



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA INGENIERÍA EN PETRÓLEOS**

TEMA:

**“OPTIMIZACIÓN DE LA RECUPERACIÓN DE CRUDO PESADO
MEDIANTE EL MÉTODO DE SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL
ASISTIDA POR VAPOR CON ADITIVOS EN EL CAMPO
PUNGARAYACU”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORA:

SUSY KATHERINE SUÁREZ SUQUILANDA

TUTOR:

JOSÉ BALLARDO VILLEGAS SALABARRIA Ms.c/PhD)

LA LIBERTAD, ECUADOR.

2024

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS

TEMA:

**“OPTIMIZACIÓN DE LA RECUPERACIÓN DE CRUDO PESADO
MEDIANTE EL MÉTODO DE SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL
ASISTIDA POR VAPOR CON ADITIVOS EN EL CAMPO
PUNGARAYACU”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORA:

SUSY KATHERINE SUÁREZ SUQUILANDA

TUTOR:

ING. JOSÉ BALLARDO VILLEGAS SALABARRIA

LA LIBERTAD – ECUADOR

2024

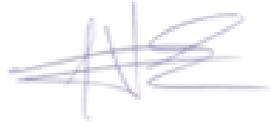
UPSE

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



Ing. Marllelis Gutiérrez Hinestroza, PhD

DIRECTORA DE CARRERA



Ing. Ing. José Ballardo Villegas Salabarría MSc.

DOCENTE TUTOR



Ing. Edison Brito Ávila.

DOCENTE ESPECIALISTA



Ing. Carlos Malave Carrera, MSc.

DOCENTE GUIA DE LA UIC



Ing. David Vega González.

SECRETARIO DEL TRIBUNAL

DEDICATORIA

El presente trabajo se lo dedico a mis hijos
Jeremy, Sebastián, Nathalia, Antonella,
mi mayor inspiración en todo este proceso.

A mis padres que de alguna manera me
ayudaron y estuvieron inculcándome a
cumplir el mayor de mis objetivos.

A mis hermanos Darwin, Elsy, Carolina,
Peter, Rebeca, por apoyarme y darme
ánimos.

A mi cuñada Yuri mi agradecimiento por
toda la ayuda brindada.

A ti Jimmy Laínez por darme ánimos,
Apoyarme en todo momento.

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema “OPTIMIZACIÓN DE LA RECUPERACIÓN DE CRUDO PESADO MEDIANTE EL MÉTODO DE SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL ASISTIDA POR VAPOR CON ADITIVOS EN EL CAMPO PUNGARAYACU” elaborado por la estudiante SUÁREZ SUQUILANDA SUSY KATHERINE, egresado de la carrera de Ingeniería de Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio URKUND, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un ___% de la valoración permitida.

(INSERTAR IMAGEN URKUND)

FIRMA DEL TUTOR



Ing. José Ballardo Villegas Salabarría

C.I.: 0802495069

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, SUAREZ SUQUILANDA SUSY KATHERINE, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado “OPTIMIZACIÓN DE LA RECUPERACIÓN DE CRUDO PESADO MEDIANTE EL MÉTODO DE SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL ASISTIDA POR VAPOR CON ADITIVOS EN EL CAMPO PUNGARAYACU”, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería de Petróleo, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de mi autoría.

Por medio de la presente declaración cedo los derechos de autoría y propiedad intelectual, correspondientes a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Atentamente,

A handwritten signature in blue ink, reading "Susy Suárez", is centered within a white rectangular box. Below the box is a horizontal line.

SUAREZ SUQUILANDA SUSY KATHERINE

Autora de Tesis

C.I 0925918799

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. José Ballardo Villegas Salabarría MSc.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo “OPTIMIZACIÓN DE LA RECUPERACIÓN DE CRUDO PESADO MEDIANTE EL MÉTODO DE SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL ASISTIDA POR VAPOR CON ADITIVOS EN EL CAMPO PUNGARAYACU” previo a la obtención del Título de Ingeniera de Petróleo elaborado por el Sra. SUSY KATHERINE SUAREZ SUQUILANDA , egresada de la carrera de Ingeniería de petróleo , Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.

FIRMA DEL TUTOR



Ing. José Ballardo Villegas Salabarría

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

La Libertad, diciembre 15 del 2023.

