

**ESTUDIO DE LAS POSIBLES SOLUCIONES PARA MITIGAR LOS
IMPACTOS AMBIENTALES GENERADOS POR LA EXPLOTACIÓN DE ARENAS
BITUMINOSAS, EN ATHABASCA, CANADÁ**

PAULA NATALIA BAQUERO CASTRO

**PROYECTO INTEGRAL DE GRADO PARA OPTAR AL TÍTULO DE ESPECIALISTA
EN GESTIÓN AMBIENTAL**

ORIENTADOR

**HARVEY ANDRÉS MILQUEZ SANABRIA
MSC. INGENIERÍA – INGENIERÍA QUÍMICA
PHD CIENCIAS. ENERGÍAS RENOVABLES**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
ESPECIALIZACIÓN EN GESTIÓN AMBIENTAL
BOGOTÁ. D.C.**

2022

NOTA DE ACEPTACIÓN

Nombre del director

Firma del Director

Nombre

Firma del presidente Jurado

Nombre

Firma del presidente Jurado

Nombre

Firma del presidente Jurado

Bogotá, D.C. marzo de 2022

DIRECTIVOS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. Mario Posada García-Peña

Consejero Institucional

Dr. Luis Jaime Posada García-Peña

Vicerrectora de Académica y de Investigaciones

Dra. Alexandra Mejía Guzmán

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. Ricardo Alfonso Peñaranda Castro

Secretario General

Dr. José Luis Macías Rodríguez

Decana de la Facultad

Dra. Naliny Guerra Prieto

Directora del Programa

Dra. Nubia Liliana Becerra Ospina

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente al autor.

TABLA DE CONTENIDO

	pág
RESUMEN	7
INTRODUCCIÓN	8
OBJETIVOS	10
1. CAPITULO I. METODOLOGÍA	11
1.1. Periodo histórico	11
2. CAPITULO II. ARENAS BITUMINOSAS	13
2.1. Generalidades de la explotación de arenas bituminosas	13
2.2. Métodos de explotación	14
2.2.1. <i>Explotación in situ.</i>	15
2.2.2. <i>Explotación a cielo abierto</i>	18
2.3. Historia de la producción de arenas petrolíferas canadienses	20
2.4. Arenas bituminosas en Canadá	21
3. CAPITULO III. IMPACTOS AMBIENTALES CAUSADOS POR LA EXPLOTACIÓN DE ARENAS BITUMINOSAS EN ATHABASCA	24
3.1. Contaminación atmosférica causada por esta explotación en Athabasca	25
3.2. Legislación con respecto a las emisiones de gases de efecto invernadero en Canadá	27
3.2.1. Requisitos de notificación de las emisiones de gases de efecto invernadero	28
4. CAPITULO IV. POSIBLES SOLUCIONES PARA MITIGAR LA CONTAMINACIÓN ATMOSFÉRICA ORIGINADA POR LA EXPLOTACIÓN DE ARENAS BITUMINOSAS	30
4.1. Tecnologías útiles para el tratamiento de las emisiones	30
4.1.1. <i>Descarbonización de gas natural combinada con oxidación</i>	30
4.1.2. <i>Cogeneración</i>	31
4.1.3. <i>Tecnología de adsorción de sólidos</i>	32
4.2. Integración de energías renovables en las etapas de producción	34
4.3. Objetivos de desarrollo sostenible que son alcanzables con las soluciones planteadas	34
6. CONCLUSIONES	37
BIBLIOGRAFÍA	38

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Relación de documentos versus años de publicación (2010-2021)	11
Figura 2. Arenas bituminosas	13
Figura 3. Extracción In- Situ vs Extracción a cielo abierto	14
Figura 4. Método de extracción In-Situ.	15
Figura 5. Estimulación cíclica de vapor.	17
Figura 6. Drenaje gravitacional asistido por vapor.	18
Figura 7. Arenas bituminosas a cielo abierto.	19
Figura 8. Método de extracción a cielo abierto.	20
Figura 9. Ubicación de las arenas bituminosas en Alberta y su respectivo °API	22
Figura 10. Histórico de producción de crudo en Canadá	25
Figura 11. Emisiones generadas por las arenas petrolíferas de Alberta entre el año 2011-2018	29
Figura 12. Planta de oxicombustión	31
Figura 13. Proyecto gramofon	33
Figura 14. Consumo de petróleo en Canadá en barriles por día	36

RESUMEN

Canadá cuenta con la mayoría de las reservas mundiales de yacimientos no convencionales de arenas petrolíferas, ubicadas principalmente en la provincia de Alberta. De acuerdo con la información recopilada fue posible comprender los métodos de producción que emplea esta industria y sus respectivos impactos ambientales. Se estudió específicamente la emisión de gases de efecto invernadero durante el proceso de explotación y producción de estas dos técnicas, una vez identificados los niveles de contaminación emitida a la atmosfera se procedió a buscar algunas soluciones planteadas por diferentes autores, al igual que metodologías y tecnologías que ha venido aplicando el gobierno canadiense con el fin de seguir los objetivos de desarrollo sostenible que siguen el marco de la agenda de 2030 de la ONU, como lo es, la captura y almacenamiento de dióxido de carbono, así como su tratamiento y aprovechamiento logrando optimizar el uso de recursos naturales.

Palabras claves: Arenas bituminosas, gases de efecto invernadero, Alberta

INTRODUCCIÓN

Con pleno conocimiento del grave problema ambiental que tiene el planeta y la necesidad, cada vez mayor, de la demanda de petróleo para la producción de energía, es importante plantear posibles soluciones a la problemática sin prescindir del crudo para la generación energética, la tecnología es la mejor herramienta para servir como apoyo en la búsqueda de nuevas estrategias y metodologías que ayuden a solucionar la problemática existente.

Los yacimientos de arenas bituminosas de Canadá están a cargo del sector privado, con importantes inversiones de empresas ubicadas en varios países tales como: Canadá, Estados Unidos, Europa y Asia (Hernández y Ali). Como resultado, los beneficios económicos del desarrollo de las arenas petrolíferas llegan a todo Canadá y al mundo, haciendo de este país una gran potencia petrolera, según la Asociación Canadiense de Productores de Petróleo (2022), para el 2022 se pronostica una inversión del 33% en gastos de capital en la industria de las arenas bituminosas es decir 11600 millones de dólares, a comparación con el año anterior, donde se invirtieron 8700 millones de dólares.

Teniendo en cuenta su planeación más reciente, a pesar del alto nivel de emisiones y su impacto en el cambio climático, la Agencia Internacional de Energía (2021) determina que «en los próximos 25 años la producción de arenas bituminosas en Canadá aumentará en aproximadamente 2.5 millones de barriles por día y las arenas bituminosas representarán la mayoría de este crecimiento». Esto quiere decir que su aumento será cada vez mayor y con muchos beneficios económicos para el país.

Sin embargo, cabe recalcar que este progreso debe ir de la mano con la búsqueda y consecución de nuevas tecnologías que permitan mitigar el impacto ambiental, teniendo en cuenta las normativas en relación con el cumplimiento de los 17 objetivos de desarrollo sostenible determinados por la Organización de las Naciones Unidas (ONU) que dentro de sus metas esta disminuir el aumento de la temperatura del planeta

causada por las emisiones de gases de efecto invernadero y así reducir los impactos en el calentamiento global.

En el desarrollo de este documento se describieron en primera instancia, las generalidades y los tipos de métodos de explotación de arenas bituminosas, así como las reservas canadienses de este tipo de yacimientos no convencionales, a continuación, se establecieron los diferentes impactos ambientales causados por la extracción, principalmente los atmosféricos, junto con la legislación canadiense que contempla éstos y finalmente se estudiaron algunas posibles soluciones planteadas por diferentes autores y cómo estas intervienen en el cumplimiento de ciertos objetivos de desarrollo sostenible, determinados por la Organización de las Naciones Unidas.

OBJETIVOS

Objetivo general

Identificar las posibles soluciones a los impactos ambientales, específicamente las emisiones de gases de efecto invernadero, generados en el proceso de extracción de arenas bituminosas en la ciudad de Athabasca en Canadá.

Objetivos específicos

- Analizar las problemáticas a nivel ambiental que originan la extracción de arenas bituminosas en la región de Athabasca.
- Recopilar los problemas y posibles soluciones de la contaminación atmosférica causada por este tipo de prácticas.
- Establecer la relación entre las soluciones encontradas y los impactos identificados con algunos de los objetivos de desarrollo sostenible planteados por la Organización de las Naciones Unidas.

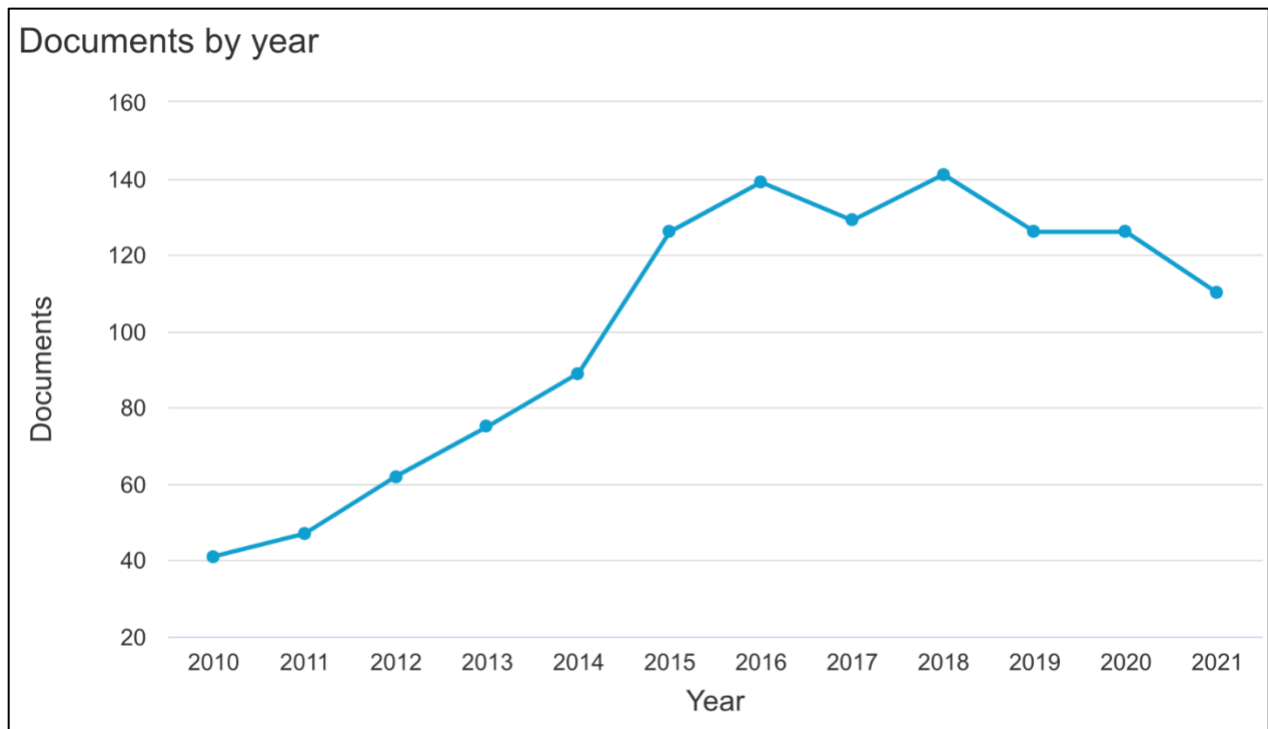
1. CAPITULO I. METODOLOGÍA

1.1.Periodo histórico

La búsqueda se delimitó en el periodo comprendido entre los años 2010-2021, usando como referencia la base de datos SCOPUS, analizando los resultados obtenidos en la búsqueda a partir de palabras claves, la mayor cantidad de documentos se encuentran en este periodo de tiempo, filtrando a partir de tesauros ("Tar Sands" AND "impacts") AND "Alberta". A partir de la figura 1, es posible observar que para el año 2014 la publicación de documentos relacionados con este tema aumento.

