras de lutitas, cambios de facies, fallas, fracturas y zonas ladronas.

Los métodos VAPEX y THAI se ubican como los mejores métodos de explotación de arenas bituminosas ya que cuentan con la mayor cantidad de ventajas técnicas, además de impactar en baja medida el medio ambiente en el cual se pretenda desarrollar un proyecto de explotación de arenas bituminosas. En el método de explotación VAPEX se inyecta un solvente gaseoso al yacimiento con la finalidad de disminuir la viscosidad del bitumen, el uso de solventes gaseosos en lugar de vapor conlleva varias ventajas tanto operacionales como ambientales; en primer

lugar con la inyección de solventes se descarta la necesidad de controlar las pérdidas de energía, ya que al existir interacción entre el solvente y el hidrocarburo ocurre una reacción que desencadena en la liberación de asfaltenos presentes en el hidrocarburo haciendo que el bitumen producido tenga una mejor calidad. Debido a que la difusión molecular del solvente en el bitumen es menor que la difusividad térmica es preciso afirmar que las tasas de producción en el método SAGD son mayores que en el método de explotación VAPEX; sin embargo el impacto ambiental generado por el método VAPEX es menor debido principalmente a la baja emisión de gases de efecto invernadero; adicional a esto el porcentaje de solvente recuperado en superficie supera el 90% lo que hace que el método sea económico, los solventes utilizados en el método VAPEX son prácticamente insolubles en agua por lo que el método se podría aplicar en yacimientos con presencia de acuíferos.

En el método de explotación THAI se utilizan arreglos de pozos que involucran pozos horizontales los cuales agregan ventajas a la operación y disminuye notablemente el área de operación en superficie, requiere un bajo consumo energético, es aplicable en yacimientos de altas profundidades, no genera ni consume vapor, tiene un alto factor de recobro estimado, además de una alta eficiencia de barrido; adicional a esto el impacto ambiental provocado en el desarrollo de este método de explotación está en el rango de medio a bajo ya que emite pequeñas cantidades de gases efecto invernadero, altera poco el ecosistema y biodiversidad de la zona intervenida y requiere de poca captación de agua.

Es importante resaltar que la selección de los mejores métodos de explotación de arenas bituminosas realizada con base en el cuadro comparativo (**Ver Tabla 9**) es basada en información cotejada en la literatura, por lo cual es preciso aclarar que se deben tener en cuenta las propiedades roca-fluido del yacimiento al cual se va a aplicar el método para así tener la certeza de una alta eficiencia del método de explotación.

A continuación se evaluarán los screening de aplicación de los métodos de explotación de arenas bituminosas con el fin de ser aplicado a las propiedades de dos yacimientos de arenas bituminosas, para finalmente determinar el mejor método de explotación para cada uno de los casos en estudio.

5.2 SCREENING TÉCNICO DE LOS MÉTODOS DE EXPLOTACIÓN DE ARENAS BITUMINOSAS

Los criterios de un screening son uno de los primeros ítems a considerar en el área de ingeniería de yacimientos cuando se pretende evaluar un posible método de recobro mejorado. El screening técnico de cada método se compara con las características del yacimiento con el fin de que la aplicación del método en dicho proyecto se exitosa.

A continuación se hará una descripción de los criterios que se deben tener en cuenta a la hora de aplicar alguno de los métodos de explotación de arenas bituminosas.

5.2.1 Screening aplicado al método SAGD. Para la aplicación del método SAGD se requieren ciertas condiciones de yacimiento para que éste sea seleccionado, el método SAGD debe ser aplicado en yacimientos someros, de arena no consolidada, con permeabilidades entre 2 a 5 Darcy, además de altas porosidades, en caso tal de que el yacimiento no cumpla con estas mínimas condiciones la aplicación del método SAGD no sería rentable.⁴⁹

Con el paso de los años se ha logrado establecer que las propiedades de más relevancia para estimar reservas y factores de recuperación son: espesor de la zona productora, saturación de aceite y porosidad. Otro aspecto geológico que favorece

⁴⁹ SUGGETT, Jack; GITTINS, Simon; YOUN, Sung. Christina Lake Thermal Project. Canadá: Society of Petroleum Engineers. SPE-65520-MS, 2000. p. 1. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-65520-MS?id=conference-paper%2FSPE-65520-MS>

la aplicación del método es que el yacimiento posea un contenido de arcilla menor al 10%, debido a que existen arcillas que se hinchan al entrar en contacto con el agua proveniente de la condensación del vapor lo que provocaría una disminución de la porosidad y permeabilidad, dañando así la formación que será intervenida.

Este método de explotación es comúnmente usado en yacimientos de arenas continuas con espesores entre 10 y 50 metros, con crudos con valores de viscosidades mayores a 10.000 cP, de gravedades API menores a 20°, además de una saturación de aceite mayor a 80%.⁵⁰(Ver **Tabla 10**).

Tabla 10. Screening aplicado a SAGD.

SCREENING SAGD	
Profundidad del yacimiento (m)	95 – 900
Espesor (m)	10 – 50
Gravedad API (°API)	8 – 20
Viscosidad (cP)	1000 – 10000000
Porosidad (%)	10 – 45
Permeabilidad (D)	0,68 – 9
Saturación de Aceite (%)	50 – 95
Presión del yacimiento (psi)	150 – 2000

Fuente: LLAGUNO, P.E. MORENO, F. GARCIA, R. MENDEZ, Z. ESCOBAR, E. A Reservoir Screening Methodology for SAGD Applications. Petroleum Society of Canada. 2002.

5.2.2 Screening aplicado a la minería a cielo abierto. Usualmente la minería es usada en la industria de los hidrocarburos cuando el petróleo es tan viscoso que no es posible ser recuperado a través de ninguna otra técnica, cabe aclarar que la minería es uno de los métodos de explotación más costoso en comparación a los mecanismos de combustión in situ.

⁵⁰ SUGGETT, Jack; GITTINS, Simon; YOUN, Sung. Christina Lake Thermal Project. Canadá: Society of Petroleum Engineers. SPE-65520-MS, 2000. p. 2. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-65520-MS?id=conference-paper%2FSPE-65520-MS>

Generalmente un depósito de arenas bituminosas es muy variable, esto hace que sea normal que el depósito esté compuesto por secciones de muy baja (arenas que contienen muchas arcillas y poco bitumen) y muy alta calidad (contienen alta cantidad de bitumen y arenas muy gruesas).

En el método de minería a cielo abierto se tiene como criterio fundamental que el yacimiento o depósito a explotar tenga una profundidad menor a los 50 metros ya que las propiedades petrofísicas como porosidad y permeabilidad se analizan en la planta de procesamiento luego de la extracción de las arenas bituminosas por lo que no son parámetros que influyan en la escogencia del método.⁵¹ En la **Tabla 11** se describen los criterios de aplicación para el método de minería a cielo abierto.

Tabla 11. Screening Aplicado a Minería a Cielo Abierto.

