

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

Viabilidad para la exploración y explotación de arenas bituminosas en el litoral ecuatoriano.

PROYECTO INTEGRADOR

Previo la obtención del Título de:

Ingeniero en Petróleo

Presentado por:

Mendoza Muñoz Stefany Elizabeth

Solis Gellibert Ezequiel Ismael

Tutor:

MSc. Guzmán Andrés

PhD. Mendoza Jorge

GUAYAQUIL – ECUADOR

Año: 2021

DEDICATORIA

Agradezco en primer lugar y más importante que ninguno, a mi madre, por creer en mi sueño y ayudarme a cumplirlo.

A mis abuelos por inspirarme, mis hermanos por acompañarme, a mis amigos, compañeros que hicieron esta lucha más amena, y a mis maestros que la hicieron fructífera.

A todos los que hoy celebran conmigo este logro y a los cuales recordaré toda la vida.

No podía dejar de agradecer a un sentimiento que me acompañó a lo largo de este camino y que siempre me acompañará, Barcelona Sporting Club.

Elizabeth Mendoza Muñoz.

DEDICATORIA

Este trabajo va dedicado a todas las personas que creyeron en mi desde un comienzo y para mis abuelos que hoy en día no se encuentran aquí.

Agradezco a Dios por haberme puesto en donde estoy ahora, a mi familia por siempre darme el apoyo necesario en toda esta etapa.

A mis amigos que hicieron más divertido este proceso universitario y a mis profesores por toda la enseñanza impartida.

Ezequiel Solis Gellibert.

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; Mendoza Muñoz Stefany Elizabeth y Solís Gellibert Ezequiel Ismael y damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”

A complex, stylized handwritten signature in black ink, featuring multiple overlapping loops and sharp angles.

Mendoza Muñoz Stefany Elizabeth

A simpler handwritten signature in black ink, consisting of a large circular loop followed by a few straight strokes.

Solís Gellibert Ezequiel Ismael

EVALUADORES



Firmado electrónicamente por:
**FERNANDO
JAVIER SAGNAY
SARES**

**MSc. Sagnay Sares Fernando
Javier**

PROFESOR DE LA MATERIA



Firmado electrónicamente por:
**DANILO ANDRES
ARCENTALES
BASTIDAS**

**MSc. Arcentales Bastidas Danilo
Andrés**

PROFESOR DE LA MATERIA



Firmado electrónicamente por:
**ANDRES EDUARDO
GUZMAN VELASQUEZ**

**MSc. Guzmán Velásquez Andrés
Eduardo**

PROFESOR TUTOR



Firmado electrónicamente por:
**JORGE SEGUNDO
MENDOZA SANZ**

**PhD. Mendoza Sanz Jorge
Segundo**

PROFESOR TUTOR

RESUMEN

Esta investigación se centró en demostrar qué tan viable sería este proyecto en nuestro país, partiendo de un análisis general de las arenas bituminosas a lo largo de la provincia de Santa Elena y sus características. A pesar de que los indicios de la existencia de estas arenas se muestran por todo el litoral ecuatoriano, el trabajo lo centramos en 3 lugares claves en los que de alguna manera ya se tenía algún tipo de información previa. Para la caracterización se basó en una muestra tomada en un estudio del 2020 donde se obtuvo información como: saturación de bitumen, humedad y porcentajes de saturados, aromáticos, resinas y asfáltenos. Con esta data se puede tener una idea de las características del bitumen en zonas aledañas y la cantidad de producto en esa zona en específico. El mejor método de producción, por la característica de superficialidad de las arenas, es el de minería a cielo abierto; el cual se usa también en Alberta Canadá. Gracias a las pruebas concretas de la existencia de estas arenas bituminosas y características de al menos una de ellas, el proyecto es viable y da paso a que se profundice mediante investigaciones más desarrolladas.

Palabras clave: Bitumen, caracterización, viabilidad, litoral.

ABSTRACT

This research focused on demonstrating how viable this project would be in our country, based on a general analysis of the tar sands throughout the province of Santa Elena and their characteristics. Although the signs of the existence of these sands are shown throughout the Ecuadorian coast, the work is focused on 3 key places in which some kind of previous information was already had. For the characterization, it was based on a sample taken in a 2020 study where information such as: bitumen saturation, humidity and percentages of saturated, aromatics, resins and asphaltenes were obtained. With this data, I can get an idea of the characteristics of bitumen in neighboring areas and the amount of product in that specific area. The best production method, Due to the superficiality of the sands, it is open-pit mining; which is also used in Alberta Canada. Thanks to the concrete evidence of the existence of these tar sands and characteristics of at least one of them, the project is viable and gives way to further investigation through more developed research.

Keywords: *Bitumen, characterization, viability, litoral.*

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN	I
ABSTRACT	II
ÍNDICE GENERAL.....	III
ABREVIATURAS.....	IV
ÍNDICE DE FIGURAS	V
CAPITULO I	1
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. Descripción del problema	2
1.2. Justificación del problema.....	2
1.3. Objetivos	2
1.4. Marco teórico.....	3
CAPÍTULO II	9
2. METODOLOGÍA.....	9
2.1. Mapeo de zonas de afloramiento	9
2.2. Muestreo.....	11
2.3. Estimación de reserva	15
2.4. Posibles métodos de producción	16
CAPÍTULO III	18
3. RESULTADOS Y ANÁLISIS	18
3.1. Antecedentes	18
3.2. Afloramientos.....	18
3.3. Caracterización en Tanque Loma	20
3.4. Estimación de reservas.....	21
CAPÍTULO IV	23
4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	23
Bibliografía	24

ABREVIATURAS

API	American Institute of Petroleum.
DOE	Department Of Energy.
SARA	Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfáltenos.
ASTM	American Society for Testing and Materials
SAGD	Steam Assisted Gravity Drainage.
HPLC	High Performance Liquid Chromatography.
PLC	Cromatografía Líquida Personal.
SCO	Synthetic Crude Oil.
DNH	Dirección Nacional de Hidrocarburos.
DINAPAH	Dirección Nacional de Protección de Hidrocarbúfera.