Lic. ALEXI JAVIER HERRERA REYES

Magíster En Diseño Y Evaluación

De Modelos Educativos

Certifica:

Que después de revisar el contenido del trabajo de integración curricular en opción al título de **INGENIERO EN PETRÓLEOS** de: **SUÁREZ SUQUILANDA SUSY KATHERINE**, cuyo tema es: **“OPTIMIZACIÓN DE LA RECUPERACIÓN DE CRUDO PESADO MEDIANTE EL MÉTODO DE SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL ASISTIDA POR VAPOR CON ADITIVOS EN EL CAMPO PUNGARAYACU”**, me permito declarar que el trabajo investigativo se encuentra idóneo y puede ser expuesto ante el jurado respectivo para la defensa del tema en mención.

Es todo cuanto puedo manifestar en honor a la verdad.



Docente de Español A: Literatura
C.I. 0924489255
Reg. Senescyt: 1050-14-86052904
Teléfono: 0962989420
e-mail: alexiherrerareyes@hotmail.com

AGRADECIMIENTOS

Agradecida infinitamente a Dios por darme la sabiduría necesaria para culminar con éxito mis metas.

A mi esposo e hijos por la paciencia el apoyo tanto emocional y económico en mi carrera universitaria.

A mis padres por estar presente en sus consejos y ánimos a lo largo de mi vida.

A la Universidad Estatal Península de Santa Elena, facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera Ingeniería en petróleos por permitir haberme preparado profesionalmente.

A la Dra. Marllelis Gutiérrez, por ser parte de mi formación académica.

Al Ing. José Villegas por transmitirme seguridad, por la paciencia y dedicación, gracias por su guía y correcciones, sin ellas no hubiese logrado lo anhelado.

A todos los docentes que formaron parte en estos años de estudio, un agradecimiento infinito por transmitirme su conocimiento y por lo que ahora estoy aquí.

A mis compañeros gracias por brindarme su amistad, por las experiencias compartidas, por trabajos realizados en conjunto.

INDICE

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN	ii
DEDICATORIA.....	iii
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO	iv
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	v
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	vi
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA.....	vii
AGRADECIMIENTOS.....	viii
LISTA DE FIGURAS	xiv
LISTA DE TABLAS	xv
RESUMEN	xvi
ABSTRACT	xvii
CAPITULO I: INTRODUCCIÓN.....	18
1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	18
1.2 ANTEDECENTES	19
1.3 HIPÓTESIS	21
1.4 1.4 OBJETIVOS	21

1.4.1 Objetivo General.....	21
1.4.2 Objetivos Específicos	21
1.5 ALCANCE	22
1.6 1.6 VARIABLES	22
1.6.1 Variables Dependientes:	22
1.6.2 Variables Independientes.....	22
CAPITULO II.....	23
2.1 PETROLEO.....	23
2.1.1 CLASIFICACIÓN DEL PETRÓLEO.....	23
2.1.2 Clasificación del petróleo según su gravedad API	23
2.2 CRUDO PESADO.....	24
2.2.1 Definición	24
2.2.2 Origen de los crudos pesados	25
2.2.3 Características del Crudo Pesado	25
2.2.4 Propiedades físicas y químicas del petróleo pesado.	26
2.2.5 Recuperación del crudo pesado	26
2.2.6 Reservas de crudos pesados en el país.....	26

2.3 CAMPO PUNGARAYACU	27
2.3.1 Breve reseña histórica.....	27
2.3.2 Localización.....	27
2.4 Yacimientos	28
2.5 RECUPERACIÓN MEJORADA DE CRUDO	29
2.5.1 Recuperación Primaria	30
2.5.2 Recuperación Secundaria	31
2.5.3 Recuperación Terciaria y/o Mejorada	31
2.6 MÉTODOS TÉRMICOS.....	31
2.6.1 Inyección de agua caliente.....	32
2.6.2 Inyección de Vapor.....	32
2.6.3 Inyección Continua de Vapor	33
2.6.4 Inyección Cíclica de Vapor	33
2.6.5 Combustión in situ.....	34
2.6.6 Segregación Gravitacional Asistida por Vapor (SAGD)	34
2.6.6.1 <i>Teoría del sagd</i>	35
2.6.6.2 <i>El proceso sagd</i>	35

2.6.6.3 <i>Mecanismos de recuperación del proceso sagd</i>	36
2.7 ADITIVOS EN LA RECUPERACIÓN DE CRUDO PESADO	36
2.7.1 Efectos de los aditivos	36
2.7.2 Greenzyme.....	37
2.7.2.1 <i>Mecanismo de trabajo</i>	37
2.7.2.2 <i>Superioridad greenzyme</i>	37
2.7.2.3 <i>Ciclos de vapor</i>	38
2.7.3 El dióxido de carbono (CO ₂)	38
CAPÍTULO III: METODOLOGÍA	40
3.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN	40
3.2. DISEÑO BIBLIOGRÁFICO	41
3.3. POBLACIÓN Y MUESTRA.....	41
3.4. TÉCNICAS RECOLECCIÓN DE DATOS	42
CAPÍTULO IV: RESULTADOS	44
4.1. SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA	44
4.2. INSTALACIONES PARA LA GENERACIÓN DE VAPOR.....	45
4.3. INSTALACION POR MODULOS	45