SCREENING MINERÍA A CIELO ABIERTO	
Profundidad del yacimiento (m)	<50
Espesor (m)	NA
Gravedad API (°API)	<7
Viscosidad (cP)	>10000
Porosidad (%)	NA
Permeabilidad (D)	NA
Saturación de Aceite (%)	>50
Presión del yacimiento (psi)	NA

Fuente: J.J, Taber. F.D, Martin. R.S, Seright. EOR Screening Criteria Revisited – Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects. New Mexico Petroleum Recovery Research Center. 1997. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/journal-paper/SPE-35385-PA?id=journal-paper%2FSPE-35385-PA>

⁵¹ SUGGETT, Jack; GITTINS, Simon; YOUN, Sung. Christina Lake Thermal Project. Canadá: Society of Petroleum Engineers. SPE-65520-MS, 2000. p. 1. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-65520-MS?id=conference-paper%2FSPE-65520-MS>

5.2.3 Screening aplicado a la inyección cíclica de vapor. Los criterios más importantes para tener en cuenta la elección de un yacimiento al cual se le pretende aplicar inyección cíclica de vapor son determinados a partir de los diferentes resultados de experiencias de campo. La permeabilidad debe ser suficientemente alta para poder permitir la rápida inyección de vapor, además de una alta tasa de flujo de crudo en el yacimiento, la viscosidad del crudo debe ser aproximadamente de 4.000 cP a condiciones de yacimiento y la densidad del aceite es conveniente que este entre 8 y 15 °API.⁵²

La profundidad del yacimiento debe estar alrededor de los 900 metros, lo que permite que las pérdidas de calor sean menores, esto hace que la presión de inyección también sea menor. El espesor neto de la arena debe ser mayor a los 6 metros, con una presión de yacimiento moderadamente alta, saturación de crudo debe ser alta, con valores mayores a 45%. Se estima que con la inyección cíclica de vapor se puede alcanzar un factor de recobro del 15 al 20%. **(Ver Tabla 12)**

Tabla 12. Screening Aplicado a CSS.

SCREENING CSS	
Profundidad del yacimiento (m)	<950
Espesor (m)	≥30
Gravedad API (°API)	8 – 15
Viscosidad (cP)	>4000
Porosidad (%)	>30
Permeabilidad (D)	1 – 2
Saturación de Aceite (%)	>40
Presión del yacimiento (psi)	<1500

Fuente: S.M, Farouq Ali. J.A, Jones. R.F, Meldau. PRACTICAL HEAVY OIL RECOVERY. 1997. Disponible en internet: <http://aevnmont.free.fr/SACH-BOOKS/Petrochemistry/Practical%20Heavy%20Oil%20Recovery.pdf>

⁵² LLAGUNO, P.E; MORENO, F; GARCIA, R; MÉNDEZ, Z; ESCOBAR, E. A Reservoir Screening Methodology for SAGD Applications. Canadá: Petroleum Society of Canadá. PETSOC-2002-124, 2002. p. 1. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/PETSOC-2002-124?id=conference-paper%2FPETSOC-2002-124>

5.2.4 Screening aplicado a VAPEX. La extracción con vapor VAPEX se caracteriza como una alternativa para la recuperación de crudo pesado y bitumen en yacimientos con agua en fondo y/o alta saturación de agua, con fracturas verticales, baja porosidad y conductividad térmica, por lo general es aplicado para aceites de baja gravedad API, la profundidad de estos yacimientos por lo general no excede los 2000 metros.⁵³ Los criterios que se deben tener en cuenta para la selección del método de extracción con vapor se presentan en la **Tabla 13**.

Tabla 13. Screening Aplicado a VAPEX.

SCREENING VAPEX	
Profundidad del yacimiento (m)	<1400
Espesor (m)	-
Gravedad API (°API)	<15
Viscosidad (cP)	>2000
Porosidad (%)	33 – 35
Permeabilidad (D)	>0,1
Saturación de Aceite (%)	>60
Presión del yacimiento (psi)	NA

Fuente: STEAM-ASSISTED GRAVITY-DRAINAGE AND VAPEX PROCESS RESERVOIR SCREENING. Production Operations. JPT. 1997. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/journal-paper/SPE-1097-1122-JPT?id=journal-paper%2FSPE-1097-1122-JPT>

5.2.5 Screening aplicado a THAI. El proceso THAI se basa en la perforación de un pozo vertical (encargado de la inyección de aire) y un pozo horizontal (pozo productor), en este método el crudo llegará al pozo productor con una mayor temperatura, con baja viscosidad, lo cual permitirá que recorra menores distancias en el medio poroso, haciendo así que se disminuyan las perdidas por recuperación durante el proceso.

⁵³ RODRÍGUEZ, E; ORJUELA, J. Feasibility to Apply the Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) Technique in the Country's Heavy Crude-Oil Fields. ST&F Science, Technology y Future, 2004. Vol. 2, No. 5. p. 4.

Este método de explotación debe ser usado en yacimientos uniformes, con crudos de gravedades API entre 8° y 25°, crudos con viscosidades menores a 1000 cP no son candidatos al método THAI. Se recomienda que la profundidad del yacimiento esté entre 500 a 1000 metros, con un espesor de arena de 2 a 30 metros.⁵⁴ Los rangos para la aplicación del método THAI se sintetizan en la **Tabla 14**:

Tabla 14. Screening Aplicado a THAI.

SCREENING THAI	
Profundidad del yacimiento (m)	500 – 1000
Espesor (m)	2 – 30
Gravedad API (°API)	10 – 20
Viscosidad (cP)	>1000
Porosidad (%)	≥25
Permeabilidad (D)	0,02 – 0,1
Saturación de Aceite (%)	≥70
Presión del yacimiento (psi)	>450

Fuente: GREAVES, M. SAGHR, A.M. T.X. XIA. TURTA, A.T. AYASSE, C. THAI—New Air Injection Technology for Heavy Oil Recovery and In Situ Upgrading. JCPT. 2001. Vol 40, No. 1. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/journal-paper/PETSOC-01-03-03?id=journal-paper%2FPETSOC-01-03-03>