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Perfil estratigráfico generalizado de la localidad de Tanque Loma. a, b, c, d y e indican posiciones estratigráficas del radiocarbono con fecha de falange de Aves, epífisis vertebral de Eremotherium. (Lindsey & Lopez, 2015)	10
Figura 2.2. Señalización de Santa Paula, Tanque Loma y Petrópolis en la aplicación “Google Maps”	11
Figura 2.3. Set estándar para muestreos de hasta 60 cm de profundidad.....	11
Figura 2.4. Set estándar para muestreos de hasta 1m de profundidad.	12
Figura 3.1. Columna estratigráfica generalizada (fuente: Pacifpetrol).	19
Figura 3.2. Sector Tanque Loma (Chamba, C., 2020)	20

CAPITULO I

1. INTRODUCCIÓN

El petróleo es el principal producto de exportación en el Ecuador, aproximadamente ocupa el 40% de las exportaciones a nivel nacional, donde hasta el 2019, se producían más de 500 mil barriles al día, lo que lo convierte en uno de los pilares fundamentales de la economía ecuatoriana. Anualmente se producían 194 millones de barriles de los cuales 77 millones eran exportados, generando ganancias de 6400 millones de dólares anuales. Con estos números Ecuador se situaba entre los cuatro primeros países Latinoamericanos productores de petróleo por debajo de Brasil, Venezuela y Colombia.

A raíz de la crisis sanitaria del 2020 y el confinamiento mundial que dieron como resultado la paralización de las actividades comerciales, la demanda de crudo disminuyó; y aunque la producción en el Ecuador no fue paralizada, la caída del precio del barril de petróleo llegó a valores históricos muy bajos. A pesar de esto, se prevé un aumento significativo de la producción en los próximos 5 años al suscitarse la reactivación de la economía global, por lo cual, nuestro país volverá a ubicarse entre los más productores del sur de América. Es por ello, por lo que es necesario, contar con otras alternativas de hidrocarburo, tal como lo están haciendo Colombia y Venezuela, que partiendo del descubrimiento de arenas con crudo extrapesado empezaron proyectos para poder explotar este recurso.

El bitumen, a pesar de ser un crudo extrapesado tiene un gran valor en el mercado, casi 500 dólares por tonelada métrica actualmente, lo que equivale a una plancha de 7 metros cuadrados con un espesor de 30 centímetros aproximadamente y sus usos van desde combustible para aviones hasta asfalto para carreteras. Países como Canadá han aumentado su economía gracias a este recurso y a pesar de que en Ecuador aún no se cuenta con la tecnología para hacerlo, el fin de este proyecto es generar el interés necesario con un análisis que nos mostrará que tan viable es la explotación de estas arenas bituminosas en el país.

Este análisis constará de un mapeo de las zonas de la provincia de Santa Elena en las que se encuentra este tipo de recursos a nivel superficial. También se llevará a cabo una caracterización física general de este hidrocarburo, lo cual sumado a su cuantificación volumétrica nos permitirá definir de manera asertiva los diferentes beneficios de su explotación. Además, de acuerdo con la información obtenida se podrán determinar los posibles métodos de producción.

1.1. Descripción del problema

A pesar de la existencia de artículos de prensas antiguos, y que datan de 1898, en donde por primera vez se escribía sobre avistamientos de arenas bituminosas, éstas hasta la actualidad nunca han sido explotadas, por falta de investigación e inversión; pero podrían llegar a ser un gran recurso adicional a los hidrocarburos en yacimientos convencionales. Aunque el Ecuador posee aún grandes reservas de crudo, debemos no perder de vista que este es un recurso no renovable y es necesario contemplar otras alternativas como las que representaría la explotación de las arenas bituminosas.

1.2. Justificación del problema

Esta problemática abarca el sector productivo hidrocarburífero del Ecuador, y todos los estudios orientados a solventar esta situación, tal como lo es el presente proyecto, ofrecen al país la oportunidad de obtener una fuente alternativa de petróleo dentro del territorio. Después de las investigaciones correspondientes se estaría brindando al país no solo la posibilidad de obtener otras fuentes de ingreso, sino también la creación de plazas de trabajo adicionales. Creemos que a pesar de las circunstancias de la época en la que se encuentra el petróleo en nuestro país, es un gran momento para empezar investigaciones que darán grandes frutos para todos, ya que, además, estamos en una época de cambio de matriz productiva y energética. En algún momento los hidrocarburos serán mayormente desplazados y es importante aprovechar económicamente los valores actuales.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

Evaluar la viabilidad de la explotación de arenas bituminosas en el litoral ecuatoriano.

1.3.2. Objetivos específicos

- Definir la ubicación y delimitar el área de extensión de las arenas bituminosas a lo largo de la provincia de Santa Elena.
- Realizar la caracterización del hidrocarburo que se encuentra en las arenas.
- Determinar cómo cuantificar las reservas de bitumen.
- Determinar posibles métodos de producción para este tipo de arenas bituminosas.

1.4. Marco teórico

1.4.1. Generalidades sobre las arenas bituminosas

Las arenas bituminosas, también conocidas como arenas de alquitrán y arenas petrolíferas, son arenas compactadas con petróleo y están compuestas por arena, arcilla, agua y bitumen. Este tipo de arena se considera no renovable y no convencional (Chilingarian, 1978)

Son prácticamente una acumulación de betún, el cual se caracteriza por ser pesado, negro y viscoso por lo cual deberá ser tratado arduamente para que pueda llegar a convertirse en un crudo de mejor calidad y así ser utilizado para la producción de combustible en las refinerías. (OCDE/AIE, 2007)

El bitumen que se obtiene de estas arenas posee una combinación compleja de alto peso molecular de compuestos orgánicos con un número de carbonos superior a C16, es decir, posee una gran cantidad de carbono y su vez, poca cantidad de hidrogeno. Además, encontraremos en él pequeños fragmentos de metales como el níquel, hierro y vanadio. Una de las características de este tipo de hidrocarburo es su gran densidad, es pesado con una densidad mayor a 960 kilogramos por metro cúbico, 200 puntos más que el crudo ligero, por lo cual, será necesario usar procedimientos específicos para, en circunstancias de encontrarse a profundidades no superficiales, ser tratado como crudo convencional logrando que fluya y se comporte como tal (Incera, 2007).