4.4.	APLICACIÓN DEL PROCESO.....	46
4.5.	PRUEBA DE ADMISIÓN	46
4.6.	CRITERIOS DE APLICACIÓN	48
4.7.	VENTAJAS DEL MÉTODO	48
•	Técnicas	48
•	Económicas	49
CAPÍTULO V: CONCLUSIONES		50
5.1.	CONCLUSIONES	50
BIBLIOGRAFÍA		52

LISTA DE FIGURAS

ilustración 1: Reservas de petróleo en los campos de no producción	27
Ilustración 2: Campo Pungarayacu.....	28
Ilustración 3: Métodos de recuperación.....	30
Ilustración 4: Proceso de inyección de agua caliente	32
Ilustración 5: Inyección de vapor	33
Ilustración 6: Segregación Gravitacional Asistida por Vapor (SAGD)	34
Ilustración 7: Cámara de vapor.....	35

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Clasificación del Crudo Según ARPEL	24
---	----

“OPTIMIZACIÓN DE LA RECUPERACIÓN DE CRUDO PESADO MEDIANTE EL MÉTODO DE SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL ASISTIDA POR VAPOR CON ADITIVOS EN EL CAMPO PUNGARAYACU”

RESUMEN

Este trabajo de investigación busca solucionar los problemas de la extracción de petróleo pesado en el campo Pungarayacu mediante el aumento de la separación por gravedad con aditivos. El estudio busca adaptar y mejorar esta tecnología en función de condiciones específicas del campo, con potencial para aumentar la eficiencia.

Una técnica comúnmente utilizada para la recuperación de petróleo es la inyección de vapor, que es un método de recuperación térmica por el cual el vapor generado en la superficie se inyecta en el yacimiento a través de pozos de inyección distribuidos especialmente. Cuando el vapor entra al yacimiento, calienta el petróleo crudo y reduce su viscosidad.

Debido a la presencia de petróleo en el yacimiento, los pozos del Oriente Ecuatoriano suelen ser diseñados a grandes profundidades. Esto se debe a que el petróleo del Oriente mantiene densidades y viscosidades altas, que son similares a las del pozo de estudio. Esto abre campos de visión con la misión de permitir la realización de proyectos en condiciones similares a las mencionadas anteriormente.

PALABRAS CLAVE: Recuperación de petróleo / Inyección de vapor / Viscosidad / Eficiencia.

“OPTIMIZATION OF HEAVY CRUDE OIL RECOVERY THROUGH THE STEAM-ASSISTED GRAVITATIONAL SEGREGATION

ABSTRACT

This research work seeks to solve the problems of heavy oil extraction in the Pungarayacu field by increasing gravity separation with additives. The study seeks to adapt and improve this technology based on specific field conditions, with potential to increase efficiency.

One technique used for oil recovery is steam injection, which is a thermal recovery method whereby steam generated at the surface is injected into the reservoir through specially distributed injection wells. When steam enters the reservoir, it heats the crude oil and reduces its viscosity.

Due to the presence of oil in the reservoir, the wells in Eastern Ecuador are usually designed at great depths. This is because the oil from the Oriente maintains high densities and viscosities, which are similar to those of the study well. This opens fields of vision with the mission of allowing projects to be carried out under conditions similar to those mentioned above.

KEYWORDS: Oil recovery/Steam injection/ Viscosity / Efficiency.

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

Este trabajo de investigación busca solucionar los problemas de la extracción de petróleo pesado en el campo Pungarayacu mediante el aumento de la separación por gravedad con aditivos. El estudio busca adaptar y mejorar esta tecnología en función de condiciones específicas del campo, con potencial para aumentar la eficiencia.

1.1. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

En Ecuador, especialmente en los del oriente, encontramos campos maduros que se caracterizan por contener crudo pesado y extrapesado, con un promedio de 15 grados API. Debido a la alta viscosidad, la movilidad del petróleo es muy baja, lo que complica los procesos de producción, especialmente la extracción desde el fondo del pozo.