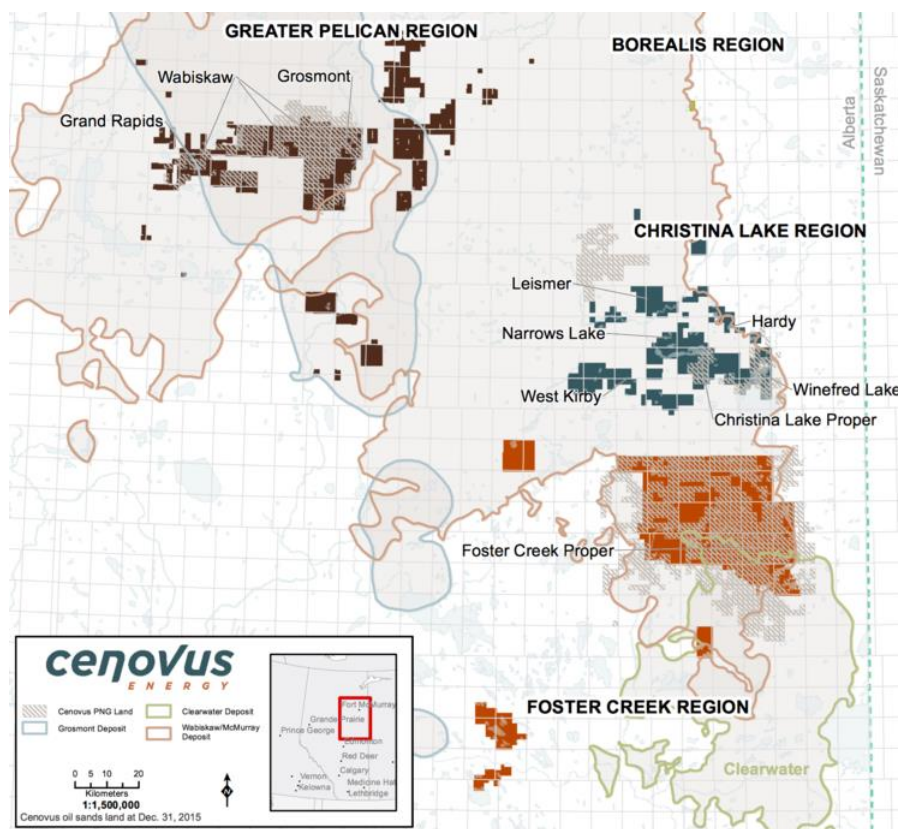
5.3 APLICACIÓN DEL SCREENING TÉCNICO DE LOS MÉTODOS DE EXPLOTACIÓN DE ARENAS BITUMINOSAS AL CASO ESTUDIO: CHRISTINA LAKE

A continuación se presentan las principales características geológicas y petrofísicas del proyecto Christina Lake, a partir de esto se realizará una comparación entre las características del yacimiento y las condiciones ideales para la aplicación de cada uno de los métodos de explotación en un proyecto de arenas bituminosas.

⁵⁴ J. Taber; F, Martin; R. Sergight. EOR Screening Criteria Revisited-Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects. Mexico: SPE Reservoir Engineering. SPE-35385-PA, 1997. P. 189-191. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/journal-paper/SPE-35385-PA?id=journal-paper%2FSPE-35385-PA>

5.3.1 Generalidades del caso estudio Christina Lake. Christina Lake, CLTP, por sus siglas en inglés, “Christina Lake Termal Project”, actualmente operado por CENOVUS ENERGY INC, es uno de los proyectos térmicos de arenas bituminosas de mayor renombre en Canadá, está situado al noreste de Alberta, aproximadamente a 120 kilómetros al sureste de Fort McMurray, en la región noreste de Alberta. (Ver Figura 41)

Figura 41. Ubicación Christina Lake



Fuente: CENOVUS CONSIDERS REVIVING CHRISTINA LAKE PHASE G, FOR THE RIGHT PRICE. REVISTA OIL SANDS. 2019. Disponible en internet: <https://www.oilsandsmagazine.com/news/2016/10/28/cenovus-considers-reviving-christina-lake-phase-g-for-the-right-price>

El proyecto Christina Lake actualmente es operado y propiedad privada de CENOVUS ENERGY. En sus inicios Christina Lake fue operado por Encana Corporation, la cual surgió de la unión de AEC y PanCanadian Energy Corporation. Entre los años 1997 y 1998 PanCanadian presentó la propuesta de aprobación para la construcción y operación de un proyecto térmico de tres fases en Christina Lake ante la Junta de Energía y Servicios Públicos de Alberta (AEUB) y Alberta Environment (AENV); con este proyecto se esperaba que en la primera fase de desarrollo se alcanzara una producción de 10000 barriles de bitumen por día, la segunda y tercera fase cada una llegaría a producir 30000 barriles por día. Las correspondientes aprobaciones se dieron entre marzo y agosto del año 2000.⁵⁵

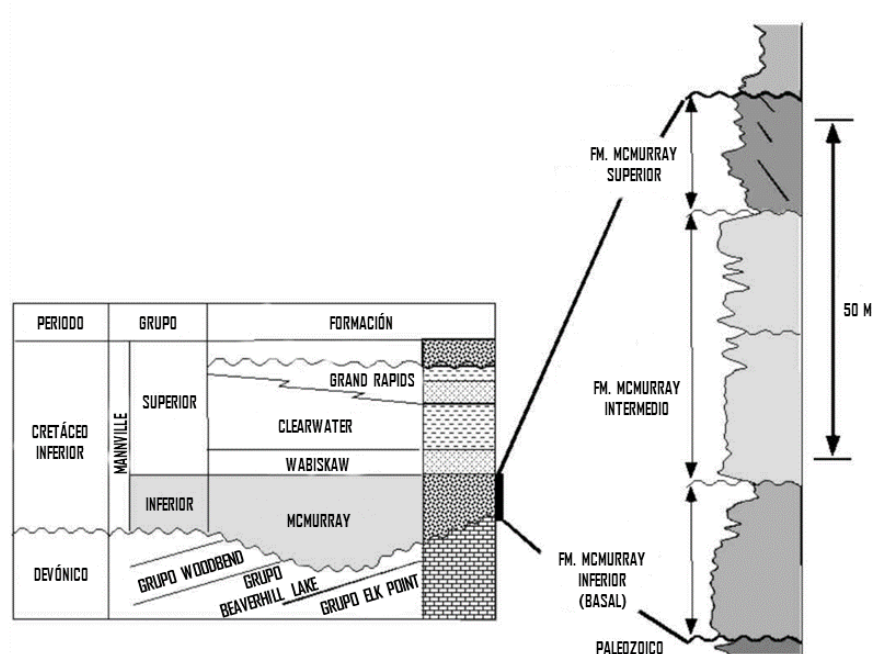
Hoy en día el proyecto térmico Christina Lake cuenta con 7 fases operativas, desde la A hasta la G. El método de explotación utilizado es SAGD. En 2019, Christina Lake tuvo una producción aproximada de 195000 barriles de petróleo por día, adicional a esto la fase G, la más reciente, fue culminada durante el mismo año, otorgando al proyecto una capacidad de producción actual de 260000 barriles de petróleo por día, lo cual posiciona a Christina Lake como una de las instalaciones SAGD más eficientes de la industria, con una relación vapor a petróleo (SOR) muy baja, esto representa que se utiliza menos agua y gas natural, lo que hace que se generen menos emisiones de gas de efecto invernadero para producir un barril de petróleo en comparación con las demás instalaciones de arenas petroleras con condiciones similares a Christina Lake. En 2019 el proyecto alcanzó un SOR aproximado de 2.0, esto significa que se utilizan dos barriles de vapor (equivalente de agua condensada) para producir un barril de petróleo.

⁵⁵ S.M, Farouq Ali; J.A, Jones; R.F, Meldau. Practical Heavy Oil Recovery. Canadá: University of Alberta, 1997. p. 16. Disponible en internet: <http://aevnmont.free.fr/SACH-BOOKS/Petrochemistry/Practical%20Heavy%20Oil%20Recovery.pdf>

5.3.1.1 Características Geológicas y petrofísicas. El conjunto de formaciones del grupo Mannville se compone aproximadamente por 250 metros de sedimentos sobre el área del proyecto Christina Lake, se subdivide en tres formaciones, Grand Rapids, Clearwater y McMurray.