Figura 1.

Relación de documentos versus años de publicación (2010-2021)



Nota. La figura representa los documentos encontrados en la base de datos de SOPUS según el año entre el 2010 y 2022. Tomado de: SCOPUS. Analyse Search Results. Document by year (2020).

Se puede observar que la información documental relacionada con este tema, tuvo un pico alto en el 2016, pues para ese año se empezaron a hacer algunos ajustes, después de la crisis petrolera. En los últimos años, aunque las publicaciones han disminuido

respecto al 2015, se mantienen constantes, dada la importancia que ha tomado la investigación y mitigación de los impactos ambientales generado por la explotación de yacimientos no convencionales como las arenas petrolíferas canadienses.

2. CAPITULO II. ARENAS BITUMINOSAS

Las arenas bituminosas hacen parte de la clase de yacimientos no convencionales, por esta razón, es necesario dar una breve introducción sobre las condiciones que la mayoría de los no convencionales tienen, primero, el petróleo es más pesado y tiene mayor contenido de azufre, impurezas y carbono, además requiere de tratamientos térmicos dado que no se obtiene en estado puro, en segundo lugar, su proceso de extracción es de mayor envergadura. (González, 2015).

2.1. Generalidades de la explotación de arenas bituminosas

El concepto de arenas bituminosas, alude a las areniscas o arenas friables de cuarzo ilustradas en la figura 2, impregnadas con un betún viscoso y agua, dando una mezcla con esta propiedad. «Este es un material hidrocarburífero soluble en disulfuro de carbono y constituye la fracción de arena de alquitrán de la cual se pueden derivar combustibles líquidos, su composición varía aproximadamente en: arena 83%, betún 10-12%, agua 4% y arcilla 3%» (Speight, , 2016). Sin embargo, éste no puede ser recuperado mediante los métodos convencionales de extracción de crudo.

Figura 2.

Arenas bituminosas



Nota. La imagen ilustra el betún puro que a temperatura ambiente suele ser sólido. Tomado de: *Hexagon*. Soluciones para arenas bituminosas. <https://hexagonmining.com/es-mx/solutions-old/by-ore-type/oil-sands-metals>

Las arenas bituminosas se encuentran en varias partes del mundo, sin embargo, Canadá cuenta con las mayoría de reservas:

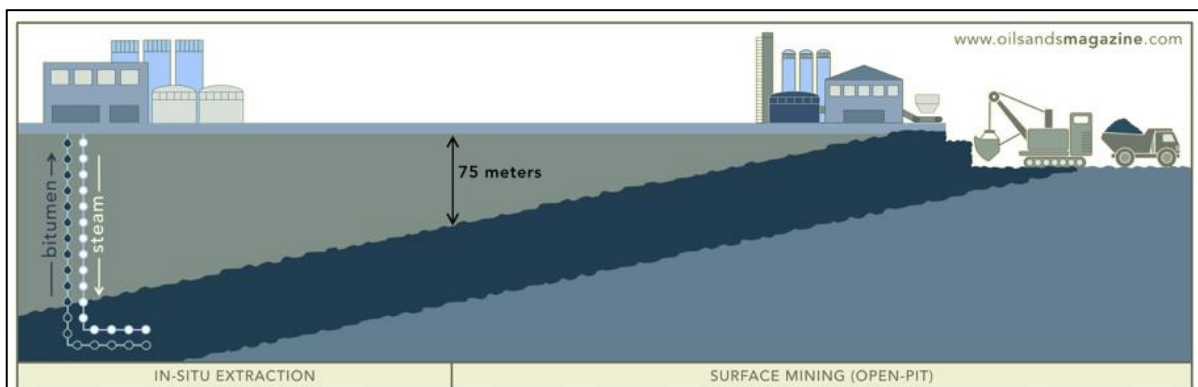
Los depósitos de arenas bituminosas se encuentran principalmente en Alberta, Canadá en las zonas de Athabasca, Wabasca, Cold Lake y Peace River, en Venezuela y en Arabia Saudita. Los yacimientos de menor tamaño están ubicados en Estados Unidos, en lugares como Utah, California, Nuevo México y Kentucky (Speight, , 2016).

2.2. Métodos de explotación

El método de explotación de estas arenas depende de la profundidad del depósito, esta varía entre 50 a 200 metros, la figura 3 muestra la diferencia que se da entre uno y otro método, el primero es a partir de minería a cielo abierto, que tiene lugar en el caso en el que el betumen esté relativamente cerca de la superficie de la tierra, el segundo es la extracción in situ, método que se utiliza en el caso de que el betún esté más profundo y sea imposible su extracción. (Alberta Energy, 2022)

Figura 3.

Extracción In- Situ vs Extracción a cielo abierto



Nota. En el lado izquierdo de la imagen se puede ver la extracción "IN SITU" y en el derecho la extracción a cielo abierto que se da a una profundidad menor a 75 metros. Tomado de: *Oil sands magazine*. Oil sands process overview. <https://www.oilsandsmagazine.com/technical/oilsands->

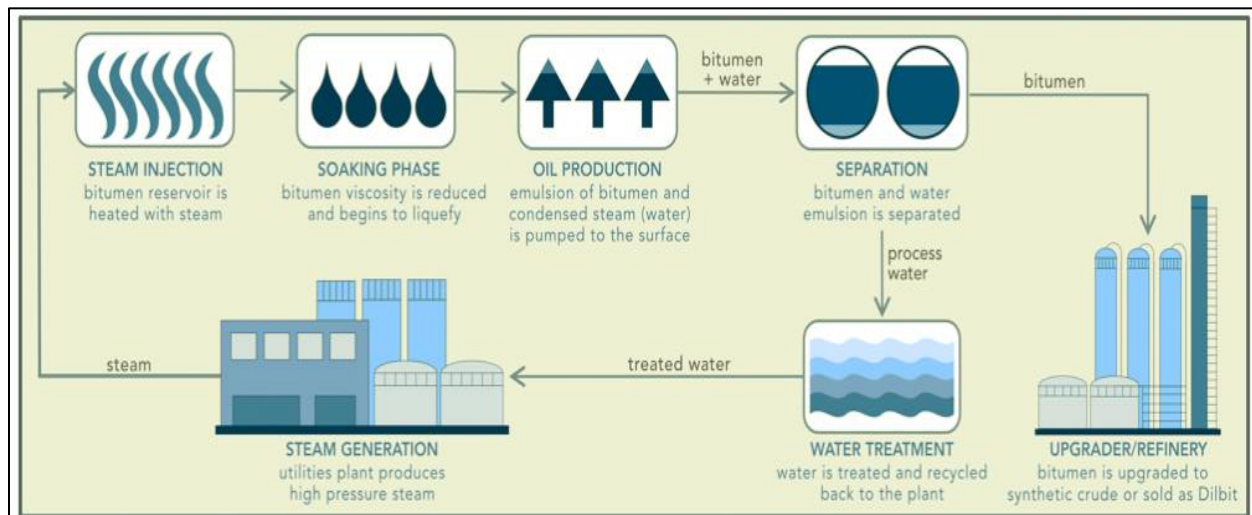
A continuación se mencionarán cada uno de los métodos de extracción para establecer sus diferencias y conocer las técnicas utilizadas en cada uno de ellos.

2.2.1. Explotación in situ.

La extracción in situ es el proceso de inyección de agua caliente a alta presión, en la figura 4 se muestra el proceso en el que se calienta la roca para que el betún salga a la superficie toda vez que al aumentar la temperatura, éste se licúa. La emulsión compuesta por betún y vapor condensado se bombea a la superficie y se envía a la planta de procesamiento central, para que se de la separación con el fin de eliminar el agua. El betún limpio se diluye y comercializa a una refinería o a un mejorador, de acuerdo con la calidad del mismo (Burger, 2008).

Figura 4.

Método de extracción In-Situ.



Nota. Diagrama de proceso de producción de arenas bituminosas a partir de la extracción "IN SITU". Tomado de: *Oil sands magazine*. Extracción de betún In Situ. <https://www.oilsandsmagazine.com/technical/in-situ>

En la tabla 1, se enumera las operaciones unitarias básicas que componen las instalaciones In Situ.

Tabla 1.