Una técnica comúnmente utilizada para la recuperación de petróleo es la inyección de vapor, que es un método de recuperación térmica por el cual el vapor generado en la superficie se inyecta en el yacimiento a través de pozos de inyección distribuidos especialmente. Cuando el vapor entra al yacimiento, calienta el petróleo crudo y reduce su viscosidad,

A medida que el pozo se hace más profundo, se produce una mayor pérdida de presión durante la inyección de vapor desde los generadores hacia la formación. Esto significa que a medida que el vapor desciende, se pierde energía y finalmente solo llega agua caliente a la zona de producción. Por esta razón, surge la necesidad de desarrollar un proyecto de investigación que busque métodos para optimizar la extracción de crudo pesado en campos maduros.

El enfoque propuesto es utilizar segregación por gravedad asistida por vapor, donde se inyecta continuamente una cantidad controlada de vapor a través del pozo superior con el objetivo de crear una cámara de vapor alrededor de este pozo. Esta cámara de vapor se utilizará para calentar el crudo y reducir su viscosidad, lo que permitirá que, por acción de la gravedad, fluya hacia abajo y se produzca a través del pozo inferior.

1.2. ANTECEDENTES

- En Colombia en el año 2009, Montes, Pacheco, Delgadillo y Muñoz, implementaron un método de separación por gravedad utilizando generadores de vapor subterráneos. Esto implica inyectar vapor de agua en el yacimiento desde abajo para reducir la viscosidad del petróleo y facilitar la recuperación por gravedad. (Montes et al., 2009)

Gracias a este proyecto pudieron utilizar la gravedad como método principal y aprovechar distancias cortas entre recortes. Sin embargo, afirman que se necesita más investigación para asegurar el éxito de esta tecnología en proyectos de expansión comercial.

- El Proyecto Shengli (2006) se centró en la generación de vapor, incluido el uso de Greenzyme, en el campo petrolífero de Shengi, pozo 826. Introdujeron Greenzyme como precursor del pozo del ciclo de vapor. Greenzyme es una sustancia utilizada para mejorar la eficiencia del proceso de control de vapor en campos petroleros. (Alboudwarej et al., 2006)

El proyecto Shengli ha obtenido importantes mejoras en la producción de petróleo. En el primer ciclo de vapor sin enzimas verdes, el pozo produjo menos de 3.000 barriles de petróleo crudo. Sin embargo, en la segunda ronda se produjeron aproximadamente 21.000 barriles de petróleo con Greenzyme. La producción diaria y los volúmenes de trabajo aumentaron

significativamente debido a una disminución en el consumo de vapor. (SPE, 2006)

En ambos casos, la búsqueda de nuevas tecnologías y métodos para aumentar la eficiencia de la producción de petróleo en yacimientos complejos. Estos proyectos demuestran la importancia de la investigación y el uso de nuevas tecnologías para aumentar la producción de petróleo, lo que puede tener un impacto significativo en la industria petrolera y las economías de los países involucrados.

- En Alberta – Canadá en 1981, Butler y Stephens, publican un estudio donde se describe un enfoque innovador para la producción de petróleo pesado en el que se inyecta vapor continuamente en una cámara de vapor que se forma sobre un pozo de producción horizontal. La tasa de inyección de vapor se controla para mantener la presión del vapor constante, lo que hace que el vapor fluya hacia el borde de la cámara y se condense. Esto calienta el petróleo, que drena hacia el pozo de producción que se encuentra debajo. Este método se conoce como "drenaje por gravedad asistido por vapor". (Butler & Stephens, 1981)
- Por su parte en Turquía en el año 1992 se desarrolló un estudio, se examinaron los procesos de inyección de vapor en pozos horizontales y verticales para la recuperación de petróleo pesado. Se demuestra que el uso de pozos horizontales mejora significativamente la recuperación de petróleo en comparación con los pozos verticales, tanto en operaciones cíclicas como en procesos de impulsión. En operaciones cíclicas, la recuperación mejora entre un 30% y un 50%, y en el proceso de impulsión, la recuperación es un 70% mayor utilizando dos pozos horizontales en comparación con los pozos verticales. (Bagci & Gumrah, 1992)
- En 1986 en Estados Unidos las investigaciones de laboratorio se centraron en el proceso de drenaje por gravedad asistido por vapor. Examinaron varios

factores, como la viscosidad del aceite y la temperatura de inyección de vapor, afectan la producción de aceite en experimentos de laboratorio a escala. La teoría desarrollada en el estudio predice el crecimiento de la cámara de vapor a lo largo del pozo horizontal desde un punto inicial de inyección de vapor. (Griffin & Trofimenkoff, 1986)

Estos estudios destacan la importancia de la innovación y la investigación en la industria de la recuperación de petróleo, especialmente en el contexto de petróleo pesado. Los enfoques como el drenaje por gravedad asistido por vapor y el uso de pozos horizontales han demostrado ser eficaces para mejorar la recuperación de petróleo, lo que puede tener implicaciones significativas en la eficiencia de la producción y el rendimiento económico en esta industria.