El área del proyecto se ubica en la región del sur Athabasca, la reserva de arenas bituminosas de Christina Lake están presentes en las areniscas de la Formación McMurray del grupo Mannville pertenecientes al cretácico inferior. En la **Figura 42** se muestra la columna estratigráfica presente en el proyecto.⁵⁶

Figura 42. Columna estratigráfica Christina Lake.



Fuente: SUGGETT, Jack. GITTINS, Simon. YOUN, Sung. Christina Lake Thermal Project, SPE/Petroleum Society of CIM 65520. 2000. p. 6. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-65520-MS?id=conference-paper%2FSPE-65520-MS> (Modificada por Autores)

⁵⁶ DENNEY, Dennis. Steam-Assisted Gravity-Drainage and Vapex Process Reservoir Screening. Canadá: Society of Petroleum Engineers. SPE-1097-1122-JPT, 1997. p. 1122. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/journal-paper/SPE-1097-1122-JPT?id=journal-paper%2FSPE-1097-1122-JPT>

La Formación McMurray tiene un espesor aproximado de 60 a 100 metros, esta formación se compone principalmente de arenisca y lutitas, además de estar limitada por los carbonatos paleozoicos en la base y por la Formación Clearwater en la parte superior. En el área del proyecto se encuentran arenas bituminosas con espesores entre 20 y 58 metros. Se estima que el OOIP en la formación McMurray es de más 3 billones de barriles.⁵⁷

Christina Lake es un yacimiento de arenisca no consolidada, con una porosidad de 30-35% y una permeabilidad muy alta de 3 a 10 Darcy. El hidrocarburo presente se encuentra a unos 375 metros de profundidad. En la **Tabla 15** se presentan las características petrofísicas del proyecto Christina Lake.

Tabla 15. Propiedades Roca Fluido Christina Lake.

Propiedades Roca Fluido – Christina Lake	
Temperatura de yacimiento (°C)	15
Profundidad del yacimiento (m)	350
Espesor (m)	46 – 68
Porosidad (%)	30 – 35
Permeabilidad (D)	3 – 10
Saturación de Aceite (%)	80
Saturación de Agua (%)	20
Gravedad API (°API)	7,5 – 9
Viscosidad (cP)	1.000.000

Fuente: SUGGETT, Jack. GITTINS, Simon. YOUN, Sung. Christina Lake Thermal Project, SPE/Petroleum Society of CIM 65520. 2000. p. 2. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-65520-MS?id=conference-paper%2FSPE-65520-MS>

⁵⁷ GREAVES, M; SAGHR, A.M; XIA, T.X; TURTA, A.T; YASSE, C. THAI—New Air Injection Technology for Heavy Oil Recovery and In Situ Upgrading. Canadá: Petroleum Society of Canada. PETSOC-01-03-03, 2001. Vol 40, No. 1. p. 39. Disponible en internet (Online): <https://www.onepetro.org/download/journal-paper/PETSOC-01-03-03?id=journal-paper%2FPETSOC-01-03-03>

5.3.2 Aplicación del screening al caso estudio Christina Lake. Con base en el resultado obtenido en el análisis del cuadro comparativo de los métodos de explotación de arenas bituminosas, en la Tabla 16 se realizará un screening de aplicación de los métodos de explotación en el proyecto Christina Lake; se debe tener en cuenta que los parámetros señalados en color verde significan que aplican en el proyecto, los de color rojo no están dentro del rango establecido para cada método y finalmente el color gris que indica que no es parámetro de análisis.

Tabla 16. Screening de Aplicación en Christina Lake

PROPIEDADES ROCA FLUIDO	PARÁMETROS	CASO ESTUDIO	MÉTODOS DE EXPLOTACIÓN				
		CHRISTINA LAKE	SAGD	CSS	MINERIA	VAPEX	THAI
PROPIEDADES DEL FLUIDO	°API	7.5 – 9	8 – 20	<15	<10	<15	10 – 20
	VISCOSIDAD (Cp)	1000000	1000 – 10000000	>4000	>10000	>2000	>1000
PROPIEDADES DE LA ROCA	%SO	80%	50%– 95%	>40%	>50	>60%	≥70
	PROFUNDIDAD (m)	350	95 – 900	<950	<50	<1400	500 – 1000
	ESPESOR (m)	46 – 68	10 – 50	≥30	-	-	2 – 30
	PERMEABILIDAD (Darcy)	3 – 10	0,68 – 9	1 – 2	-	>0,1	0,02 – 0,1
	POROSIDAD (%)	30 – 35	10 – 45	>30	-	33 – 35	≥25

Fuente: Autores.

En la actualidad en el proyecto Christina Lake es aplicado el método de explotación SAGD, siendo uno de los proyectos SAGD más eficientes en la industria con una capacidad de producción de 260.000 barriles de crudo por día.

En el análisis comparativo desarrollado anteriormente se pudo establecer que los mejores métodos de explotación de arenas bituminosas son los métodos VAPEX y THAI; sin embargo, el método VAPEX tiene mayores beneficios por lo que se ubica como el mejor método de explotación para un proyecto de arenas bituminosas. Al

aplicar dicho análisis en conjunto con el screening de aplicación de los métodos en el proyecto Christina Lake, se determinó teóricamente que los métodos de explotación que resultarían exitosos serían los métodos SAGD y VAPEX ya que se evidencia un cumplimiento total dentro de los rangos establecidos en el screening de cada método, respectivamente.

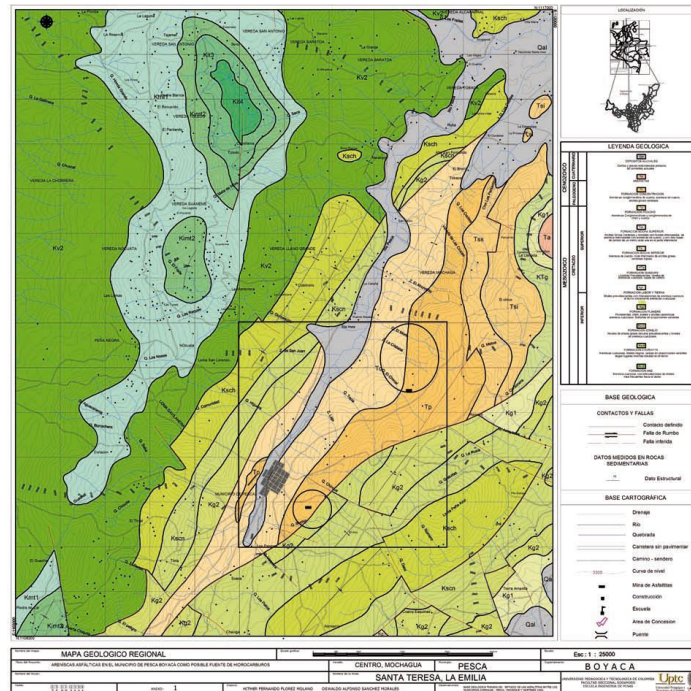
En este proyecto desde sus inicios ha sido empleado el método SAGD obteniendo exitosos resultados; sin embargo, la implementación del método VAPEX traería mayores beneficios para la compañía operadora en cuanto a efectividad, disminución en costos de operación y posible aumento en la producción, además de los beneficios para la comunidad en general debido a la disminución del impacto ambiental que ha dejado este proyecto a lo largo de sus años de operación.