La densidad de un crudo define si el petróleo será liviano, pesado o extrapesado y se mide en grados API (Instituto Americano del Petróleo), esta medición está relacionada con la gravedad específica: mientras más denso es el

petróleo, más baja es la densidad API. El petróleo pesado es aquel que tiene valores de densidad API entre 10.0° y 22,3°; los intermedios entre 22, 3° y 26° API, y los livianos serán aquellos que tengan valores superiores a los 26° API, esto según el Departamento de Energía de los Estados Unidos de Norteamérica (DOE, por sus siglas en inglés). Las arenas bituminosas, pueden llegar a ser extrapesados cuando tienen valores de densidad API menor a los 10°, pero normalmente están dentro del rango de los crudos pesados (Parmar, 2009)

La presencia del asfáltenos es la principal causa de que este tipo de crudos sea altamente viscoso, normalmente representan hasta el 22% de su peso. Pero, en promedio, el bitumen contiene valores de carbón en 83,2%, de hidrógeno 10,4%, de oxígeno 0,94%, de nitrógeno 0,36% y por último de azufre un 4,8%. Estas arenas bituminosas, por sus características, se ubican también dentro del grupo del “Lignito” el cual es un tipo de carbón con un valor calorífico bruto menor a 4165 kcal/kg y con más de 31% de materia volátil cuando se encuentra en condiciones secas y libres de materia mineral (OCDE/AIE, 2007)

1.4.2. Antecedentes

1.4.2.1. Historia acerca de las arenas bituminosas en el Ecuador y otros países.

En el Ecuador, se ha tenido conocimiento de la existencia de petróleo o brea desde algún tiempo atrás. A finales del siglo pasado, el padre Velasco en su “Historia del reino de Quito”, dedicó algunos párrafos de su libro a la existencia de la brea, específicamente su explotación. En ella señala los lugares en los que menciona algunos sectores del litoral ecuatoriano como productores, entre ellos la punta de Santa Elena y la isla Puná.

A lo largo de la zona cuaternaria existen indicios de la existencia de bitumen, pero en ningún lado en tanta cantidad como en el territorio que va desde Santa Elena hasta La Puntilla, donde existen un sin número de afloramientos de betún líquido o también petrificado. Ha sido complicado entender y hasta la actualidad no se han realizado estudios para verificar si este petróleo que se encuentra en las capas cuaternarias se halla formado en las mismas, si se halla en su yacimiento primitivo o si se deriva de estratos más antiguo, por ejemplo, el

terciario, el cual está en la misma profundidad y de igual manera impregnado de sustancias bituminosas (Espejo, 1898).

En Canadá, en diciembre del 2002, el gobierno de Alberta, el Oil & Gas Journal, decidió, por primera vez incluir las arenas bituminosas en Alberta en sus listas de reservas globales comprobadas de petróleo crudo. Se añadieron 175 mil millones de barriles de betún a las reservas canadienses lo cual colocó a este país en el segundo lugar, con 180 mil millones de barriles, en la lista de “reservas estimadas comprobadas”, y el único país que lo sobrepasa es Arabia Saudita con 259 mil millones de barriles

Actualmente, Canadá se sitúa como el más grande proveedor de crudo de Estados Unidos y eso gracias a las arenas bituminosas. Ya que, en Alberta es donde se produce la mayor cantidad de crudo de Canadá y a su vez se localizan estas arenas. La posición actual de Canadá como el más grande proveedor de petróleo crudo de Estados Unidos, se debe muchos a las arenas bituminosas. En 2001 por primera vez, la producción de betún en Alberta superó la de petróleo crudo convencional y se convirtió en el 53% de la producción de petróleo crudo (Vargas, 2006)

1.4.3. Mapeo de distribución de puntos geográficos.

Este tipo de mapeo es netamente superficial y se usa para analizar la distribución geográfica de ciertos puntos, ya sean ubicaciones puntuales o un punto que represente una zona. En el ámbito petrolero, es importante tener definidas las ubicaciones de pozos o fenómenos naturales de esta área como afloramientos de crudo. No solo las empresas sino también las entidades gubernamentales del sector deberán tener este tipo información que va de la mano con las normas ambientales para poder llevar un control, y así tener constancia de las ubicaciones exactas, diferenciadas por características y distribución a lo largo de cierto territorio.

1.4.4. Métodos para la caracterización del producto.

Para una correcta caracterización de este tipo de recurso hidrocarburífero, se requiere de los resultados provenientes de ciertos análisis especiales que se ejecutan en muestras de arena bituminosa tomadas en sitio. A continuación, se presenta la descripción de algunas de estas pruebas.

1.4.4.1. Análisis petrográfico.

El estudio de los rasgos macroscópicos de las rocas, tales como su ocurrencia, origen e historia, su estructura (generalmente mediante el examen de los afloramientos presentes en el campo) y su textura y composición (a través del estudio más exhaustivo de muestras más pequeñas) (Schlumberger, Oilfield glossary, s.f.)

1.4.4.2. Análisis SARA.

Método de caracterización de petróleos pesados basado en fraccionamiento, por el cual se separa una muestra de petróleo pesado en cantidades más pequeñas o fracciones, de modo que cada fracción tenga una composición diferente. El fraccionamiento se basa en la solubilidad de los componentes de hidrocarburos en diversos solventes utilizados en esta prueba. Cada fracción consta de una clase de solubilidad que contiene un rango de diferentes especies de peso molecular. En este método, se fracciona el petróleo crudo en cuatro clases de solubilidad, llamadas colectivamente "SARA": saturados, aromáticos, resinas y asfáltenos. Los saturados son, en general, iso y ciclo parafinas; mientras que los aromáticos, las resinas y los asfáltenos forman un continuo de moléculas con peso molecular, aromaticidad y contenido de heteroátomos en aumento. Los asfáltenos también pueden contener metales como níquel y vanadio. En ocasiones, este método se denomina análisis de deposición de asfáltenos/cera/hidrato (Schlumberger, Oilfield glossary, s.f.).

1.4.5. Cuantificación de reserva.

Un método que se emplea cuando no se pueden realizar pruebas más elaboradas como las mencionadas anteriormente, y únicamente en arenas bituminosas, es un tipo de cuantificación mínima, es decir, se da un valor mínimo conocido de las reservas del producto. Esto se lleva a cabo, en primer lugar, con la cantidad de hidrocarburo que hay en un área determinada que se ha definido anteriormente por un mapeo, para después, poder calcular el volumen mínimo de acuerdo con el análisis de la formación en la que se encuentran. A partir de la geología del lugar y de las cualidades de la arena que contiene el bitumen se podría realizar suposiciones del volumen de hidrocarburo que existe en dicha arena.