1.3. HIPÓTESIS

El uso del método de segregación gravitacional asistida por vapor y la aplicación de aditivos optimizará la recuperación de crudo pesados en el campo Pungarayacu, a su vez, poder aplicar en yacimientos que cuenten con características similares en los campos ecuatorianos.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1. OBJETIVO GENERAL

Analizar la factibilidad de la optimización de la recuperación de crudo pesado mediante el método de segregación gravitacional asistida por vapor con aditivos en el campo Pungarayacu.

1.4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- ✓ Describir el proceso de recuperación de crudo pesado mediante el método de segregación gravitacional asistida por vapor.

- ✓ Evaluar los parámetros técnicos para la implementación del método de segregación gravitacional con aditivos.
- ✓ Analizar el desempeño del método de segregación gravitacional asistida con vapor con aditivo Greenzyme.

1.5. ALCANCE

La finalidad del estudio es analizar, describir, evaluar y proponer la aplicación del método de segregación gravitacional asistida por vapor con aditivos en el campo Pungarayacu y aportar los conocimientos requeridos para la industria petrolera, los mismos que podrán ser evaluados para su aplicación.

1.6. VARIABLES

1.6.1. VARIABLES DEPENDIENTES:

- ✓ Litología
- ✓ Área de drenaje

1.6.2. VARIABLES INDEPENDIENTES

- ✓ Tipo de hidrocarburo
- ✓ Tipo de pozo
- ✓ Presión de vapor
- ✓ Profundidad

CAPÍTULO II

2.1. PETRÓLEO

La palabra "petróleo" tiene su origen en el término griego πετρέλαιον, que se traduce como "aceite de roca". Este término se refiere a una mezcla compleja y no homogénea de hidrocarburos, los cuales son insolubles en agua. Según Fernández (s.f.), el petróleo puede presentar diversos parámetros, como color, densidad, gravedad, viscosidad, capacidad calorífica, entre otros. Estas variaciones se deben a las distintas proporciones de los hidrocarburos presentes en él.

2.1.1. CLASIFICACIÓN DEL PETRÓLEO

Según Blanco (2010), el petróleo se clasifica según su lugar de origen, peso y contenido de azufre (pág. 15). La industria petrolera lleva a cabo esta clasificación en función del lugar y el peso, como en el caso del "West Texas Intermediate", o según su peso, ya sea ligero, medio, pesado o extrapesado. Por otro lado, los refinadores lo clasifican de acuerdo con su contenido de azufre, dividiéndolo en categorías de dulce o ácido. Es crucial señalar que, en el caso del petróleo ácido, se requiere un mayor número de operaciones para que el producto cumpla con los estándares de refinamiento.

2.1.2. CLASIFICACIÓN DEL PETRÓLEO SEGÚN SU GRAVEDAD API

La gravedad API determina el peso del petróleo al compararlo con el agua, permitiendo así clasificarlo como liviano, mediano, pesado o extrapesado. Según

Orlando (2008), la ARPEL (Asociación de Empresas de Petróleo, Gas y Energía Renovable de América Latina y el Caribe) emplea esta clasificación, basándose en los estándares del API, ya que se ajusta mejor a las características del petróleo ecuatoriano (pág. 01).

Tabla 1 Clasificación del Crudo Según ARPEL

Petróleo	°API
Livianos	Mayores a 30
Medianos	20-30
Pesados	10-20
Extra-Pesados	Menores de 10

Fuente: Tomado de Orlando (2008)

2.2. CRUDO PESADO

2.2.1. DEFINICIÓN

El crudo pesado está principalmente determinado por la gravedad API y la viscosidad, que son propiedades físicas del petróleo. Según Zambrano (2018), aunque el estudio de las características químicas es más preciso, requiere más tiempo. No obstante, las características químicas están reflejadas en las físicas, las cuales son más fáciles de medir.

Por otra parte, Carranza & Merejildo (2018) destacan la presencia de aceites ligeros y pesados para definir el crudo pesado (pág. 11). Además, es necesario tener en cuenta la diversidad y la naturaleza de las propiedades del aceite. Por este motivo, se emplea la viscosidad y la densidad API, como se mencionó anteriormente.

Sin embargo, según Curtis & Kopper (2003), la viscosidad a la temperatura del yacimiento indica la fluidez del petróleo y, por lo tanto, se considera el criterio más importante (pág. 32). Además, se utiliza para determinar el valor del recurso, el rendimiento y los costos de refinación. También descartan una relación entre la viscosidad y la densidad (Curtis & Kopper, 2003, pág. 32). Por ejemplo, se menciona el caso de un crudo con baja densidad, pero alta viscosidad, más alta que la de un crudo pesado.