5.4 APLICACIÓN DEL SCREENING TÉCNICO DE LOS MÉTODOS DE EXPLOTACION DE ARENAS BITUMINOSAS A UN CASO COLOMBIANO

5.4.1 Generalidades del Caso Colombiano: Mina Santa Teresa. La mina Santa Teresa se encuentra ubicada en el municipio de Pesca, Boyacá, el cual se ubica en el flanco Este de la Cordillera Oriental Colombiana, la cabecera municipal está a una altura de 2631 MSNM, con una temperatura promedio de 14°C. En este municipio se ubica también la mina La Emilia, las arenas bituminosas o llamadas en esta zona “arenas asfálticas” son explotadas por medio de un tipo de minería artesanal característica de la región por lo que no se tiene una estimación de reservas y características específicas; generalmente son explotadas para la pavimentación de vías terciarias. La mina Santa Teresa y mina La Emilia pertenecen a la Formación Picacho.⁵⁸ En la **Figura 43** se muestra la ubicación geográfica de la mina Santa Teresa.

⁵⁸ GOMEZ ROJAS, Olga Patricia; G. BORREGO, Ángeles; PEREA SOLANO, Carlos; SANCHEZ MORALES, Oswaldo Alfonso; FLOREZ MOLANO, Hither Fernando. Caracterización preliminar de

Figura 43. Ubicación Mina Santa Teresa.



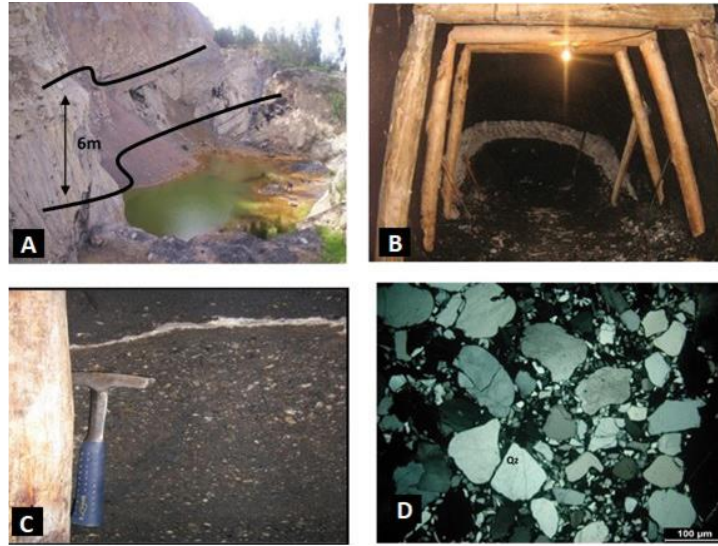
Fuente: Gómez-Rojas, O.P., G.-Borrego, A., Perea-Solano, C., Sánchez-Morales, O.A., y Flórez-Molano, H.F. (2018). Caracterización preliminar de las arenas asfálticas de Picacho, municipio de Pesca (Boyacá, Colombia). Boletín de Geología, 40(2), p. 90. - web: <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistaboletindegologia/article/view/8353/8324>

El yacimiento de la mina Santa Teresa está delimitado por una de las vías cercanas hacia el río Pesca, según el sistema de coordenadas planas del Instituto Geográfico Agustín Codazzi (IGAC) el área de estudio del yacimiento de la mina Santa Teresa se enmarca dentro de las coordenadas geográficas en X: 1.106.890 y Y: 1.113.550 a una cota de 2599,24 MSNM.⁵⁹ En la **Figura 44** se puede evidenciar la minería artesanal desarrollada en la zona.

las arenas asfálticas de Picacho, municipio de Pesca (Boyacá, Colombia). Colombia: Boletín de Geología (UIS), 2018. Vol 40, No. 2. p. 92. Disponible en internet: <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistaboletindegologia/article/view/8353/8324>

⁵⁹ GOMEZ ROJAS, Olga Patricia; G. BORREGO, Ángeles; PEREA SOLANO, Carlos; SANCHEZ MORALES, Oswaldo Alfonso; FLOREZ MOLANO, Hither Fernando. Caracterización preliminar de las arenas asfálticas de Picacho, municipio de Pesca (Boyacá, Colombia). Colombia: Boletín de Geología (UIS), 2018. Vol 40, No. 2. p. 93. Disponible en internet: <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistaboletindegologia/article/view/8353/8324>

Figura 44. Minería artesanal en la mina Santa Teresa.



Fuente: Gómez-Rojas, O.P., G.-Borrego, A., Perea-Solano, C., Sánchez-Morales, O.A., y Flórez-Molano, H.F. (2018). Caracterización preliminar de las arenas asfálticas de Picacho, municipio de Pesca (Boyacá, Colombia). Boletín de Geología, 40(2), p. 87-99. - web: <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistaboletindegeologia/article/view/8353/8324>

5.4.1.1 Características Geológicas y Petrofísicas. En el área de la región Paz del Río, municipio ubicado al nororiente del departamento de Boyacá, se ubican rocas del Terciario las cuales están constituidas por las formaciones Socha Inferior, Socha Superior, Picacho y Concentración.⁶⁰ La Formación Picacho de edad Eoceno inferior, con una profundidad de 580 metros, compuesta por el conjunto de areniscas conglomeráticas cuya localidad tipo es el cerro del Picacho, el cual se ubica a 1,5 Km al noroeste de la población de Paz del Río.⁶¹

La formación Picacho se constituye como la formación con las mejores características de roca almacén del área, litológicamente se caracterizan por

⁶⁰ Informe Geológico General sobre los Yacimientos de Hierro, Carbón y Caliza de la Región de Paz de Río. Boyacá: Informe 468, 1944.

⁶¹ ULLOA, Carlos; RODRÍGUEZ, Erasmo; FUQUEN, Jaime; ACOSTA, Jorge. GEOLOGÍA DE LA PLANCHA 192 LAGUNA DE TOTA. Colombia: Instituto de investigación e información geocientífica, Minero-ambiental y nuclear (INGEOMINAS), 2001. p. 34. Disponible en internet: <http://recordcenter.sgc.gov.co/B4/13010010002291/documento/pdf/0101022911101000.pdf>

presentar areniscas color blanco de grano grueso a fino, con alta porosidad y permeabilidad las cuales almacenan asfalto natural o bitumen, con un espesor de arena de 6 metros.⁶²

A partir de la *Caracterización Preliminar de las Arenas Asfálticas de Picacho*⁶³, en donde se realizó la toma de muestras de arenas impregnadas de crudo de la mina Santa Teresa con el fin de determinar algunas de las propiedades del hidrocarburo presente en el yacimiento, se determinó que el hidrocarburo en la mina Santa Teresa presenta una gravedad API de 9.2°, por lo que se cataloga como un crudo extrapesado, además de tener un contenido de azufre promedio del 2% y una viscosidad muy elevada.⁶⁴

5.4.2 Aplicación del screening a la Mina Santa Teresa. Debido a que los estudios realizados a las formaciones de arenas bituminosas existentes en Colombia son muy escasos, no es posible determinar la cantidad exacta de reservas disponibles en el territorio, adicional a esto se desconocen las propiedades petrofísicas del hidrocarburo disponible en este tipo de yacimientos no convencionales, sin embargo, según Ministerio de Minas y Energía las reservas de arenas bituminosas en Colombia son de aproximadamente 6,137 millones de barriles de crudo dividido en los departamentos de Santander, Boyacá, Caquetá y Meta.