Operaciones unitarias en la extracción In Situ

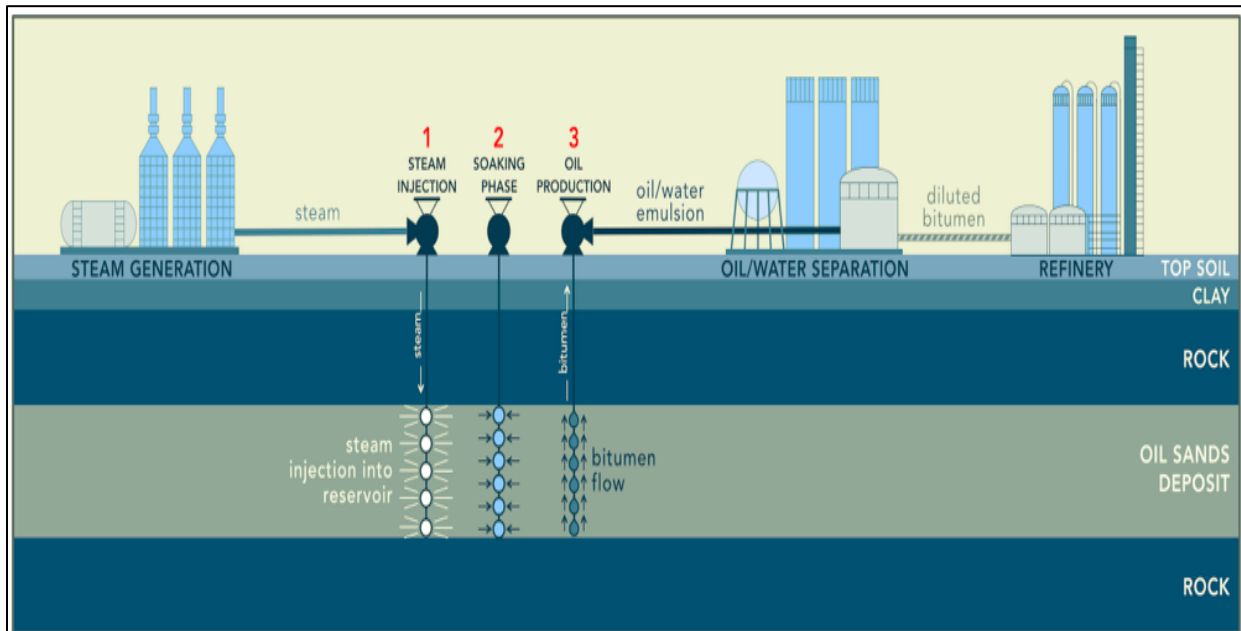
Operación	Característica
Pozos	Depósitos de arenas petrolíferas
Planta de generación de energía	Facilita la energía en todo el campo
Planta de generación de vapor	Distribuye el vapor a alta presión a cada pozo
Instalación de procesamiento central	Se da la separación de petróleo y agua
Planta de tratamiento de agua	El agua se limpia y se recircula al proceso
Instalación de almacenamiento	El crudo se diluye y se almacena

Nota. Esta tabla muestra cada operación que se da en el proceso de extracción In Situ. Tomado de: *Oil sands magazine*. Extracción de betún In Situ. <https://www.oilsandsmagazine.com/technical/in-situ>

Hay dos tipos de técnicas térmicas comunes in situ, la estimulación cíclica de vapor (CSS) por sus siglas en inglés, en donde su proceso se visibiliza en la figura 5, en la cual se inyecta vapor a alta presión en el reservorio con el objetivo de calentar el betún y reducir su viscosidad, este vapor se sigue inyectando en forma cíclica durante varias semanas, hasta saturar completamente el reservorio, luego se deja que el betún se empape durante varios días en el reservorio caliente y presurizado (Fusetti *et al.*, 2011). Una vez que éste se enfría, la fuerza motriz hace que el aceite viaje a la superficie diluyéndose con el condensado y posteriormente se vende directamente al mercado.

Figura 5.

Estimulación cíclica de vapor.

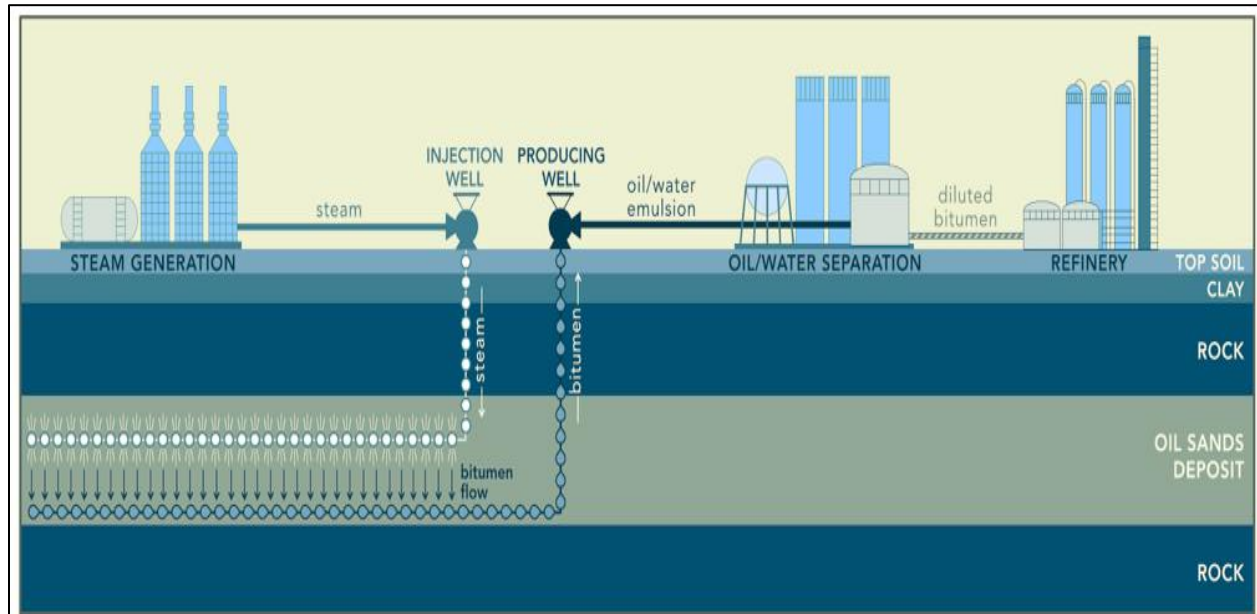


Nota. Figura del proceso de extracción por medio de estimulación cíclica de vapor. Tomado de: *Oil sands magazine*. Extracción de betún In Situ. <https://www.oilsandsmagazine.com/technical/in-situ>

El segundo método se observa en la figura 6, denominado drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD) por sus siglas en inglés. En este caso, se hace una perforación de dos pozos horizontales con una separación aproximada de 5 metros, uno encima del otro. La profundidad del pozo puede variar entre 150 a 400 metros y puede tener hasta 1.000 metros de largo, se inyecta vapor a alta presión en el pozo superior conocido como pozo de inyección, calentando el betún y haciéndolo fluir por gravedad hacia el pozo inferior conocido como pozo productor, el betún y la emulsión de vapor condensado contenidos en este pozo, se bombean a superficie y se envían a la planta de procesamiento (Oil Sands Magazine, 2020). De esta forma la producción es mucho más alta en comparación con la metodología anterior, aproximadamente un 60%.

Figura 6.

Drenaje gravitacional asistido por vapor.



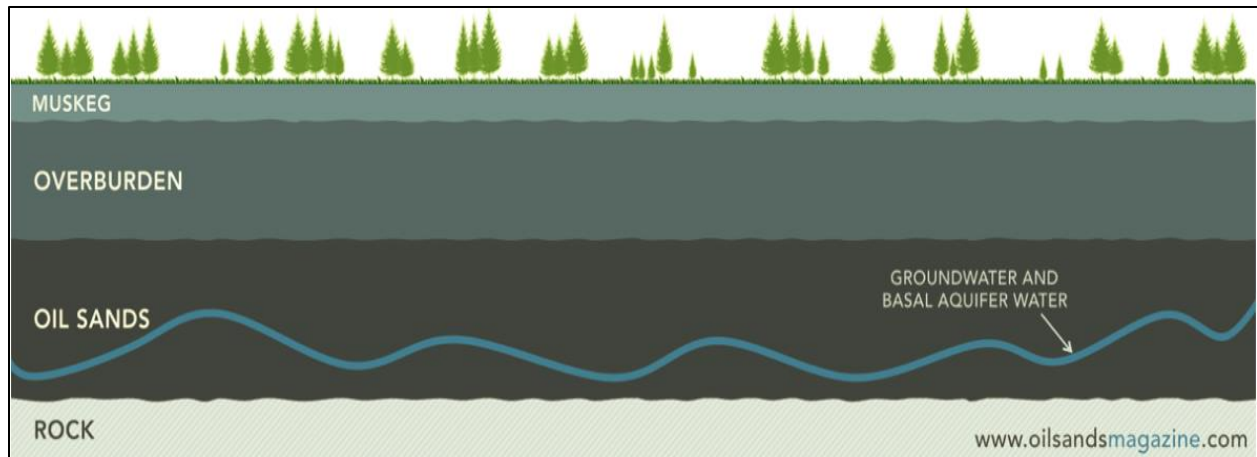
Nota. Diagrama del proceso de producción in situ por drenaje gravitacional asistido por vapor. Tomado de: *Oil sands magazine*. Extracción de betún In Situ. <https://www.oilsandsmagazine.com/technical/in-situ>

2.2.2. Explotación a cielo abierto

Antes de empezar cualquier proceso de explotación, es necesario despejar las instalaciones, esto significa quitar la vegetación de la superficie de la tierra, cuando los árboles son de gran tamaño, estos son cosechados y vendidos a empresas forestales, después de esto, se debe deshidratar la zona minera, bombeando permanentemente el agua subterránea de los acuíferos, manteniendo el nivel freático bajo, si este proceso no se hace, el suelo se desestabiliza y genera un peligro para los operadores y equipos de minería que trabajan en la zona, es por esto, que esta operación se realiza durante toda la vida de la mina. Posteriormente es necesario retirar la capa de sobrecarga, que está ubicada en la parte superior del depósito de las arenas petrolíferas y contiene arena, limo, arcilla, esquisto y una pequeña cantidad de betún (AER, 2021). En la figura 7 se puede observar las capas que componen un mina de arenas bituminosas.

Figura 7.

Arenas bituminosas a cielo abierto.