2.2.2. ORIGEN DE LOS CRUDOS PESADOS

Según Córtes (2017), la viscosidad del crudo pesado es mayor a 0,01 Pa.s, su densidad es menor a 22.3 API, con baja relación hidrógeno-carbono y alta acidez, además de la presencia de azufre, nitrógeno y asfáltenos (pág. 10).

Los crudos pesados comparten un origen similar con los crudos livianos, ascendiendo hacia trampas más superficiales. La degradación sustancial, resultado de procesos naturales, es responsable de que los crudos se vuelvan pesados. Existe consenso en que el crudo es inicialmente liviano, con una densidad que oscila entre 30 y 40, hasta que los hidrocarburos se metabolizan en moléculas más pesadas.

2.2.3. CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO PESADO

El crudo pesado tiene una notable característica, el cual es su alto nivel de viscosidad y a su vez una baja movilidad, lo que conlleva a dificultar su flujo a través de los poros de la roca y su extracción. Este también, suele encontrarse en yacimientos profundos, lo que aumenta en mayor medida la complejidad de su recuperación. (Estudios y Servicios Petroleros S.R.L., 2018)

Según Rodríguez-Tarragó et al. (2013), que el crudo pesado puede tener una densidad mayor a la que posee el petróleo ligero, además este posee una mayor proporción de asfalto y resinas, lo cual contribuye a su viscosidad y dificulta su flujo en los yacimientos por lo tanto dificulta su extracción a los pozos de producción. El crudo pesado posee una mayor proporción de componentes pesados tales como azufre y metales, por lo que puede llegar a requerir procesos de desulfuración y desmetalización.

2.2.4. PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS DEL PETRÓLEO PESADO.

Las propiedades físicas y químicas del petróleo pesado incluyen baja gravedad API, alta viscosidad, relación gas-aceite, y una alta presencia de azufre, nitrógeno, níquel y vanadio, con un punto de fluidez que oscila entre 80°F y 100°F. Además, se caracteriza por una elevada producción de arena (Carranza et al, 2018).

2.2.5. RECUPERACIÓN DEL CRUDO PESADO

El crudo pesado es una parte importante de la industria petrolera mundial. Sin embargo, su recuperación es difícil debido a sus factores naturales tales como su viscosidad y consistencia. En el caso del campo Pungarayacu, es importante aumentar la superficie de petróleo pesado ya que esto no sólo aumenta la producción de petróleo, sino que también aumenta el valor económico de los recursos disponibles.

2.2.6. RESERVAS DE CRUDOS PESADOS EN EL PAÍS

Según Orlando (2008), se están explorando métodos alternativos para la recuperación de crudos pesados con el objetivo de incrementar la recuperación en reservas tanto desarrolladas como no desarrolladas, para satisfacer la demanda a nivel nacional e internacional (pág. 01). Se estima que hay alrededor de 1500 millones de barriles aún no explotados, con una densidad que oscila entre 10 y 20 °API.

Ilustración 1 RESERVAS DE PETRÓLEO EN LOS CAMPOS DE NO PRODUCCIÓN

Campos	Reservas Originales	API a 60 ° F
Amazonas	5.610.000	11,00
Cachiyacu	12.810.000	18,30
Conambo	33.760.000	14,10
Danta	24.770.000	17,00
Dayuno	13.100.000	13,00
Huito	26.750.000	10,50
Ishpingo Norte	164.172.500	15,40
Ishpingo Sur	308.317.500	14,20
Marañon	2.590.000	15,50
Oglan	80.382.000	11,70
Pungarayacu	315.686.000	10,00
Shionayacu	1.190.000	11,00
Shiripuno centro	13.420.000	15,40
Tambococha - Tiputini	478.232.000	14,40
Total	1.480.790.000	