1.4.5.1. Técnicas mineras para el cálculo de reservas.

Existen dos métodos, de manera general, para estimar las reservas de un yacimiento los cuales son: métodos clásicos o geométricos y los métodos geoestadísticos.

1.4.5.2. Método clásico o geométrico.

Los primeros se basan en un proceso de cubicación, es decir, que se van a construir una o varias figuras geométricas en las que se va a estimar la cantidad de mineralización que existe dentro de ellas. Los métodos clásicos más utilizados en la estimación de reservas de un yacimiento mineral son los siguientes:

- Método de perfiles o cortes
- Método de los polígonos
- Método de los triángulos
- Método de las matrices de bloques
- Método de los contornos
- Método del inverso a la distancia.

1.4.5.3. Método geoestadístico.

El término Geoestadística surge de la combinación del carácter aleatorio de una variable con el carácter geológico que indudablemente poseen; establece que la distribución estadística de la diferencia de una variable (ley, potencia), entre muestras es similar y depende de la distancia que las separa y su distribución. La geoestadística, a diferencia de la estadística en cuanto al tratamiento de las muestras, toma en cuenta la ubicación de los datos en el espacio. La geoestadística asume que las muestras están correlacionadas y es esta correlación espacial la que debemos encontrar en un yacimiento. La geoestadística como ciencia y herramienta tuvo su desarrollo con Danie Krige en la década de los 50 pero no fue hasta el año 1963 donde George Matheron publicara uno de los primeros tratados sobre los principios de la geoestadística, recogiendo las técnicas utilizadas hasta el momento y analizando el fundamento matemático (Matheron, 1963)

1.4.6. Métodos de producción de arenas bituminosas.

1.4.6.1. Explotación a cielo abierto.

La explotación a cielo abierto se utiliza cuando las reservas del mineral que se quiere extraer se encuentran en la superficie, es decir a menos de 100 metros de profundidad.

1.4.6.2. Extracción in situ

Es un método de separación para materiales que se encuentran principalmente lejos de la superficie. Es clasificado como un tratamiento de “Estimulación Térmica” y consiste en inyectar agua caliente y solvente para remover el bitumen de las arenas, este proceso se basa en el manejo de las presiones para lograr que el bitumen llegue a la superficie después de la inyección. Esta tecnología es conocida como SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage) que en español significa Drenaje de vapor asistido por gravedad (technology, 2008)

CAPÍTULO II

2. METODOLOGÍA

La viabilidad de un proyecto nos ayuda a saber si este aporta a los beneficios que se esperan de él, por lo tanto, hemos establecidos los siguientes pasos como necesarios para determinar dicho aporte y así también, mostrar un esquema de la investigación que se ha realizado.

2.1. Mapeo de zonas de afloramiento

2.1.1. Delimitación de las zonas

Se han escogido 3 zonas a lo largo de la provincia de Santa Elena en base a investigaciones pasadas en las cuales se determinó la presencia de hidrocarburo Biodegradado o Bitumen. Entre estas zonas, todas presentan afloramientos muy grandes de material orgánico, pero no en todos los casos han sido naturales geológicamente, es decir, tenemos que:

2.1.1.1. Petrópolis

Aquí la mayoría de sus afloramientos son del tipo inducido a causa de excavaciones pasadas en las que se rompió el sello y se dejó escapar el hidrocarburo. También se encuentra un afloramiento natural que, junto al inducido, son los que han mojado la arena y se han biodegradado para formar crudo Pesado. Este hidrocarburo proviene de las fracturas del Chert de la Fm. Santa Elena.

2.1.1.2. Santa Paula.

En este sector se encuentran únicamente afloramientos naturales gracias a la geología del lugar en el que el crudo fluye en la arena FM Azúcar que tiene una capa de arena de grano fino a muy poca profundidad y una de capa media después. Existen cuerpos de agua en esta zona en donde se nota la presencia de hidrocarburo proveniente de esta arena.

2.1.1.3. Tanque Loma.

Este sector ha sido parte de una ardua investigación por la presencia de lagunas o trampas de alquitrán en la que se encontraron restos de animales prehistóricos. Aquí también existen afloramientos de hidrocarburo, pero de

manera mucho más viscosa y los resultados de las excavaciones fueron los siguientes:

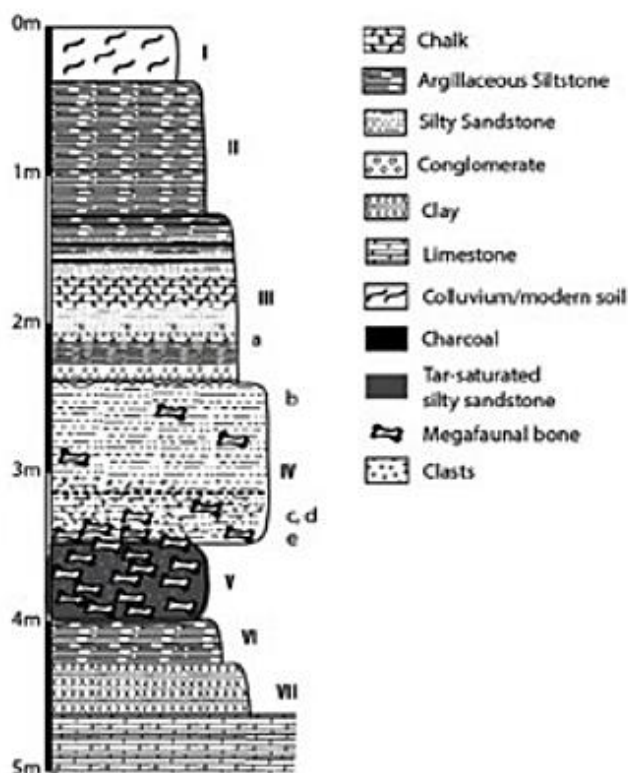


Figura 2.1. Perfil estratigráfico generalizado de la localidad de Tanque Loma. a, b, c, d y e indican posiciones estratigráficas del radiocarbono con fecha de falange de Aves, epífisis vertebral de *Eremotherium* (Lindsey, 2015).

De acuerdo con esta información previa, se tomarán estos puntos de análisis para la caracterización del hidrocarburo existente ahí.