Nota. Capas de roca que ilustran la ubicación de las arenas bituminosas en el proceso de minería a cielo abierto. Tomado de: *Oil sands magazine*. Minería a cielo abierto. <https://www.oilsandsmagazine.com/technical/mining/surface-mining>

Las operaciones de extracción se realizan durante las 24 horas del día, los 7 días de la semana, las arenas petrolíferas se excavan del pozo de la mina usando palas hidráulicas o eléctricas, la carga usual es de aproximadamente 90 toneladas. Las arenas se transportan en camiones grandes y pesados a la planta de preparación de mineral, una carga típica de camión es de unas 350 a 400 toneladas, una vez los camiones descargan las arenas petrolíferas, el betún se separa de los sólidos y del agua dentro de las instalaciones de producción de betún, este proceso consta de tres pasos básicos: en primer lugar, se debe preparar el mineral que consiste en añadir agua caliente a las arenas bituminosas produciendo una lechada que posteriormente se bombeará a la planta de procesamiento. Para la separación de los sólidos gruesos, especialmente arena de sílice, el betún se separa por gravedad en una nave de separación primaria, obteniendo como resultado un producto intermedio de espuma de betún que contiene alrededor del 60% de éste, 30% de agua y 10% de sólidos finos. (CAPP, 2022)

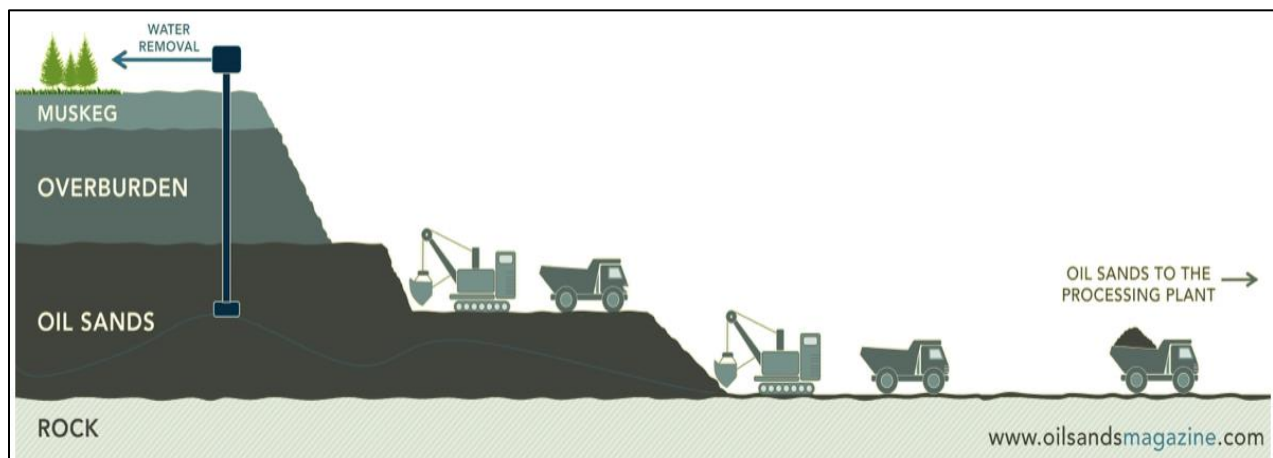
Finalmente, esta espuma se trata añadiéndole un disolvente o diluyente, reduciendo su viscosidad y así eliminando el agua restante y los sólidos finos del betún en una serie de unidades de separación por gravedad, dando como resultado un betún relativamente

limpio que contiene, al menos, un 98% de betún con cantidades residuales de sólidos finos y agua, que aún debe ser tratado, en algunas ocasiones, se puede obtener un betún muy limpio (mayor al 99,8%) el cual se vende directamente a las refinerías, estos residuos son almacenados en estanques de colas que actúan como una cuenca de decantación, una vez los sólidos se han asentado, alrededor del 80 al 90% del agua clarificada se recicla en la planta de procesamiento y los sólidos de los estanques son reprocesados con el objeto de que la tierra recupere su paisaje (Giove, 2021).

El producto final es almacenado en un tanque, en ocasiones se requiere algún tipo de diluyente para reducir la viscosidad del betún y así mejorar su almacenamiento a largo plazo y el transporte del mismo. Según la calidad de éste, el producto se transforma en petróleo crudo sintético y se vende directamente al mercado para ser refinado. En la figura 8, se evidencia el proceso de producción a cielo abierto de estas arenas.

Figura 8.

Método de extracción a cielo abierto.



Nota. La figura representa el proceso de extracción de arenas bituminosas por el método a cielo abierto. Tomado de: *Oil sands magazine.* Minería a cielo abierto. <https://www.oilsandsmagazine.com/technical/mining/surface-mining>

2.3. Historia de la producción de arenas petrolíferas canadienses

La historia del bitumen en Canadá se remonta a épocas antiquísimas, según Simpson (2019), fue descubierto por un habitante de la zona que pertenecía a la comunidad Dene,

quien habló sobre una brea que corría a las orillas del río de la bahía de Hudson. El betún era conocido y usado mucho antes de que se tuviese un proceso de extracción. Los pueblos indígenas Cree y Dene lo usaban para remendar sus canoas y, es en 1715 cuando se introdujo por primera vez a los comerciantes europeos llegando a ser considerado un recurso de gran importancia económica y política.

Fue en 1875 que el primer científico John Macoun llegó a la región de Athabasca y se interesó mucho en las arenas de alquitrán, haciendo una investigación de carácter geológico de los depósitos de éstas y para el año 1884 el Dr. Robert Bell, siguiendo a Macoun, mostró su interés señalando que el petróleo y el asfalto eran sustancias muy importantes porque representaban un potencial económico para la región. Posteriormente en 1890, el científico Richard McConnell proporcionó detalles sobre la estratigrafía de las arenas bituminosas, todos estos científicos hacían parte del (SGC) Structural Genomics Consortium, un instituto de investigación ubicado en Toronto y junto con el Comité del Senado se empezó a investigar la rentabilidad del comercio de los recursos de la cuenca McKenzie, el Senador John Schultz publica el informe final afirmando la existencia del campo de petróleo más extenso en América y posiblemente en el mundo y anticipa la gran rentabilidad económica que se tendrá en el futuro gracias a la explotación de este campo. (Simpson, 2019)

Desde 1980, la producción energética canadiense se empezó a duplicar debido a su rápido desarrollo en las reservas probadas de arenas bituminosas ubicadas en la provincia de Alberta y es en 2010 cuando alcanza una producción mayor al millón de barriles diarios de crudo, haciendo a Canadá parte de los mercados mundiales más importantes de petróleo con los mayores depósitos de arenas petrolíferas del mundo (Alberta, 2022).

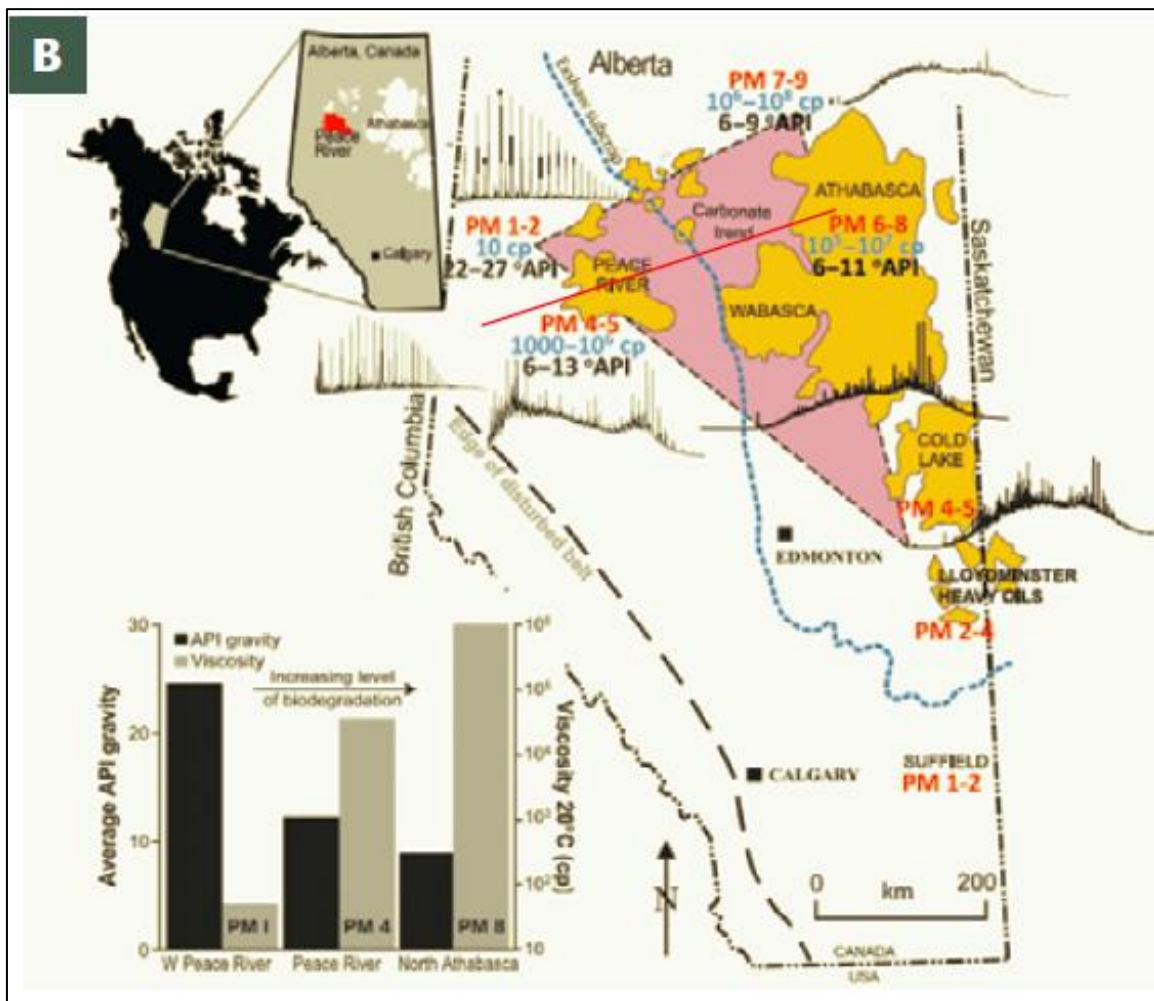
2.4. Arenas bituminosas en Canadá

Las arenas bituminosas de Alberta tienen el 10% de las reservas mundiales de petróleo, se estima que estos reservorios cuentan con casi 2 billones de barriles de crudo, pero

menos del 10%, aproximadamente, 165 mil millones de barriles pueden ser recuperados con la tecnología actual. Asimismo, más del 96% de las reservas totales de Canadá son arenas bituminosas. El betún se distribuye en areniscas de cretácico inferior y depósitos subyacentes de carbonatos de la cuenca sedimentaria del oeste de Canadá. (Oil Sands Magazine, 2020)

Figura 9.