Con el propósito de visualizar un posible proyecto de explotación de arenas bituminosas en Colombia, se hará un análisis de los posibles métodos que llegarían a aplicar en la explotación comercial de la mina Santa Teresa, teniendo en cuenta los parámetros descritos teóricamente en el cuadro comparativo de los métodos de explotación de arenas bituminosas (**Ver Tabla 17**), además de ser apoyado

⁶² GOMEZ ROJAS, Olga Patricia; G. BORREGO, Ángeles; PEREA SOLANO, Carlos; SANCHEZ MORALES, Oswaldo Alfonso; FLOREZ MOLANO, Hither Fernando. Caracterización preliminar de las arenas asfálticas de Picacho, municipio de Pesca (Boyacá, Colombia). Colombia: Boletín de Geología (UIS), 2018. Vol 40, No. 2. p. 91.

⁶³ Ibit. p. 89-95.

⁶⁴ Ibit. p. 97.

cuantitativamente por medio del screening de aplicación de los métodos en comparación con las propiedades roca-fluido de la mina Santa Teresa.

Tabla 17. Screening de aplicación en la mina Santa Teresa.

PROPIEDADES ROCA FLUIDO	PARÁMETROS	CASO EN COLOMBIA	MÉTODOS DE EXPLOTACIÓN				
		MINA SANTA TERESA	SAGD	CSS	MINERIA	VAPEX	THAI
PROPIEDADES DEL FLUIDO	°API	9.2	8 – 20	<15	<10	<15	10 – 20
	VISCOSIDAD (Cp)	ALTA	1000 – 10000000	>4000	>10000	>2000	>1000
PROPIEDADES DE LA ROCA	%SO	-	50%– 95%	>40%	>50	>60%	≥70
	PROFUNDIDAD (m)	580	95 – 900	<950	<50	<1400	500 – 1000
	ESPESOR (m)	6	10 – 50	≥30	-	-	2 – 30
	PERMEABILIDAD (Darcy)	ALTA	0,68 – 9	1 – 2	-	>0,1	0,02 – 0,1
	POROSIDAD (%)	ALTA	10 – 45	>30	-	33 – 35	≥25

Fuente: Autores.

En el análisis de cuadro comparativo se pudo establecer que los mejores métodos de explotación de arenas bituminosas son los métodos VAPEX y THAI. Aplicando dicho análisis en conjunto con el screening de aplicación de los métodos en el proyecto de explotación de la mina Santa Teresa, se debe tener en cuenta que la información de propiedades roca-fluido es muy limitada, por lo que se estableció como parámetro que la viscosidad mayor a 10.000 cP, la permeabilidad mayor a 1 Darcy y porosidad mayor a 30% deben ser consideradas como el parámetro ALTO.

Teniendo en cuenta lo anterior se puede predecir que el método más adecuado para la explotación comercial de arenas bituminosas en la mina Santa Teresa sería el método VAPEX, ya que está dentro del rango de aplicabilidad de las propiedades

establecidas para la mina Santa Teresa, además de ser un método técnico y ambientalmente viable para ser aplicado en Colombia.

Llegado el caso en el que se llegue a llevar a cabo un proyecto de explotación de arenas bituminosas en Colombia se deben tener en cuenta los beneficios y consecuencias que esto conllevaría; dentro de los beneficios de implementar un proyecto a gran escala de arenas bituminosas cabe resaltar el gran aporte económico que recibiría el país por medio de ingresos por exportación de este tipo de recurso, pago de regalías, suministro de hidrocarburos y transferencias por impuestos, además de la creación de nuevos empleos formales en las comunidades aledañas al proyecto de explotación, por lo que se puede afirmar que al iniciar un proyecto de explotación comercial es muy posible que la sostenibilidad económica colombiana tenga un incremento considerable. Ahora bien, se debe tener presente que al llevar a cabo un proyecto de este tipo se afecta de forma directa la biodiversidad del país, debido a que la implementación de cualquiera de los métodos de explotación de arenas bituminosas impacta negativamente los recursos hídricos y el ecosistema en general.

6. CONCLUSIONES

Las reservas de crudo pesado, extrapesado, bitumen y arenas bituminosas son aproximadamente el 70% de los recursos de petróleo a nivel mundial, las cuales en su mayoría se distribuyen a lo largo de países como Venezuela, Canadá, Rusia, Estados Unidos, Colombia y México, siendo Canadá el país con mayor cantidad de reservas, además de ser el país más desarrollado en cuanto a tecnologías para la exploración y explotación de este tipo de recursos.

El método de explotación más utilizado para crudos pesados, extrapesados, bitumen y arenas bituminosas es el método de explotación SAGD, con un factor de recuperación que oscila entre 65% y 75%; sin embargo, este método de explotación presenta desventajas significativas que pueden ser disminuidas o contrarrestadas por métodos de explotación como VAPEX y THAI mejorando condiciones operativas y disminuyendo el impacto ambiental.

A partir del análisis del cuadro comparativo realizado entre los métodos de explotación SAGD, Minería a cielo abierto, VAPEX, CSS y THAI se concluye que los mejores métodos de explotación de arenas bituminosas son los métodos VAPEX y THAI, debido que ofrecen mayor cantidad de ventajas técnicas y operacionales además de reducir el impacto ambiental, ofreciendo una disminución del 22% en la emisión de gases de efecto invernadero, poca captación de agua dulce, menor espacio de ocupación en instalaciones de superficie y mayor aplicabilidad para un rango amplio de yacimientos.

Con la aplicación del screening de cada método de explotación a los casos analizados, se corrobora la selección realizada en el análisis comparativo ya que en el proyecto Christina Lake y en la mina Santa Teresa el método de explotación más adecuado es el método VAPEX.

7. RECOMENDACIONES

Se recomienda realizar un análisis comparativo de los métodos de explotación de arenas bituminosas teniendo en cuenta costos operacionales con el fin de establecer una factibilidad económica en la implementación de los métodos de explotación.

Diseñar un software académico con el fin de seleccionar el mejor método de explotación para un proyecto de arenas bituminosas según las características del proyecto y el rango de aplicabilidad de cada método.