2.1.2. Señalización/Mapeo

A continuación, se presenta la ubicación geográfica de los puntos de estudio, en los mismos donde se realizará un mapeo 2D de la superficie que cubren las arenas que contienen crudo biodegradado o bitumen. En el área minera se utilizan herramientas digitales para realizar este tipo de mapeo, en su mayoría 3D, pero en esta investigación se limitarán a un mapeo de superficie en dos dimensiones.

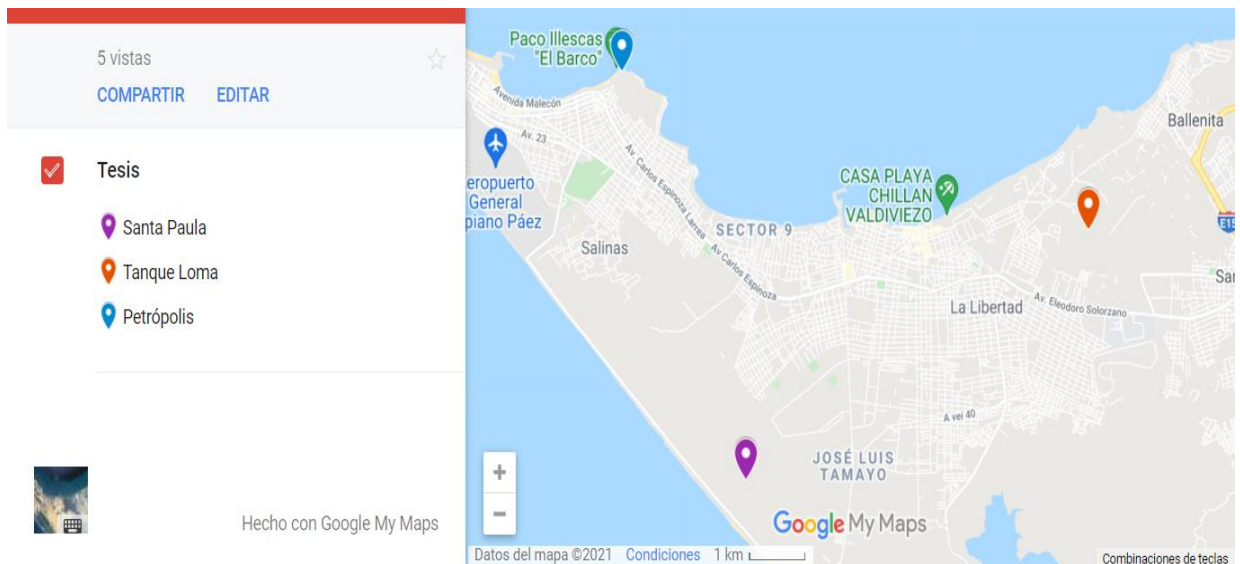


Figura 2.2. Señalización de Santa Paula, Tanque Loma y Petrópolis en la aplicación “Google Maps”.

2.2. Muestreo

2.2.1. Toma de muestras

Ya que se estudiará el bitumen que se encuentra superficial, el proceso adecuado para realizar un muestreo deberá ser netamente de tipo minero y se deberán tener muy en cuenta las dimensiones de dichas muestras para su correcto procesamiento.

Las herramientas para usar dependerán del tamaño de la muestra que necesitemos, tenemos:

- Set standard para muestreos hasta 60 cm de profundidad. Para toma de muestras para determinar necesidad de fertilización.



Figura 2.3. Set estándar para muestreos de hasta 60 cm de profundidad.

- Set standard para muestreos hasta 1 m de profundidad.



Figura 2.4. Set estándar para muestreos de hasta 1m de profundidad.

2.2.2. Coordenadas, de los sitios de toma de las diferentes muestras

En primer lugar, se debe establecer las coordenadas de los puntos geográficos en los que se pretende investigar la presencia del hidrocarburo para después, de acuerdo con la geología de la zona y la superficie, poder definir el punto exacto en el que se tomará la muestra. En el punto 2.1.2 se definieron ya los lugares a investigación, se realizó una visita de campo y en el próximo capítulo se podrá establecer ya una coordenada exacta para tomar la muestra.

2.2.2.1. Patrón de muestreo

Después de haber establecido el área por la cual se expanden las arenas, se podrá definir un patrón de muestreo, tomando en cuenta el tipo de análisis a realizar ya que de ello depende no solamente la cantidad de muestras sino también la forma en la que se deben almacenar.

2.2.3. Análisis Petrográfico.

Existen 2 tipos de análisis petrográfico que son el macroscópico y el microscópico, la caracterización petrográfica es muy importante para un correcto estudio de todas las áreas de la geología y ciencias de la tierra en general, ya que nos permite conocer con mayores detalles como está compuesta la roca.

2.2.3.1. Análisis petrográfico macroscópico.

Este tipo de análisis nos brindó información física de la roca tal como el aspecto, textura, color, dureza, tamaño de grano o granularidad de la roca. Cuando los constituyentes que conforman la roca son tan diminutos que no se

pueden observar a simple vista, se dice que la roca muestra textura afanita o afanítica, y cuando si se pueden apreciar los constituyentes a simple vista o con una lupa, se le denomina fanerítica.

Los materiales que se usan para este tipo de análisis son los siguientes:

- Rayadores
- Lupas (10x, 14x)
- Imanes
- Porcelanas
- Ácido clorhídrico (HCl)

2.2.3.2. Análisis petrográfico microscópico.

El análisis petrográfico microscópico o también llamado polarizador, es una técnica muy utilizada para este tipo de análisis. Nos ayuda a identificar minerales, determinar las propiedades ópticas, estudios de texturas, clasificación de las rocas y las relaciones entre los minerales.

En este estudio usaremos 3 tipos de diferentes modelos de microscopio.

- Microscopios polarizantes para cortes transparentes y pulidos
- Microscopios polarizantes sólo para cortes transparentes
- Microscopios polarizantes sólo para cortes pulidos

2.2.4. Análisis SARA.

La separación SARA es un ejemplo de este tipo de análisis, la cual implica la separación de los crudos en cuatro clases químicas principales con base en las diferencias en solubilidad y polaridad. Las cuatro fracciones SARA son los ácidos grasos saturados (S), compuestos aromáticos (A), las resinas (R), y los asfáltenos (A).

El análisis SARA se realiza mediante cromatografía, por adsorción arcilla-gel (ASTM D 2007-11), líquida de alta presión (HPLC) y de capa delgada (PLC), estos 2 últimos como métodos alternativos.