Ubicación de las arenas bituminosas en Alberta y su respectivo °API



Nota. En la figura, se observa la ubicación geográfica de las arenas bituminosas en Alberta, Canadá y su peso en °API. Tomado de: *Oil Sands and Heavy Oil. Origin and Exploitation.*

Un clásico reservorio de arenas petrolíferas de Alberta cuenta con alrededor de un 10% de betún, 5% de agua y 85% de sólidos, en su mayoría en forma de sílice gruesa. El 20%

de las reservas están lo suficientemente cerca de la superficie para ser extraídas por el método de extracción a cielo abierto, su profundidad de corte es técnicamente de 70 a 75 metros por debajo de la superficie y todas las minas están ubicadas dentro de la cuenca de Athabasca (NASA , 2016), justo al norte de Fort McMurray. El resto de las reservas están mucho más profundas y por lo tanto, solo pueden ser extraídas por el método de extracción in situ (Speight J. G. 2009)

3. CAPITULO III. IMPACTOS AMBIENTALES CAUSADOS POR LA EXPLOTACIÓN DE ARENAS BITUMINOSAS EN ATHABASCA

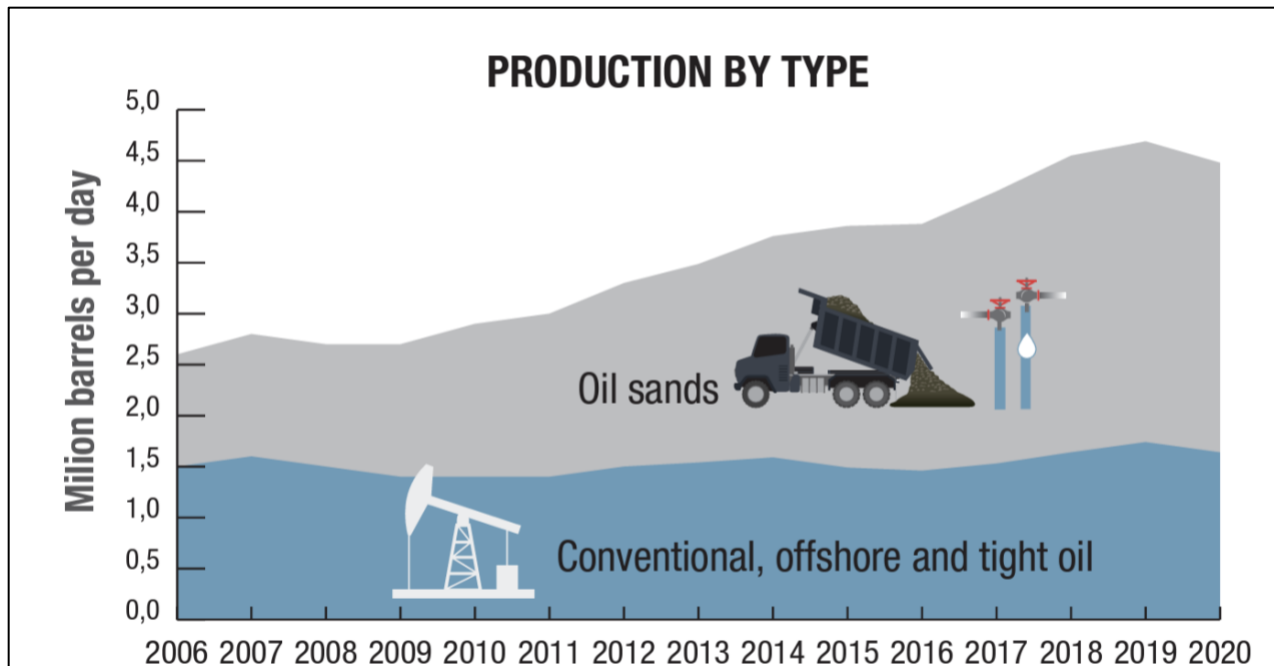
Para la extracción de este tipo de recurso no convencional, es necesario separar el bitumen de la roca, con el fin de poder refinarlo y finalmente convertirlo en petróleo, pero este método implica un procedimiento industrial que es altamente contaminante. Para empezar, una de las formas de extracción de este, es a cielo abierto, lo cual conlleva a una deforestación de los bosques y un alto consumo de agua, pues para poder separarlo es necesario usar de 2 a 4,5 barriles de agua por cada barril de petróleo. (González, 2015). Adicionalmente, se emplean productos químicos no usados en los métodos convencionales.

Así mismo, los dos métodos de extracción requieren grandes cantidades de agua que, algunas veces son tomadas de ríos y acuíferos cercanos, recurso natural valioso que, una vez usado, se contaminará y su tratamiento de purificación es complicado y costoso generando un problema de disposición de aguas y de contaminación del entorno donde se verterán, estas cantidades de residuos sólidos y líquidos se almacenan en embalses que corren el riesgo de filtrarse a través del sistema al agua del suelo y de la superficie (Baker & Westman, 2018).

Cabe resaltar que la producción de Petróleo en Canadá es tan grande que, si la provincia de Alberta fuese un país, sería la quinta nación dentro del ranking de los países con mayor producción de petróleo, generando cerca de 4 millones de barriles por día en el año 2019, de los cuales 2,95 millones de barriles corresponden al petróleo extraído de las arenas bituminosas, esta producción puede verse en la figura 10, de acuerdo con el informe sobre los datos de crudo, suministrado por el gobierno canadiense (Government of Canada , 2020).

Figura 10.

Histórico de producción de crudo en Canadá



Nota. La figura representa la producción de crudo canadiense en millones de barriles por día según el tipo de reservorio en los últimos años. Tomado de: *Gobierno de Canadá*. <https://www.nrcan.gc.ca/science-and-data/data-and-analysis/energy-data-and-analysis/energy-facts/20061>

En la figura 10 es posible observar como la producción canadiense de crudo ha aumentado con los años, principalmente la de los yacimientos no convencionales de arenas bituminosas, los avances en tecnología e innovación han permitido que la exploración y explotación de estos depósitos aumenten.

3.1. Contaminación atmosférica causada por esta explotación en Athabasca

Existe una gran contradicción y paradoja frente a la situación ambiental en Canadá. Por un lado, el gobierno del primer ministro Trudeau expresa su preocupación puesto que estudios especializados afirman que Canadá se está calentando dos veces más rápido que el resto del mundo, pero a la vez, está buscando aumentar sus exportaciones de petróleo con el proyecto Trans Mountain que consiste en expandir el oleoducto que comunica Alberta con Columbia Británica, con el fin de abrir nuevos mercados en el Pacífico (Leahy, 2019).

Las emisiones de aire causadas por la producción de estas arenas, según informes del gobierno canadiense (2020) indican que:

Se emiten alrededor de 60 megatoneladas de gases de efecto invernadero (GEI) por año, lo que representa el 8,5% de las emisiones totales de Canadá y el 0,13% de las emisiones mundiales de GEI. Alrededor del 80% de los gases de efecto invernadero contenidos en un barril de petróleo son emitidos por el usuario final durante la combustión; la extracción, mejora y refinamiento del betún representa el 20% restante (2020).

Teniendo en cuenta estos indicadores, existe una alta incidencia en el cambio climático dadas las altas emisiones señaladas por el gobierno canadiense.

Adicionalmente, cuando la extracción es a cielo abierto es necesario deforestar, causando un aumento en las emisiones de carbono, dado que los bosques son reguladores del dióxido de carbono y proporcionan oxígeno, al cortarlos se da una pérdida de flora y fauna e incrementa el calentamiento global del planeta. Según una publicación de la revista de arenas petrolíferas (2020), «de los 3.200.000 kilómetros cuadrados de bosque boreal, la zona de explotación de las arenas bituminosas ocupa 760». Además, el transporte del betún desde la mina hasta la planta de procesamiento requiere el uso de una flota de vehículos de minería que suelen funcionar con diésel, esta actividad se lleva a cabo todos los días sin descanso alguno, aumentando las emisiones.

Siendo así, todo el proceso que abarca la extracción de crudo derivado por rocas bituminosas, comparándolo con el método convencional, representa un 23% extra de emisiones de gases de efecto invernadero según lo indico la entidad reguladora de energía de Alberta, Así mismo un reporte de Greenpeace internacional menciona que las arenas bituminosas están registradas como la quinta amenaza climática a nivel mundial.

3.2. Legislación con respecto a las emisiones de gases de efecto invernadero en Canadá

En la actualidad, en Canadá existen leyes que rigen y controlan lo relacionado con la atmosfera.

Los gobiernos provinciales tienen facultades sobre la calidad del aire en virtud de sus poderes constitucionales para controlar los recursos naturales, regular aspectos relacionados con los bienes y los derechos civiles dentro de cada provincia, establecer y controlar las instituciones municipales que pueden regular la calidad del aire a través de poderes delegados por la provincia, así como sobre todos los aspectos de naturaleza local o privada dentro de la misma (Parliament of Canada , 2020).

En el caso de la provincia de Alberta, esta cuenta con la facultad de regular la contaminación atmosférica, siguiendo leyes federales y haciendo seguimiento de las emisiones de fuentes móviles y fijas, es decir, en el caso de las arenas petrolíferas, la provincia es la encargada de hacer un monitoreo de los niveles de contaminación del aire.

El Ministerio de Medio Ambiente y Cambio Climático para el año 2020, presentó la ley de responsabilidad climática para que Canadá se comprometiese formalmente con su objetivo de lograr emisiones netas de GEI para el año 2050. La ley C-12 (Ley Canadiense de Responsabilidad de Emisiones Netas Cero) la cual:

Codifica el compromiso del gobierno de Canadá de lograr emisiones netas cero para 2050 mediante el establecimiento de objetivos nacionales de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en intervalos de cinco años a partir de 2030. También crea un régimen detallado de rendición de cuentas y transparencia para garantizar que planifiquemos metódicamente , informar y corregir el rumbo en nuestro camino hacia el cero neto (Government of Canada , 2021).

Para lograr lo anterior, el Ministerio debe establecer planes de reducción de emisiones y presentar informes de progreso al Parlamento, el proyecto de ley C-12 también crearía un órgano consultivo para asesorar, entre otras cosas, sobre las medidas y estrategias sectoriales para alcanzar las emisiones netas cero en 2050. El Ministro de Finanzas también tendría que elaborar un informe anual sobre las principales medidas que la administración pública federal ha adoptado para gestionar sus riesgos y oportunidades financieras relacionadas con el cambio climático. (CELA, 2020)

Por medio de esta legislación, la industria petrolera se ve en la obligación de aplicar tecnologías limpias e innovadoras que regulen las emisiones causadas por la producción de arenas petrolíferas, haciendo un seguimiento continuo de la contaminación atmosférica y cumpliendo con los objetivos para el 2030 siguiendo con el Acuerdo de París en el marco de la convención de las Naciones Unidas para el Cambio Climático.