Fuente: DNH, Diciembre del 2006

2.3. CAMPO PUNGARAYACU

2.3.1. BREVE RESEÑA HISTÓRICA

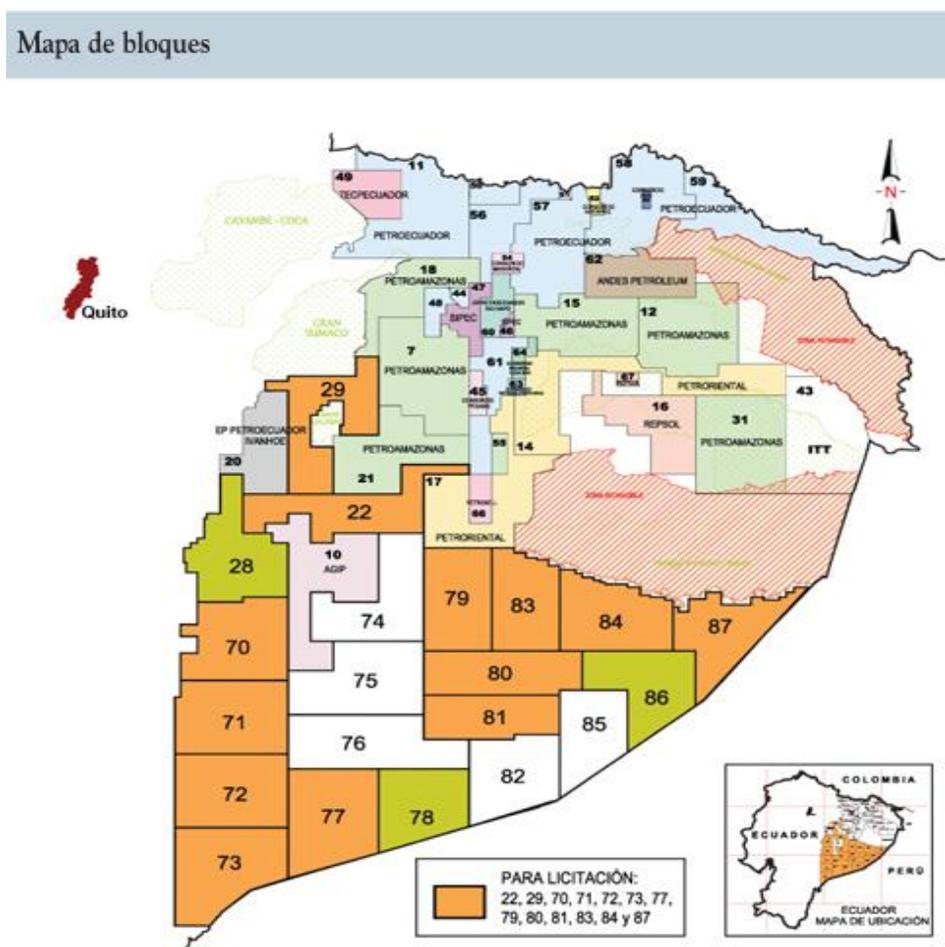
El campo Pungarayacu recibe su nombre de los ríos cercanos. A principios de la década de 1980, la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE) llevó a cabo un levantamiento de información con el objetivo de determinar la acumulación de crudo. De esta manera, se identificaron 26 pozos con profundidades de 377 y 239 pies (Rosero & Padilla, 2017, pág. 239). Además, es uno de los campos con mayor cantidad de crudo, con aproximadamente 4000 millones de barriles.

2.3.2. LOCALIZACIÓN

Este campo se encuentra en la provincia de Napo, ubicado sobre la Cordillera Oriental. Según Chacó y Amán, abarca una superficie de 240 km², limitando al norte y oeste con Abitagua-Guacamayos, un intrusivo granítico, y al sur con el río Napo, mientras que al este limita con el río Hollín (pág. 03).

En concordancia con Rosero y Padilla (2017), Pungarayacu se encuentra ubicado sobre una zona drenada, atravesada por quebradas conformadas por los ríos Hollín, Misahualli y Napo (pág. 5).

Figura 2: Campo Pungarayacu



Fuente: (Escobar, 2014).

2.4. YACIMIENTOS

De acuerdo con Baby et al. (2004), la formación Hollín, que constituye el principal yacimiento del campo Pungarayacu, se depositó en un entorno aluvial compuesto por terrenos

volcánicos de Misahualli. La parte superior de Hollín abarca areniscas glauconíticas calcáreas con lutita (pág. 240).

La formación Hollín se encuentra a profundidades que varían entre 0 ft en la zona norte hasta 3.28 ft al sureste. Se destacan tres cuerpos de arenas independientes que pertenecen a los miembros inferior, superior y areniscas glauconita, respectivamente.

- ✓ En relación al miembro inferior, presenta un espesor que va desde los 75 hasta los 85 ft.
- ✓ En cuanto al miembro superior, separado del inferior por limolitas, tiene un espesor de 65-135 ft.
- ✓ Finalmente, el miembro arenoso posee una capa de lutitas en su parte inferior y una de calizas en la parte superior, con un espesor que varía entre 10-40 ft.

El campo Pungarayacu abarca una superficie de 647 kilómetros cuadrados y se ubica en la cuenca del Amazonas, en la región del Napo. Se estima que hay alrededor de mil millones de barriles de petróleo crudo en reservas. La primera exploración del campo se llevó a cabo en 1980, donde se perforaron 27 pozos, permitiendo identificar reservas de petróleo de aproximadamente 6,4 mil millones de barriles (Mb) (BNamericas - Campo Pungarayacu, 2015).