La adsorción selectiva sobre un sólido, sílice o alúmina o una mezcla de diferentes constituyentes de mezcla líquida, esto haciendo referencia a la cromatografía líquida que la misma es una técnica de separación; el adsorbente

que es la fase fija llena una columna y se atraviesa permanentemente por disolvente o mezcla disolvente, fase líquida. Tomaremos la muestra e inyectamos en la parte superior de la columna, adicional mas moléculas que contienen son absorbidas por la fase fija y des absorbidas por fase líquida. Luego de la sucesión de equilibrios, los constituyentes de esta mezcla se separan y salen de la columna con el respectivo disolvente.

De acuerdo con la norma ASTM D 2007-11 usamos normalmente el análisis SARA en la caracterización de fracciones pesadas. En este proceso se analiza la muestra entera lo que nos permite comparar entre hidrocarburos de la misma naturaleza con base en un estándar consistente. Sin embargo, los tiempos prolongados de respuesta y las pérdidas de compuestos volátiles en muestras con puntos por debajo de la ebullición inicial de 260° son algunas de las limitaciones que tiene este tipo de análisis.

2.2.5. Prueba y ensayo Dean-Stark

Dean-Stark es un aparato eléctrico de prueba de humedad que se utiliza para determinar la cantidad de agua en los productos que se derivan del petróleo, asfaltos, emulsionados y otros materiales bituminosos por un proceso de destilación, esto último permite aislar y recolectar en el interior de la trampa el agua en la muestra de prueba. Este modelo usa un matraz de vidrio, que se calienta en un calentador eléctrico.

El conjunto completo está formado por los siguientes elementos:

- Calentador, eléctrico.
- Matraz.
- Condensador, Liebig.
- Trampa de destilación.
- Soporte.
- Tenaza de latón.
- Tenaza de mandíbula redonda.

El procedimiento que se realiza es el siguiente. Primero limpiamos y secamos perfectamente el equipo, luego se pesa y mide la muestra (aproximadamente 10g). Si llega a ser aceite se miden 50 ml de muestra,

después se coloca en el balón y se introduce 1 ml de agua (para visualizar mejor las fases). Se agrega el solvente desde la boca del refrigerante por medio de un embudo hasta la mitad del balón. Calentamos con manta calefactora hasta que no se observe un incremento de volumen de agua en el colector, si en el refrigerante quedara algunas gotas, estos se deben hacer caer dentro del colector con ayuda de pequeñas cantidades de solvente. Por último, se mide el volumen de agua del colector y se realizan los respectivos cálculos (no olvidar descontar el ml agregado anteriormente).

2.3. Estimación de reserva

Hay metodologías actuales para hacer la cartografía por drones con eso se determinaría el área para determinar la profundidad, se puede hacer también métodos eléctricos, lo que determinará la profundidad y los posibles contactos. En cuanto al volumen se puede hacer ensayos como si fuera núcleos en donde por medio de algún método, una muestra de dicha roca por peso y extracción del hidrocarburo el cual puede ser extraído por calor o por algún diluyente que determinará el volumen, ya que sería lo importante tener el objetivo de cómo extraerlo o para que se utilizase. Lo de Alberta se hace de esa manera, se extrae a cielo abierto y pasa por sistemas de calor en donde la recuperación del hidrocarburo es del 100 por ciento, solo que aquí está con un grado de viscosidad alto y se hace de esta forma por estar aflorando, la cuantificación se hizo o realizó por medio de perforación de pozos para determinar la profundidad y por métodos eléctricos para determinar el tamaño de la cuenca y pozos control.

Últimamente la cartografía de los afloramientos u outcrops, se hace así cuando cubren grandes extensiones o tienen un tienen pendientes grandes.

De acuerdo con el tipo de yacimiento no convencional de depósitos de petróleo este puede ser cuantificado con una metodología, tal como si fuera una cantera minera. Dependiendo de los recursos q se dispongan y del objetivo del producto se debe hacer:

1. Una planialtimetría del afloramiento
2. Trazar líneas transversales y ubicar sondeos para determinar los espesores del depósito y trazar un mapa de piso y por cada línea

transversal trazar una sección geológica transversal y cubicar el volumen por método de secciones.

3. Si no hay recursos para sondeos hacer algunas calicatas de 2x2x8 m, a lo largo del afloramiento, tomar las muestras y los espesores de areniscas y bitúmenes para tener un promedio, y así poder cubicar, medir y tomar muestras en los cortes que afloran y promediar datos.
4. Si el objeto es producir asfalto triturar y las reservas las das en m³ o toneladas.
5. Si es producir bitumen, se tendrá que procesar en calor y determinar reservas de barriles por m³.

2.4. Posibles métodos de producción

Nos encontramos en medio de un análisis de viabilidad donde la mayoría de los procesos que analizaremos serán de manera superficial, más que todo, al hablar de posibles métodos para producir este tipo de hidrocarburo.

No se realizaron métodos de estimación de reservas exactos como registros u otros que nos den información sobre la profundidad a la que se encuentran estas arenas por lo que, ya que a simple vista son superficiales, se tomará como principal método de producción el de minería a cielo abierto.

La minería a cielo abierto utiliza tecnología de camiones y palas para mover arena saturada con betún desde el área minera hasta una instalación de extracción. La minería a cielo abierto se utiliza para recuperar depósitos de arenas petrolíferas a menos de 75 metros por debajo de la superficie, mientras que las tecnologías in situ se utilizan para recuperar depósitos más profundos. Las palas eléctricas e hidráulicas utilizadas tienen una capacidad de 45 m³ y los camiones pueden transportar hasta 400 toneladas de mineral.

Los camiones trasladan la arena bituminosa a una instalación de limpieza donde se mezcla con agua caliente y diluyente (naftánico, parafánico) para separar el betún de la arena. La arena, el agua, las arcillas finas y los minerales, o relaves, se separan del betún y el diluyente y se envían a los estanques de relaves donde se deposita la arena.

Aproximadamente 2 toneladas de arenas petrolíferas deben desenterrarse, moverse y procesarse con 2 a 4 barriles de agua para producir 1 barril de petróleo crudo sintético (SCO).

CAPÍTULO III

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

Los resultados de esta investigación se obtuvieron principalmente de la recopilación de información de proyectos pasados como también de las visitas de campo realizadas por nosotros.