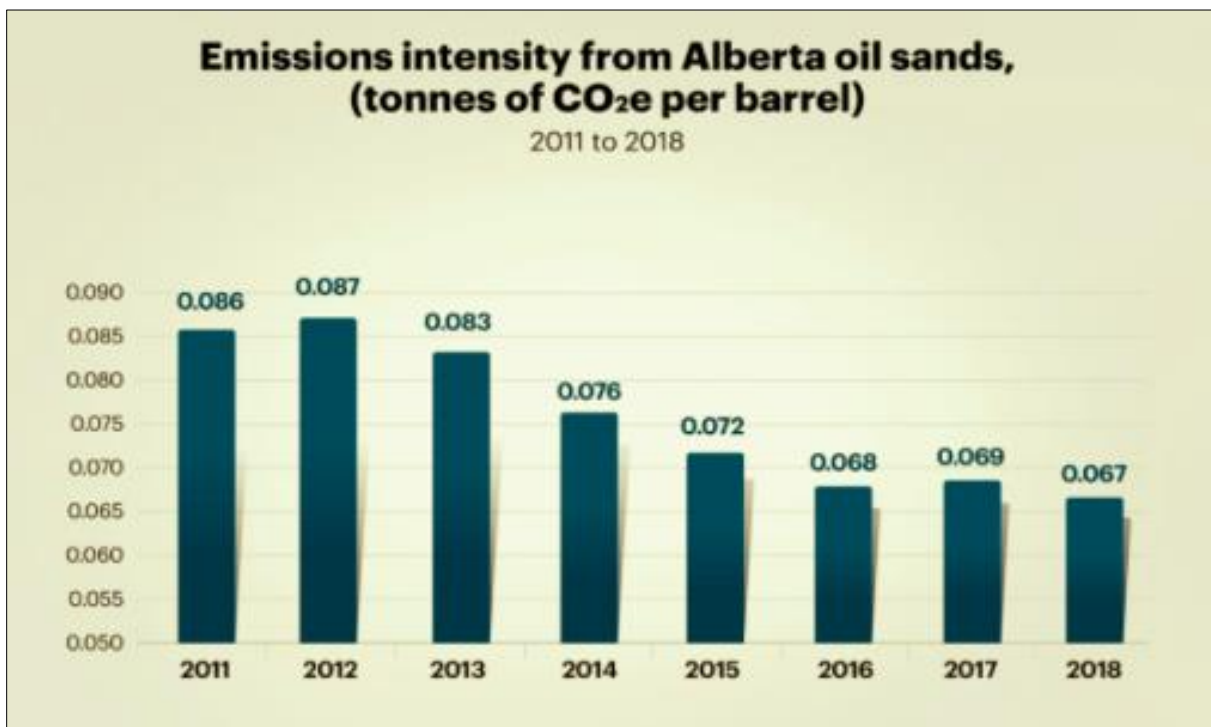
3.2.1.Requisitos de notificación de las emisiones de gases de efecto invernadero

Así mismo, desde 1999 el Ministerio de Medio Ambiente y Cambio Climático canadiense a través de la Ley Canadiense de Protección Ambiental (CEPA) exige a emisores «que informen anualmente sobre las emisiones de GEI. Además, todas las instalaciones dedicadas a la captura, el transporte y el almacenamiento de carbono (CCTS) deben presentar un informe sobre sus actividades de CCTS, independientemente de sus emisiones anuales de GEI» (Government of Canada , 2000).

Por indicaciones del programa federal de notificación de gases de efecto invernadero, la industria de las arenas petrolíferas de Alberta deberá presentar un informe de emisiones, dado que emiten 10.000 toneladas o más al año de GEI, en unidades equivalentes de CO₂. En la figura 11 es posible evidenciar las emisiones generadas durante el 2011-2018 en toneladas de CO₂ por barril. Si la producción diaria es de 2.95 millones de barriles, se estarían hablando de más de 100000 toneladas de emisiones para el 2018.

Figura 11.

Emisiones generadas por las arenas petrolíferas de Alberta entre el año 2011-2018



Nota. La gráfica representa las emisiones generadas por la industria de arenas petrolíferas en Alberta en un periodo de 8 años. Tomado de: *Centro Canadiense de Energía*. <https://www.canadianenergycentre.ca/evaluating-the-canadian-oil-and-gas-sectors-ghg-emissions-intensity-record/>

Sin embargo, según la gráfica anterior, las emisiones han disminuido desde el año 2014, con la necesidad de tener una producción más limpia, teniendo en cuenta la huella de carbono de la industria.

4. CAPITULO IV. POSIBLES SOLUCIONES PARA MITIGAR LA CONTAMINACIÓN ATMOSFÉRICA ORIGINADA POR LA EXPLOTACIÓN DE ARENAS BITUMINOSAS

El uso de tecnología e innovación ha permitido que la huella de carbono generada por la explotación de las arenas bituminosas disminuya. A través de inversiones de millones de dólares, el gobierno canadiense está apoyando la investigación de estas soluciones ambientalmente amigables, como tecnologías que aplican economía circular, captura y reutilización de emisiones, tecnologías limpias y el uso de energías renovables en las etapas de producción del bitumen.

4.1. Tecnologías útiles para el tratamiento de las emisiones

Para mitigar el impacto de las emisiones de gases de efecto invernadero se están llevando a cabo investigaciones que abarquen procesos de captura, purificación y reutilización de las emisiones, optimizando las etapas de producción, la rentabilidad y el consumo de vapor en el caso de la explotación In-Situ. Según el fondo de Reducción de Emisiones canadiense (2021), existen dos proyectos actualmente en Alberta que implican la captura del dióxido de carbono producido por la planta de procesamiento, comprimiéndolo e inyectándolo en el subsuelo profundo, aproximadamente se retiran 28 millones de toneladas de CO₂. A continuación se explicará con mayor detalle algunas de estas investigaciones.

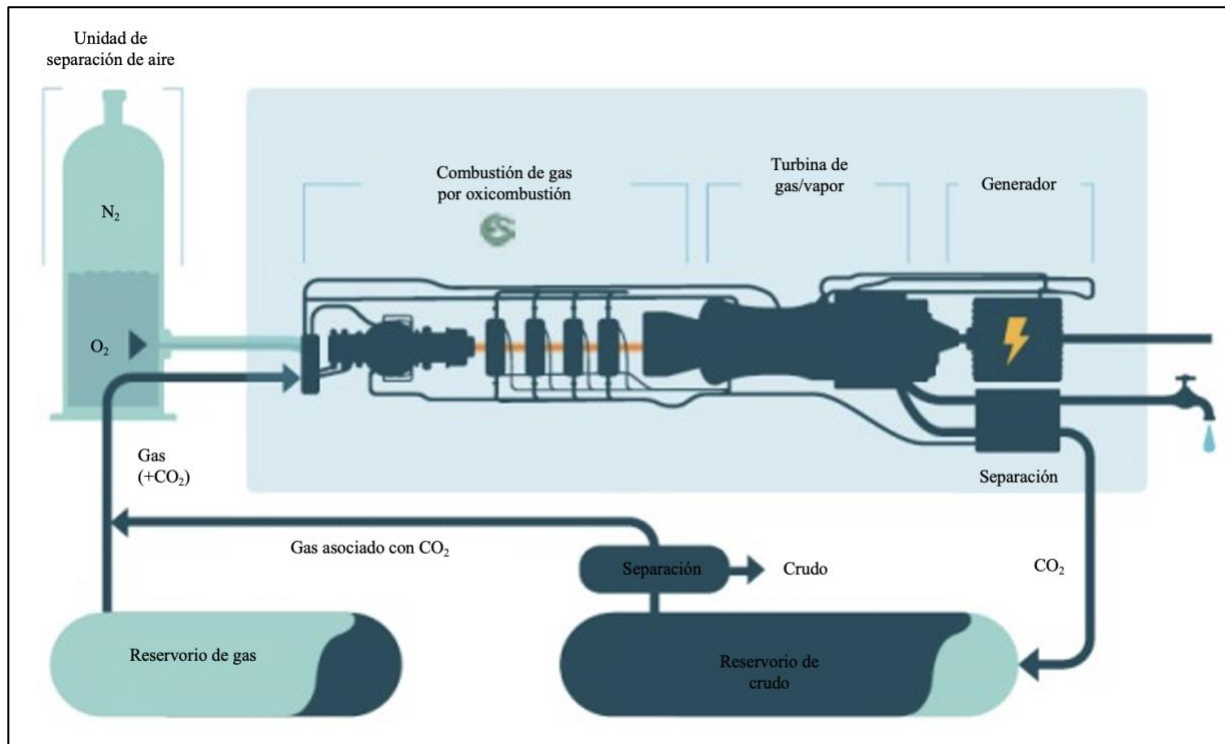
4.1.1. Descarbonización de gas natural combinada con oxidación

Con el fin de lograr una reducción de emisiones de carbono y hacer más eficiente el proceso de extracción de betún a través del método In Situ, Nduagu y Gates (2016) plantean el uso de tecnologías de descarbonización del gas natural, antes de la combustión, con el propósito de eliminar carbono sólido, disminuyendo así la necesidad de capturar y almacenar CO₂, como resultado se obtiene hidrógeno el cual puede ser reutilizado para la producción de vapor. Sin embargo este método requiere de elevadas temperaturas y por ello es necesario combinarlo con oxidación.

La oxicomcombustión es una alternativa que permite capturar dióxido de carbono a través de la combustión de las emisiones producidas por la extracción de las arenas bituminosas con oxígeno puro, separándolas y eliminando el nitrógeno, con el fin de evitar las emisiones de óxidos de nitrógeno y logrando producir CO₂ puro que podrá ser utilizado nuevamente en el proceso de extracción, como se observa en la figura 12 (Gallo, *et al.*, 2020).

Figura 12.

Planta de oxicomcombustión



Nota. En la figura, se observa el prototipo de una planta de oxicomcombustión. Tomado de: *Ciencia, tecnología y futuro ECOPEPETROL. CO₂ EOR with In-Situ CO₂ capture, a Neuquina basin oxycombustion case study.* <https://doi.org/10.29047/01225383.250>

4.1.2. Cogeneración

Este método permite altos índices de ahorro de energía, debido al aprovechamiento simultáneo de la electricidad. Linzán (2011) define los sistemas de cogeneración como

«sistemas de producción conjunta de electricidad y de energía térmica útil partiendo de un único combustible». Permitiendo así un beneficio económico ya que no requiere de mayor consumo de combustible logrando disminuir las emisiones de CO₂.

En el sector de Fort McMurray de Athabasca, se ha implementado desde el 2012 este método de ahorro energético, pero para el 2029 pretenden aumentar la capacidad de cogeneración aproximadamente a 2500 MW a partir de un modelo de simulación conocido como EnergyPLAN, el cual permite simular la producción de electricidad y calor en el área de explotación de las arenas bituminosas (Ouellette, *et al.*, 2014, p 16).