BIBLIOGRAFÍA

ABAHUSSAIN, Abdullah. PINO, Rafael. EL-DAKROURY, Hesham. ADDAGALLA, Ajay. Successful Application of Specialized High-Performance Water Based Drilling Fluid to Drill a TAR Section. International Petroleum Technology Conference (IPTC), IPTC-19526-MS. 2019. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/IPTC-19526-MS?id=conference-paper%2FIPTC-19526-MS>

AL BAHLANI, As Muatasim Mohammad; BABADAGLI, Tayfun. A Critical Review of the Status of SAGD: Where Are We and What Is Next?. USA: Society of Petroleum Engineers. SPE-113283-MS, 2008. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-113283-MS?id=conference-paper%2FSPE-113283-MS>

ALMANZA ORTIZ, Diana Carolina; PULIDO BRICEÑO, María Angélica. Caracterización de la cadena estratégica de valor para la explotación de arenas bituminosas en Colombia como fuente no convencional de petróleo. Tesis de grado. Bogotá: Pontificia Universidad Javeriana, Departamento de ingeniería industrial, 2009.

BENNION, D. B; GUPTA, S; GITTINS, S; HOLLIES, D. Protocols for Slotted Liner Design for Optimum SAGD Operation. Journal of Canadian Petroleum Technology. SPE-130441-PA, 2009. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/journal-paper/SPE-130441-PA?id=journal-paper%2FSPE-130441-PA>

CENOVUS CONSIDERS REVIVING CHRISTINA LAKE PHASE G, FOR THE RIGHT PRICE. REVISTA OIL SANDS. 2019. Disponible en internet:

<https://www.oilsandsmagazine.com/news/2016/10/28/cenovus-considers-reviving-christina-lake-phase-g-for-the-right-price>

CENOVUS. Christina Lake An oil sands project. Disponible en internet: <https://www.cenovus.com/operations/oilsands/christina-lake.html>

CHILINGARIAN, G. Developments in petroleum science 7. Essevier scientific publishing company. Primera Edición. 1978.

DAS, Swapan; BUTLER, Roger. Effect of Asphaltene Deposition on the Vapex Process: A Preliminary Investigation Using a Hele-Shaw Cell. Canadá: Petroleum Society of Canada, 1994. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/journal-paper/PETSOC-94-06-06?id=journal-paper%2FPETSOC-94-06-06>

DAS, Swapan; BUTLER, Roger. VAPOUR EXTRACTION OF HEAVY OIL AND BITUMEN. Canadá: Department of Chemical and Petroleum Engineering, 1994. Disponible en internet: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download;jsessionid=C86AE2F7EA2CEBE57B489335C73510A0?doi=10.1.1.476.9601&rep=rep1&type=pdf>

DELAMAIDE, Eric. Senlac, The Forgotten SAGD Project. Manama: Society of Petroleum Engineers. SPE-183721-MS, 2017. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-183721-MS?id=conference-paper%2FSPE-183721-MS>

DENG, X. Recovery Performance and Economics of Steam/Propane Hybrid Process. Canada: Society of Petroleum Engineers, 2005. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-97760-MS?id=conference-paper%2FSPE-97760-MS>

DENNEY, Dennis. Steam-Assisted Gravity-Drainage and Vapex Process Reservoir Screening. Society of Petroleum Engineers SPE. Vol 40, 1997. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/journal-paper/SPE-1097-1122-JPT?id=journal-paper%2FSPE-1097-1122-JPT>

DOAN, L. T; BAIRD, H; DOAN, Q. T; FAROUQ ALI, S. M. An Investigation of the Steam-Assisted Gravity-Drainage Process in the Presence of a Water Leg. Houston: Society of Petroleum Engineers. SPE-56545-MS, 1999. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-56545-MS?id=conference-paper%2FSPE-56545-MS>

DUSSEAULT, M.B. Comparing Venezuelan and Canadian Heavy Oil and Tar Sands, PAPER 2001-061. Canadian International Petroleum Conference. PRISM Production Technologies Inc. 2001.

ETHERINGTON, J. R; MCDONALD, I. R. Is Bitumen a Petroleum Reserve?. Texas: Society of Petroleum Engineers. SPE/Petroleum Society of CIM 90242, 2004. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-90242-MS?id=conference-paper%2FSPE-90242-MS>

EXTRACTING BITUMEN FROM THE OIL SANDS. OIL SANDS GEOLOGY AND THE PROPERTIES OF BITUMEN. Revista Oil Sands. 2020. Disponible en internet: <https://www.oilsandsmagazine.com/technical/properties> (Modificada por Autores)

FLORES, Aarón; MARÍN, César. VAPEX inyección de solventes y potencial aplicación en yacimientos de México. México: Universidad Nacional Autónoma de México, 2017. Disponible en internet: <file:///C:/Users/Usuario/Desktop/TESIS/VAPEX%20Screening.pdf>

GEOGRAPHY. OIL SANDS GEOLOGY AND THE PROPERTIES OF BITUMEN. Revista Oil Sands. 2020. Disponible en internet: <https://www.oilsandsmagazine.com/technical/properties> (Modificada por Autores)

GITTINS, Simon; GUPTA, SUBODH; MAILIHA, Zaman. Simulation of Noncondensable Gases in SAGD Steam Chambers. Canadá: Cenovus Energy. SPE-149503-MS, 2011. Disponible en internet (Online): <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-149503-MS?id=conference-paper%2FSPE-149503-MS>

GREAVES, M; DONG, L. L; RIGBY, S. Determination of Limits to Production in THAI. Canada: Society of Petroleum Engineers. SPE/Petroleum Society of CIM 157817, 2012. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-157817-MS?id=conference-paper%2FSPE-157817-MS>

GREAVES, M; EL-SAKR, A; XIA, T. X; AYASSE, C; TURTA, A. Thai - New Air Injection Technology For Heavy Oil Recovery And In Situ Upgrading. Canada: Petroleum Society of Canada, 1999. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/PETSOC-99-15?id=conference-paper%2FPETSOC-99-15>

HEIN, Frances J. Heavy Oil and Oil (Tar) Sands in North America: An Overview & Summary of Contributions. 2006. Disponible en internet: https://www.researchgate.net/publication/225774611_Heavy_Oil_and_Oil_Tar_Sands_in_North_America_An_Overview_Summary_of_Contributions

HERRERA, Juan. Métodos de minería a cielo abierto. Madrid: Universidad Politécnica de Madrid, 2006. Disponible en internet:

http://oa.upm.es/10675/1/20111122_METODOS_MINERIA_A_CIELO_ABIERTO.pdf

HIDROCARBUROS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES. Asociación Argentina de Geólogos y Geofísicos del Petróleo. Vol 23, No. 134. 2013. Disponible en internet: http://aaggp.org.ar/wp-content/uploads/2015/03/2013-CienciaHoy_HC.Convencionales.No_Conv_AAGGP.pdf

JIMÉNEZ, R; CASTRO, R; MAYA, G; PÉREZ, R; DELGADILLO, C; GARCÍA, H; LEÓN, J; CÁRDENAS, F. Análisis comparativo de procesos de inyección de polímeros ejecutados en Colombia. Colombia: ECOPETROL, 2017. Disponible en internet: <http://oilproduction.net/files/ACIPET%20-%20TEC-452-EOR%20-%20OilProduction.pdf>

KIRK, R. Enciclopedia de tecnología química. Unión tipográfica. Primera Edición. 1961.