La información más relevante se obtuvo del libro “Geografía y geología del Ecuador” publicada por orden del supremo gobierno de la república a nombre de la Casa de la Cultura Ecuatoriana. Escrita por Teodoro Wolf. (1892).

Hubo apariciones frecuentes de afloramientos en la provincia de Santa Elena, Pacifpetrol, en el año 2008, a través de la ESPOL, puso en conocimiento de DNH y DINAPAH de la aparición de estos, como resultado de lo cual el Ministerio de Minas y Petróleos solicitó un estudio de los afloramientos en el Campo GUSTAVO GALINDO VELASCO, Bloque 2.

3.1. Antecedentes

En 1892, ya se escribía sobre avistamientos de arenas bituminosas a lo largo de la provincia de Santa Elena. Se hacían hoyos en la tierra en donde el crudo tenía todas las propiedades físicas del petróleo natural genuino, pero por la gran cantidad de sustancias volátiles, al exponerse al aire libre y al calor del sol, se espesa formando betún viscoso hasta llegar a ser sólido parecido al asfalto. Los pozos que se hacían eran poco profundos, así que en ese entonces no había certeza de si el hidrocarburo de la capa cuaternaria se había formado aquí mismo, si se halle en su yacimiento primitivo, o se derive de un terreno más antiguo, como del terciario que también estaba impregnado de sustancias bituminosas.

3.2. Afloramientos

Una de las formas de reconocer la presencia de arenas bituminosas es mediante la aparición de afloramientos, los cuales pueden ser de origen natural o inducido. Hace 20 años, la municipalidad del cantón Salinas, realizó excavaciones en algunos puntos de la ciudad con el fin de explotar arenas bituminosas, pero no se siguió con las investigaciones, aun así, quedó

constancia de su existencia. Tal vez como una continuación a ello, en el 2008 se realizó un estudio para determinar el origen de los afloramientos en dos zonas: Petrópolis y Santa Paula, a cargo de la empresa Pacifpetrol, parte de la información obtenida fue la siguiente.

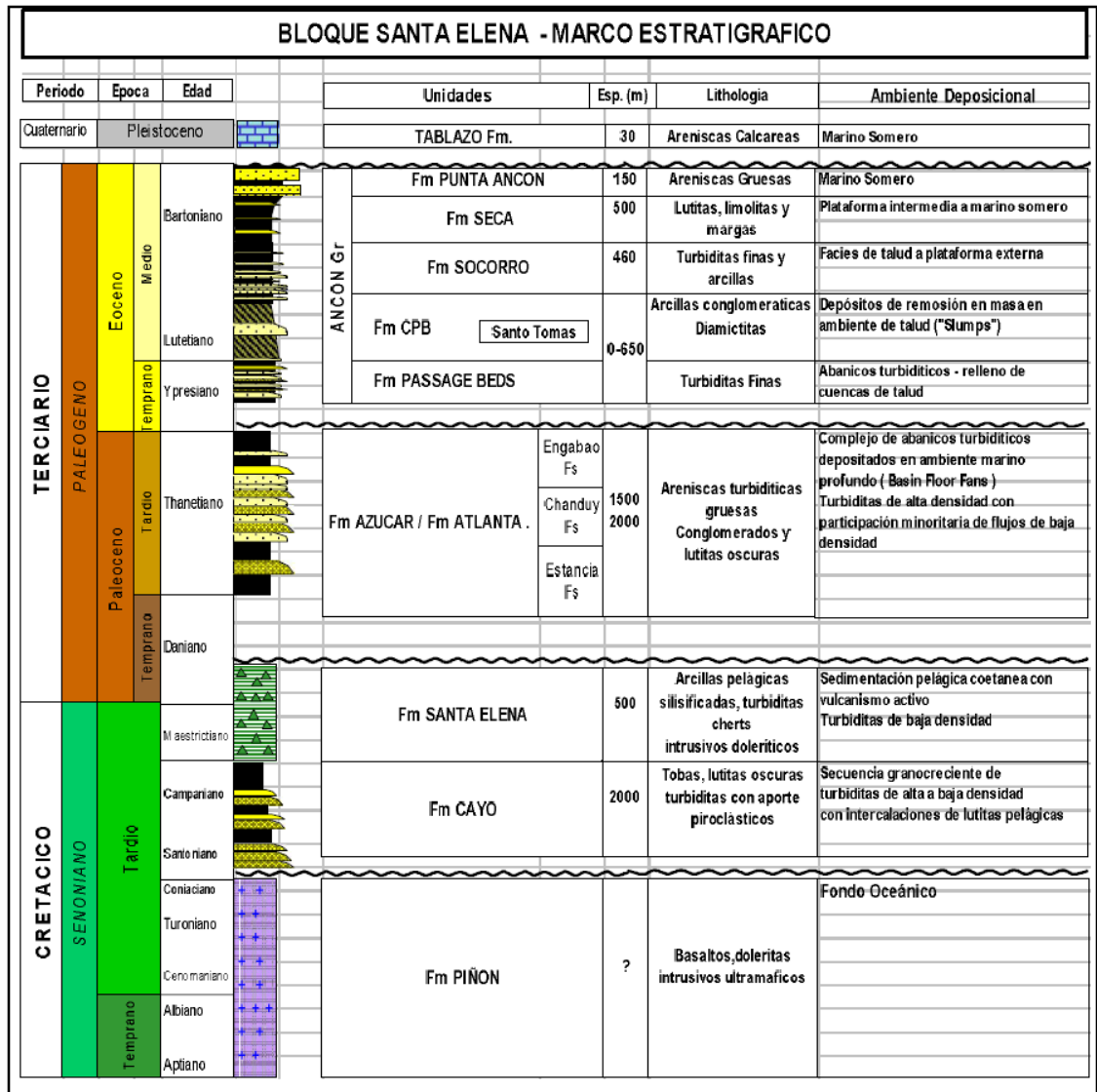


Figura 3.1. Columna estratigráfica generalizada (fuente: Pacifpetrol).

3.2.1. Petrópolis

Existen 9 afloramientos en esta zona donde solo 1 proviene de la roca chert que aflora en el desnivel del suelo, punto de emanación natural de petróleo, la roca pertenece a la Fr. Santa Elena. Los otros 8 son inducidos producto de la excavación de la Municipalidad del Cantón Salinas, los cuales rompieron el sello

natural encontrando a decímetros de profundidad el chert, roca productora de los pozos cercanos.