EnergyPLAN, como explican Lund y Thellufsen (2019, p 17) «realiza un análisis del escenario del sistema de energía durante un año. Utilizando horarios, la oferta y la demanda de energía y se equilibran respecto a la estrategia de optimización y de reducción» siendo así, a partir de este modelo fue posible analizar escenarios del aprovechamiento de calor generado por las emisiones de dióxido de carbono de la industria de arenas petrolíferas en Athabasca, con el fin de producir electricidad, ahorrando combustible.

4.1.3. Tecnología de adsorción de sólidos

Esta tecnología utilizada como método para capturar dióxido de carbono de los gases de combustión, inicia con un proceso de separación del CO₂ del nitrógeno contenido en el y capturando el dióxido a partir del uso de absorbentes sólidos basados en nanotecnología, este concepto innovador desarrollado por la empresa canadiense Svante Inc, en tan solo 60 segundos, es posible capturar, concentrar y liberar el CO₂ (Zamor et al, 2021).

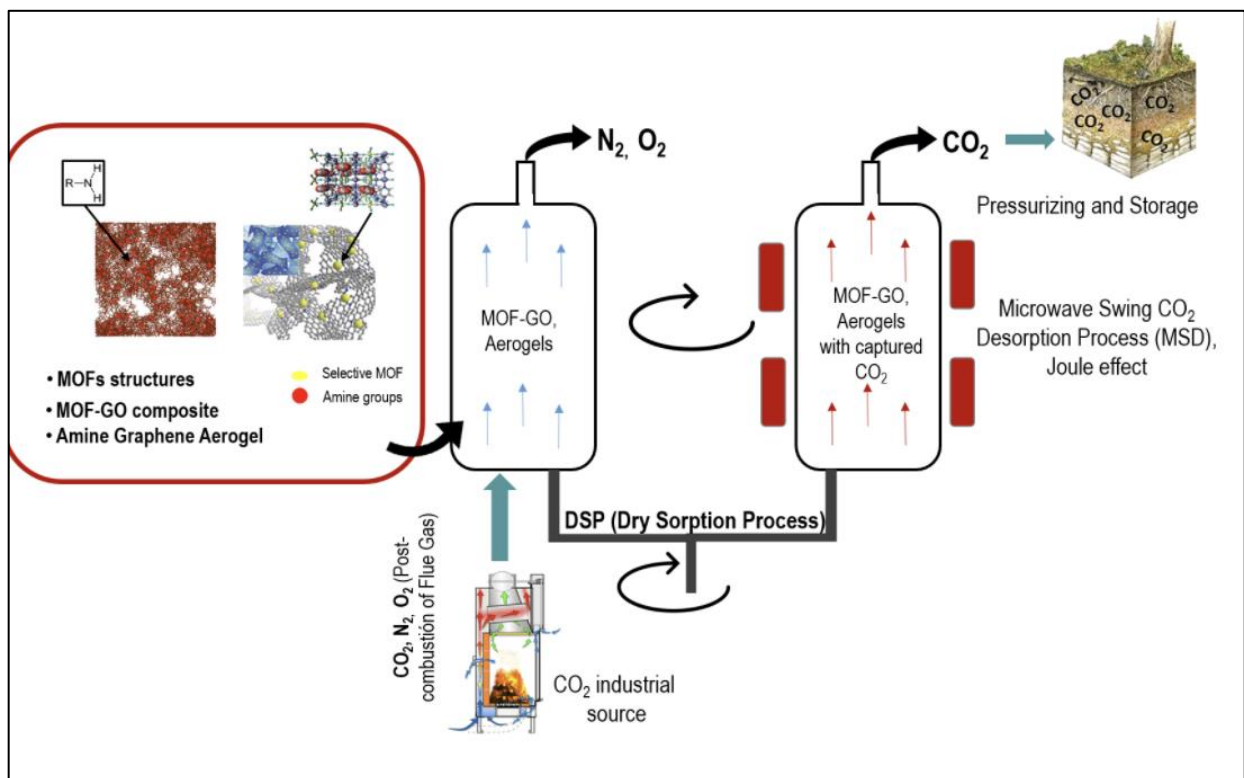
Según la empresa desarrolladora Svante Inc (2021), «La tecnología de captura de carbono consta de una arquitectura patentada de laminado adsorbente estructurado, con un proceso cíclico y un contactor mecánico giratorio para capturar, liberar y regenerar el adsorbente en una sola unidad». Siendo así, gracias a este proceso innovador, es

posible la captura y aprovechamiento de las emisiones, sin el uso de químicos y con un gasto mínimo de energía.

Así mismo, la Comisión Europea esta patentando la idea de tecnologías de captura y almacenamiento de carbono (CAC), a través del proyecto GRAMOFON que busca reducir en un 90% a 95% las emisiones aplicando tecnologías de bajo costo y energéticamente eficientes, a partir de adsorbentes solidos porosos como estructuras metalorgánicas y óxido de grafeno como se ve en la figura 13, donde el proceso de desorción se hace por medio de microondas con el fin de reducir el consumo energético (Gramofon, 2020).

Figura 13.

Proyecto gramofon



Nota. En la figura, se detalla el proceso de captura de dióxido de carbono a partir de adsorbentes solidos porosos como marcos organometálicos para separar el CO₂ de nitrógeno y oxígeno y así poder capturarlo y almacenarlo. Tomado de: *Gramofon Project* (2020). The problem, the end and the opportunity. <https://gramofonproject.eu/>

4.2. Integración de energías renovables en las etapas de producción

La industria petrolera en búsqueda de la sostenibilidad por la disminución de las reservas a nivel mundial y por el efecto del cambio climático, se han visto en la necesidad de optar por una transición energética, donde la combinación de tecnologías renovables y la explotación de yacimientos no convencionales son protagonistas, siendo así, Canadá esta haciendo parte de esta transformación con el uso de energía renovable en las arenas petrolíferas del país (Canada Energy Regulator, 2020).

4.3. Objetivos de desarrollo sostenible que son alcanzables con las soluciones planteadas

El aumento de la concentración de gases de efecto invernadero en la atmosfera causado principalmente por la quema y extracción de combustibles fósiles en el caso de estos yacimientos no convencionales y el uso de bosques para usos industriales como lo es en la extracción a cielo abierto de las arenas petrolíferas, tiene un efecto importante en la temperatura de la tierra dado que se atrapa el calor en la atmósfera y hace que la temperatura global aumente originando un cambio drástico en el ecosistema (The Intergovernmental Panel on Climate Change, 2014).

El cambio climático, generado por este calentamiento global ha generado la búsqueda de soluciones que mitiguen la emisiones de gases de efecto invernadero, por ello, la Organización de las Naciones Unidas se vio en la necesidad de plantear objetivos de desarrollo sostenible, para que en el año 2030 las naciones logren tener una producción industrial y un consumo sostenible, regido en sus tres pilares, lo ecológico, lo social y lo económico.

Por ello, siguiendo con el marco de la agenda 2030 para el desarrollo sostenible, con el fin de cumplir con el objetivo 13: Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático, por medio de las tecnologías mencionadas anteriormente que mitigan las emisiones generadas por la industria de arenas petrolíferas, será posible alcanzarlo. La

organización de las Naciones Unidas, indica que este objetivo abarca dentro de sus metas, integrar las medidas relativas al cambio climático en las políticas, estrategias y planificación nacionales (ONU, 2020). Siguiendo eso, Canadá y la provincia de Alberta, a partir de las diferentes legislaciones planteadas, controlan el cumplimiento de la reducción de las emisiones de GEI.

Alberta, ha logrado una captura de estas emisiones, haciendo posible que disminuya el daño a la atmosfera, en búsqueda del cumplimiento de este objetivo. Por medio de un proyecto junto a Shell Canadá Energy, ha logrado capturar e inyectar hasta 1,08 millones de toneladas de CO₂ al año, el cual es capturado, transportado y almacenado dos kilómetros por debajo de la superficie terrestre. (Alberta, 2022)

Tabla 2.

Dióxido de carbono almacenado en millones de toneladas

Año	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Cantidades de inyección	0.371	1.11	1.138	1.066	1.128	0.941			

Nota. En la tabla, se registra el dióxido de carbono capturado y almacenado por año. Tomado de: *Government of Alberta (2020). Carbon capture, utilization and storage - funded projects and reports.* <https://www.alberta.ca/carbon-capture-utilization-and-storage-funded-projects-and-reports.aspx>

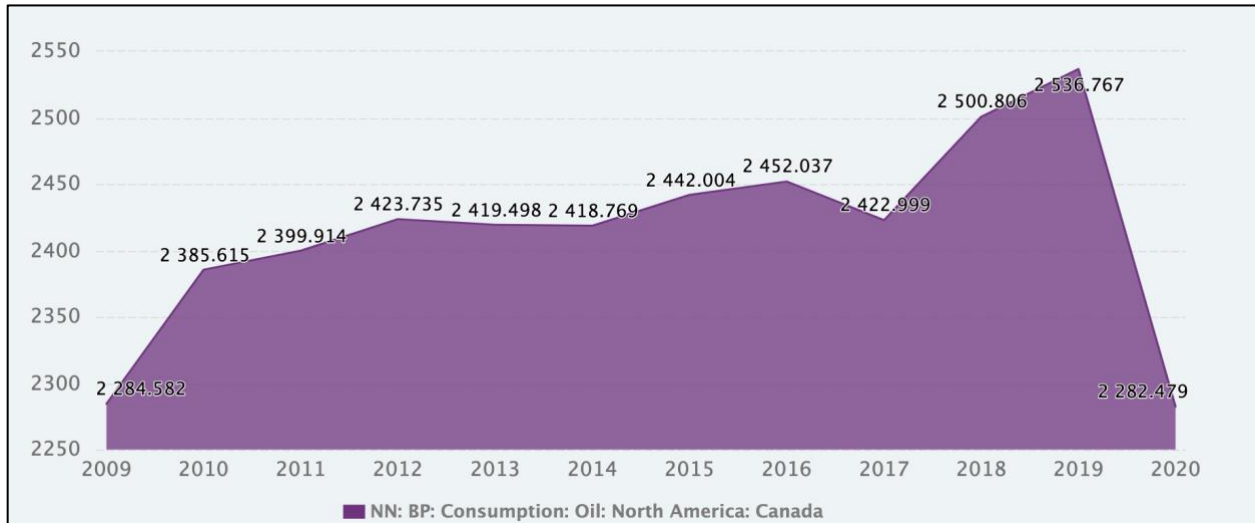
Como es posible observar en la tabla 2, Canadá ya está en búsqueda de cumplir uno de los 17 objetivos de desarrollo sostenible, acción por el clima, mitigando el impacto ambiental generado por estas emisiones.