La importancia del petróleo pesado. Oilfield review. 2006. Disponible en internet: <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/heavy-oil-3-spanish>

LALU, Lijo P. LAL, Ravinav. Use of N115 Carbon Nano-Fluid for Solar Powered Steam Assisted Gravity Drainage for Extracting Bitumen, IPTC-19088-MS. Pandit Deendayal Petroleum University. 2019. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/IPTC-19088-MS?id=conference-paper%2FIPTC-19088-MS>

LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES Y SU IMPORTANCIA PARA COLOMBIA. Asociación Colombiana del Petróleo (ACP). 2014. Disponible en internet:

<https://acp.com.co/web2017/images/pdf/petroleoygas/yacimientosnoconvencionales/Cartilla%20YNCv3.pdf>

MAHMOUDI, M; FATTAHPOUR, V; ROOSTAEI, M; KOTB, O; WANG, C; NOURI, A., SUTTON, C; FERMANIUK, B. An Experimental Investigation into Sand Control Failure Due to Steam Breakthrough in SAGD Wells. Canadá: Society of Petroleum Engineers. SPE-189769-MS, 2018. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-189769-MS?id=conference-paper%2FSPE-189769-MS>

MCCARTHY, Kevin; ROJAS, Katherine; NIEMANN, Martin; PALMOWSKI, Daniel; PETERS, Kenneth; STANKIEWICZ Artur. La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras. Schlumberger, 2011. Disponible en internet: <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/03-basic-petro-2-spanish>

MEDINA, Max. SAGD: R&D for Unlocking Unconventional Heavy-Oil Resources. Canadá: Weatherford Completion and Liner Services. Vol 6, No. 2. 2010. Disponible en internet: https://pdfs.semanticscholar.org/3cbe/f78ba6b3b6db58100b13fb2bf350049a51d5.pdf?_ga=2.256657865.310543865.1602859152-780466814.1601478998

MINING OPERATIONS. Revista Oil Sands. 2020. Disponible en internet: <https://www.oilsandsmagazine.com/projects/oilsands-mining> (Modificada por Autores)

MINING TECHNOLOGY. Athabasca Oil Sands Project. Canadá. 2008. Disponible en internet: <https://www.mining-technology.com/projects/athabascasands/>

MOKRYS, I. J; BUTLER, R. M. In-Situ Upgrading of Heavy Oils and Bitumen by Propane Deasphalting: The Vapex Process. Oklahoma: Society of Petroleum

Engineers. SPE-25452-MS, 1993. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-25452-MS?id=conference-paper%2FSPE-25452-MS>

NOGER, Martin. Tar-Sand Resources of Western Kentucky. USA: Eastern Oil Shale Symposium, 1984. Disponible en internet: http://www.uky.edu/KGS/pdf/ri11_45.pdf

OIL SANDS AND HEAVY OIL. Encyclopedia of Energy. 2004.

OIL SANDS GEOLOGY AND THE PROPERTIES OF BITUMEN. Revista Oil Sands. 2020. Disponible en internet: <https://www.oilsandsmagazine.com/technical/properties>

PEREZ, Romel; RODRIGUEZ, Hector; BARBOSA, Carolina; MANRIQUE, Eduardo; GARCIA, Luis; Rendon, Gabriel. Improving CSS Performance with Preformed Foam: Teca - Cocorna Field Case. Colombia: Society of Petroleum Engineers. SPE/Petroleum Society of CIM 199104, 2020. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-199104-MS?id=conference-paper%2FSPE-199104-MS>

PINHEIRO GALVAO, E. R. V.; RODRIGUES, M.; BARILLAS, J. L. M.; DUTRA, T; MATA, W. Optimization of Operational Parameters on Steamflooding With Solvent in Heavy Oil Reservoirs. Colombia: Society of Petroleum Engineers. SPE-122078-MS, 2009. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-122078-MS?id=conference-paper%2FSPE-122078-MS>

RAMEY, H. J. A Current Review of Oil Recovery by Steam Injection. Ciudad de Mexico: 7th World Petroleum Congress. WPC-12247, 1967. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/WPC-12247?id=conference-paper%2FWPC-12247>

REINA, M. Applying Expert Systems In Heavy/Extra Heavy Oil Production Operations. Argentina: Society of Petroleum Engineers. SPE/Petroleum Society of CIM 27057, 1994. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-27057-MS?id=conference-paper%2FSPE-27057-MS>

REZAEI, N; CHATZIS, I. Incorporation of Heat in the VAPEX Process: Warm VAPEX. Canadá: Petroleum Society of Canada. PETSOC-2007-133-EA, 2007. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/PETSOC-2007-133-EA?id=conference-paper%2FPETSOC-2007-133-EA>

RINCON CANAS, M. M; MUNOZ NAVARRO, S. F; NARANJO SUAREZ, C. E; PALMA-BUSTAMANTE, J. M. New Heat-Management Model for Steamflood Processes. Colombia: Society of Petroleum Engineers. SPE/Petroleum Society of CIM 171100, 2014. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-171100-MS?id=conference-paper%2FSPE-171100-MS>

SALAGER, Jean-Louis. El mundo de los surfactantes. Venezuela: Universidad de los Andes, 1992. Disponible en internet: <http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S311A.pdf>

SANCHÉZ, Luis Enrique. Aspectos Geológicos de Protección Ambiental. UNESCO, Vol 1. 1995. Disponible en internet: <http://biblioteca.unmsm.edu.pe/redlieds/Recursos/archivos/MineriaDesarrolloSostenible/MedioAmbiente/cierre%20de%20minas.pdf>

SEPULVEDA, Jairo; MONTAÑA, William. Evaluación del Comportamiento de un Yacimiento de Crudo Pesado Mediante la Aplicación de la Técnica THAI “Toe To

Heel Air Injection”. Colombia: Universidad Surcolombiana, 2009. Disponible en internet: <file:///C:/Users/Usuario/Downloads/Dialnet-EvaluacionDelComportamientoDeUnYacimientoDeCrudoPe-5432199.pdf>

STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY. BP. 69th edition, 2020. Disponible en internet: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>

THERMAL IN-SITU FACILITIES. Revista Oil Sands. 2020. Disponible en internet: <https://www.oilsandsmagazine.com/projects/thermal-in-situ>

TRIGOS, E. M; AVILA, R. D; LOZANO, M. E; JIMENEZ, A. M; OSORIO, C. A. Strategies to Increase Production in a Colombian Heavy Oil Field with Cyclic Steam Stimulation. Peru: Society of Petroleum Engineers. SPE/Petroleum Society of CIM 181198, 2016. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-181198-MS?id=conference-paper%2FSPE-181198-MS>

Yacimientos de petróleo pesado. Oilfield Review. 2002. Disponible en internet: http://www.oilproduction.net/files/petroleos_pesados.pdf

YEE, C. T; STROICH, A. Flue Gas Injection into a Mature SAGD Steam Chamber at the Dover Project (Formerly UTF). Canada: Petroleum Society of Canada, 2004. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org/download/journal-paper/PETSOC-04-01-06?id=journal-paper%2FPETSOC-04-01-06>

YILDIRIM, Y; KOK, M. V; AKIN, S. Application of Vapor Extraction (VAPEX) process on Carbonate Reservoirs. Turquía: Department of Petroleum and Natural Gas Engineering, Middle East Technical University, 2009.