3.2.2. Santa Paula

En este sector la mayoría de los afloramientos son de origen natural, por fallas en las formaciones, y los demás por las excavaciones antes mencionadas, provienen de igual manera, de la Fr. Santa Elena.

3.2.3. Tanque Loma

Este sector ha sido parte de diversas investigaciones gracias a que posee lagunas de alquitrán donde se almacenan restos de animales prehistóricos. Además, existen afloramientos de rocas con estratos impregnados de bitumen, como también las formaciones a poca profundidad.

3.3. Caracterización en Tanque Loma

La muestra se obtuvo de un estrato superficial, en un afloramiento de rocas donde se notaba una capa de más de 50 cm de espesor impregnado de sustancia bituminosa, como se muestra en la figura.



Figura 3.2. Sector Tanque Loma (Chamba, 2020)

La muestra fue tomada y caracterizada como parte de un proyecto anterior (Chamba, 2020), donde una vez recolectada la muestra se realizó el siguiente proceso:

- Tratamiento previo de la muestra: Se empezó por la disgregación de la muestra para luego seguir con la extracción Soxhlet.
- Extracción Soxlet: Se realizó usando cloroformo como solvente ya que posee un bajo punto de ebullición y alta polaridad, lo que ayuda a una mejor extracción de los componentes orgánicos.
- Secado: Una vez obtenida la muestra de hidrocarburo, se realizó el secado de la muestra, lo que dio un porcentaje de humedad del 3.8%.
- Extracción del solvente: Se lo realizó mediante el rotavapor que mediante centrifugación y baño maría extraerá el solvente de la muestra.

Así se obtiene la muestra de bitumen que presenta un color negro brillante y su textura es sólida, con un peso de 24,15% de la muestra original (base seca). Una vez tratada la muestra se le realizaron las pruebas necesarias, empezando por el análisis SAR:

1. Mediante cromatografía de micro columna de absorción de sílice se obtienen los valores de saturados, aromáticos y resinas. Estos dieron como resultado <15%, <15% y 45% respectivamente.
2. Los asfáltenos fueron determinados mediante espectrometría UV-Visible, y dieron como resultado 23,6%

3.4. Estimación de reservas

Existen dos posibles panoramas para realizar un cálculo del volumen de hidrocarburo: Afloramientos de formaciones geológicas impregnadas de bitumen (Santa Paula, Petrópolis y Tanque Loma) y acumulación de bitumen en superficie (Tanque Loma).

El segundo caso se encontró en Tanque Loma, donde, como se explicó en el apartado anterior, se tomaron muestras que permitieron calcular el volumen de bitumen en una muestra. No se tiene un valor exacto del volumen del estrato del cual se obtuvo la muestra, pero sabemos que, en una proporción de 1m³ de muestra seca el 24,15% será de sustancia bituminosa, el resto será arena.

Para el primer caso, se necesitaba tomar muestras a poca profundidad para determinar la porosidad de la roca en la cual se encuentra impregnado el

hidrocarburo y la saturación de agua, que por falta de recursos no pudo realizarse.

CAPÍTULO IV

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- El resultado de laboratorio de la muestra en Tanque Loma nos muestra un porcentaje bajo de material bituminoso, esto ya que es un estrato en superficie, pero nos da una idea de las características del hidrocarburo a poca profundidad, en las formaciones que han sido impregnadas con este material que se ha ido biodegradando con el paso del tiempo hasta convertirse en grupo muy pesado y compactarse en los poros de la roca.
- A pesar de que solo se investigaron 3 sectores a lo largo de la provincia de Santa Elena, los afloramientos y avistamientos de arenas bituminosas se extienden por gran parte del Litoral Ecuatoriano, lo que nos brinda la oportunidad de explorar todo el territorio y así poder definir el verdadero potencial de estas arenas.
- Para una cuantificación más real de las reservas de Bitumen que existen es necesaria una investigación más profunda con muestreos y análisis de laboratorio más completos.
- Ya que hay pruebas contundentes de la existencia de las arenas, sus características y el mejor método de producción que se debe usar, la exploración y explotación de este recurso es viable para el país y esta investigación deja una puerta abierta para analizar qué tan factible es este proyecto para el Ecuador.
- La continuación de esta investigación debería realizarse pronto para aprovechar los precios actuales del hidrocarburo y no desperdiciar estos recursos que aún no han sido explotados.

Bibliografía

(s.f.).

Almanza, D. P. (2009). *Caracterización de la cadena estratigráfica de valor para la explotación de arenas bituminosas en Colombia como fuente no convencional de petróleo*. Bogotá: Javeriano.

Chamba, C. (2020). *Cuantificación del material bituminoso absorbido sobre las rocas del yacimiento arqueológico de tanque loma*. Santa Elena: Universidad Estatal Península de Santa Elena.

Chilingarian, G. (1978). *Developments in petroleum science*. Elsevier scientific publishing company.

Espejo, B. N. (1898). *Los yacimientos petrolíferos del Ecuador*. Guayaquil: Imprenta del universo.

Incera, H. (2007). *Crisis Energética*. crisisenergetica.org.

Kirk, K. (1961). *Enciclopedia de tecnología química*. Unión tipográfica.

Lindsey, E. L. (2015). Tanque Loma , a new late-Pleistocene megafaunal tar seep locality from southwest Ecuador *Journal of South American Earth Sciences* Tanque Loma , a new late-Pleistocene megafaunal tar seep locality from southwest Ecuador. . *Journal of South American Earth Sciences*, 61-82.

Matheron, G. (1963). Principles of geostatistical. *Economic geology* 58, 1246-1266.

OCDE/AIE. (2007). *Manual de estadísticas energéticas*.

Parmar, H. M. (2009). Fact Book. *Syncrude Canada Ltd*, vol 3.

Schlumberger. (s.f.). *Oilfield glossary*. Obtenido de https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/s/sara_analysis

Schlumberger. (s.f.). *Oilfield glossary*. Obtenido de <https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/p/petrology>

technology, M. (2008). *Athabasca sands*. Canadá.

Vargas, R. V. (2006). *Recursos naturales estratégicos los hidrocarburos y el agua*. México.

Yildirim, Y. (2003). *Application of Vapex process on carbonate reservoirs*.