Así mismo, dado que Canadá es un país industrializado, el consumo de petróleo es de gran envergadura. Si se crean políticas que sigan uno de los 17 objetivos de desarrollo sostenible; producción y consumo responsable, el impacto ambiental se podría mitigar. Se debe hacer un trabajo de concientización en la población sobre el consumo desmedido de recursos derivados del petróleo y las consecuencias ambientales que este

acarrea, dado que al disminuir la demanda disminuye la oferta, es decir, la producción. Solo en Canadá para el 2019, se consumió alrededor de dos millones y medio de barriles por día (CEIC data, 2020), como se puede ver en la siguiente figura.

Figura 14.

Consumo de petróleo en Canadá en barriles por día



Nota. La figura representa el consumo de petróleo en la última década en Canadá: *CEIC Data* (2020).Canada Oil Consumption. <https://www.ceicdata.com/en/indicador/canada/oil-consumption>

En la figura 14 es posible observar el aumento del consumo de crudo, donde la mayoría proviene de la extracción de arenas bituminosas, como lo indica la figura 10. Sin embargo, para el 2020 se evidencia una disminución, pues para este año el mundo estaba pasando por una emergencia sanitaria, que obligó a las principales industrias detener su producción, disminuyendo la demanda de hidrocarburos fósiles.

En cuanto a la producción responsable que atañe el objetivo 12, cuando se captura y trata el dióxido de carbono, será posible reutilizarlo, aplicando economía circular al proceso, aumentando la eficiencia de los recursos, como lo indica la ONU dentro de las metas de este objetivo (2015) «Alentar a las empresas, especialmente a las grandes y transnacionales, a adoptar prácticas sostenibles e integrar información sobre sostenibilidad en su ciclo de elaboración de informes»

6. CONCLUSIONES

Las economía canadiense depende de la industria petrolera y aunque la transición energética está permitiendo ver otras opciones de energía, el petróleo y el gas siguen siendo las principales fuentes energéticas, es por esto, que buscar soluciones a los problemas generados por la extracción de estos yacimientos no convencionales permiten dar una estabilidad económica al país, así como una producción sostenible de este recurso.

Aunque en Alberta ya se están aplicando tecnologías que mitigan las emisiones de gases de efecto invernadero producidas por la extracción de arenas bituminosas, la simple captura y almacenamiento del gas no está siendo rentable, soluciones como la descarbonización del gas natural combinada con oxidación, que al producir hidrogeno, permite el uso de este en el mismo proceso, disminuye la necesidad de inversión en el consumo de vapor, optimizando el proceso de extracción, aumentando la eficiencia de obtención.

En búsqueda de cumplir con los objetivos de la agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, al aplicar las soluciones estudiadas en el proceso de extracción y producción de arenas petrolíferas, será posible llegar a cumplir dos de estos objetivos, tomando acciones respecto al cambio climático producido por el calentamiento global.

La contaminación atmosférica generada desde la deforestación hasta la destilación del aceite producido con la extracción de yacimientos de arenas bituminosas, están generando un problema ambiental no solo en Canadá sino a nivel mundial, el cual inquieta y ocupa a ambientalistas y gobiernos.

Las reservas de arenas petrolíferas canadienses están ubicadas en regiones cercanas a lagos que hacen parte fundamental del recurso acuático del país, al hacer vertimiento de las aguas contaminadas de bitumen y químicos usados en su tratamiento, están afectando la flora y la fauna de este espacio geográfico y por ende a su población.

BIBLIOGRAFÍA

- Act, 1999. Bills and related documents Government of Canada. Canadian Environmental Protection Act Registry. 31 de Marzo de 2000. <https://www.canada.ca/en/environment-climate-change/services/canadian-environmental-protection-act-registry/related-documents.html>
- Alberta Energy Regulator (AER). (2021). Oil Sands Mining. <https://www.aer.ca/providing-information/by-topic/oil-sands/oil-sands-mining>
- Alberta Energy. (2022). Sands-Overview. <https://www.alberta.ca/oil-sands-overview.aspx>
- Baker, J. M., y Westman, C. (2018). Extracting knowledge: Social science, environmental impact assessment, and Indigenous consultation in the oil sands of Alberta, Canada. *The Extractive Industries and Society*. 5.(1), pp.144-153. <http://hdl.handle.net/10388/12503>
- Burger, J. G. (2008). In-Situ Recovery of Oil from Oil Sands. En *Bitumens, Asphalts and Tar Sands*.
- Canada Energy Regulator. (2020). Canada's Energy Future 2020. <https://www.cer-rec.gc.ca/en/data-analysis/canada-energy-future/2020/net-zero/index.html>
- Canadian Association of petroleum producers (CAPP). (2022). Oil extraction. <https://www.capp.ca/oil/extraction/>
- Canadian Environmental Law Association (CELA). (2020). Advancing Health and Equity Through Air Quality Protection. <https://cela.ca/advancing-health-and-equity-through-air-quality-protection/>
- Fusetti, L., Kumar, J., y Corre, B. (2011). Modeling In-Situ Upgrading of Extraheavy Oils/Tar Sands by Subsurface Pyrolysis. *Society of Petroleum Engineers*. <https://doi.org/10.2118/149217-MS>
- Gallo, G., Puliti, R., Torres, R., y Erdmann-E, E. (2020). CO2 EOR with In-Situ CO2 capture, a neuquina basin oxycombustion case study. *CT&F-Ciencia, Tecnología y Futuro*. 10(2), pp.39-47. <https://www.redalyc.org/journal/465/46570665004/html/>
- Giove, A. (2021). Mining for Bitumen. Oil Sands Magazine. <https://www.oilsandsmagazine.com/technical/mining>

- Global Economic Data, Indicators, Charts & Forecast (CEIC). (2020). Canada Oil Consumption. <https://www.ceicdata.com/en/indicator/canada/oil-consumption>
- González, M. (2015). Petróleos no convencionales .*Ecologistas en acción*. <https://spip.ecologistasenaccion.org/IMG/pdf/petroleos-no-convencionales.pdf>
- Government of Canada . (Junio de 2021). Climate change . Appearance before the Senate Committee on Energy, the Environment and Natural Resources. <https://www.canada.ca/en/environment-climate-change/corporate/transparency/briefing-materials/appearance-before-senate-committee-june-9-2021.html#toc0>
- Government of Canada. (2013). Environmental Challenges. <https://www.nrcan.gc.ca/our-natural-resources/energy-sources-distribution/clean-fossil-fuels/environmental-challenges/5855>
- Government of Canada. (2015).Upgrading Oil Sands and Heavy Oil. <https://www.nrcan.gc.ca/energy/energy-sources-distribution/crude-oil/upgrading-oil-sands-and-heavy-oil/5875>
- Government of Canada. (2020). Crude oil facts. <https://www.nrcan.gc.ca/science-data/data-analysis/energy-data-analysis/energy-facts/crude-oil-facts/20064#L6>
- Hernandez, O., y Farouq Ali, S.M. (s.f.). Oil Recovery From Athabasca Tar Sand By Miscible-Thermal Methods. *Petroleum Society of Canada*. <https://doi.org/10.2118/7249>
https://www.researchgate.net/publication/348702698_Impact_of_carbon_capture_technologies_on_GHG_emissions_from_oil_sands_in-situ_facilities_A_system_prospective
- Leahy, S. (2019). This is the world's most destructive oil operation—and it's growing. National Geographic Society. <https://www.nationalgeographic.co.uk/environment/2019/04/this-is-the-worlds-most-destructive-oil-operation-and-its-growing>
- Linzán, Á. A. (2011). Coenergación uan alternativa importante de ahorro energético nacional.*La técnica*, 70-75. <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=6087705>

- Lund , H., y Thellufsen , J. (2019). EnergyPLAN- Advanced Energy Systems Analysis Computer Model . *EnergyPLAN*. <https://doi.org/10.1016/j.segy.2021.100007>
- NASA . (2016). Earth observatory. <https://earthobservatory.nasa.gov/world-of-change/Athabasca>
- Nduagu, E., y Gates, I. (2014). an Ultra-low Emissions Enhanced Thermal Recovery Process for Oil Sands. *Energy Procedia*. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.11.842>
- Oil Sands Magazine (2021). Air emissions. Oil Sands. <https://www.oilsandsmagazine.com/technical/environment/air-emissions>
- Oil Sands Magazine. (2020). Oil Sands 101: Proces Overview .Oil Sands. <https://www.oilsandsmagazine.com/technical/oilsands-101>
- Ouellette , A., Rowe, A., Sopinka , A., y Wild, P. (2014). Achieving emissions reduction through oil sands cogeneration in Alberta´s deregulated electricity market. *Energy Policy*, 13-21. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.04.020>
- Parliament of Canada. (2020). Federal and Provincial Jurisdiction to Regulate Environmental Issues. https://lop.parl.ca/sites/PublicWebsite/default/en_CA/ResearchPublications/201386E
- Simpson, M. (2019). Resource desiring machines: The production of settler colonial space, violence, and the making of a resource in the Athabasca tar sands. *Political Geography*. <https://doi.org/10.1016/j.polgeo.2019.102044>
- Speight, J. (2016). Heavy Oil and Tar Sand Bitumen. En *Introduction to Enhanced Recovery Methods for Heavy Oil and Tar Sands* (pp. 33-39). <https://www.sciencedirect.com/book/9780128499061/introduction-to-enhanced-recovery-methods-for-heavy-oil-and-tar-sands#book-description>
- Speight, J. G. (2009). *Exploration and general methods for oil recovery*. <https://www.sciencedirect.com/book/9781933762258/enhanced-recovery-methods-for-heavy-oil-and-tar-sands>
- The Intergovernmental Panel on Climate Change. (2014). Cambio climatico. <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/greenhouse-gas-emission-trends-6/ipcc-fifth-assessment-report-climate>

- United Nations. (ONU). (2020). Sustainable development goals. <https://www.un.org/sustainabledevelopment/climate-change/>
- Valeur, J. R. (2010). Environmental Impacts of Different NORM Disposal Methods. *Society of Petroleum Engineers*. <https://doi.org/10.2118/136312-MS>
- Zamor, O., Navarri, P., y Ashrafi, O. (2021). Impact of Carbon capture technologies on GHG emissions from oil sands in-situ facilities: A system prospective . *Applied Thermal Engineering*.