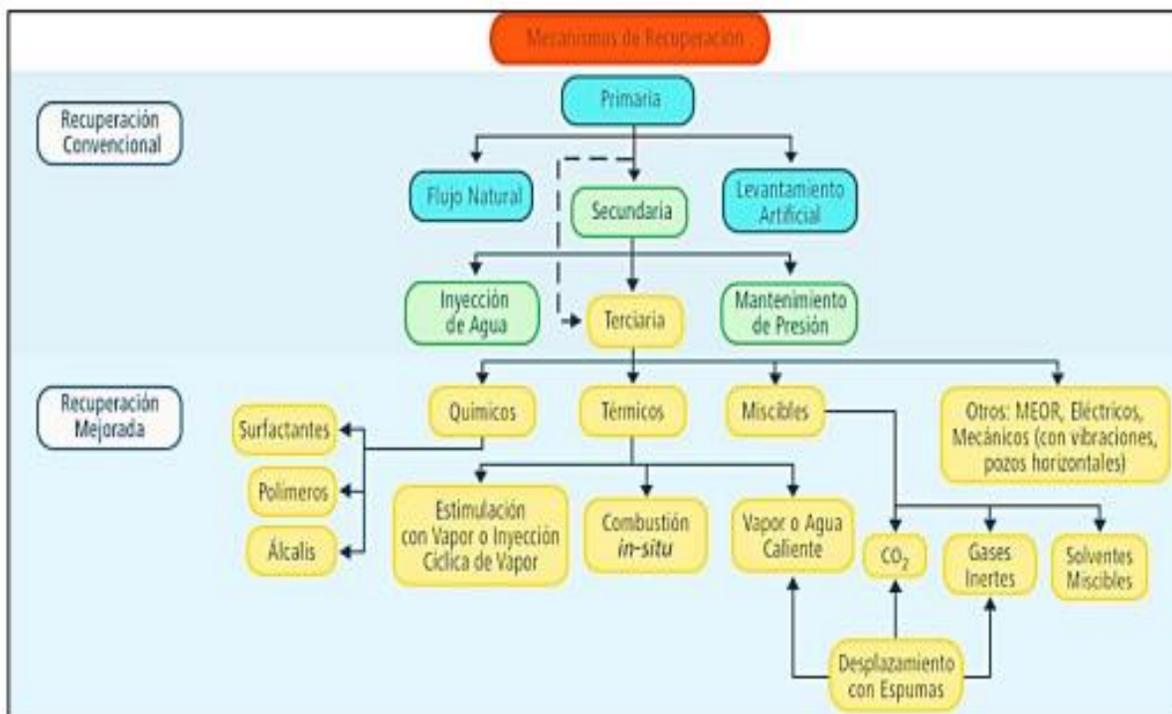
El objetivo principal del campo Pungarayacu no es solo restablecer la presión en la formación, sino también modificar las propiedades del petróleo, como reducir su viscosidad y densidad, para mejorar su desplazamiento desde las profundidades del yacimiento hacia la superficie (Morales Villarroel, 2020).

2.5. RECUPERACIÓN MEJORADA DE CRUDO

La producción de petróleo se distingue en dos secciones: la producción utilizando técnicas empleadas y la producción que depende del comportamiento del pozo. Asimismo, en

términos de explotación, se identifican tres períodos: recuperación primaria, secundaria y terciaria, también conocida como recuperación secundaria mejorada.

Figura 3 Métodos de recuperación



Fuente: (Germán, 2015)

2.5.1. RECUPERACIÓN PRIMARIA

La recuperación primaria consiste en extraer el petróleo hasta alcanzar el pozo mediante presión. Este proceso se completa cuando hay poca presión en el yacimiento, o también puede finalizar cuando se extraen mayores cantidades de gas o agua. El promedio de recuperación varía entre el 10% y el 25%, aunque puede alcanzar un 5% cuando los yacimientos no tienen gas disuelto. Algunos llegan al 20% cuando hay poca permeabilidad o un acuífero activo.

2.5.2. RECUPERACIÓN SECUNDARIA

Para la recuperación secundaria, se inyecta agua, gas natural u otro fluido de bajo costo para mantener el gradiente de presión. Esto facilita la conducción del petróleo desde los pozos inyectores hacia los pozos productores.

2.5.3. RECUPERACIÓN TERCIARIA Y/O MEJORADA

La recuperación terciaria es necesaria porque la recuperación primaria y secundaria tienen límites a escala de poros y de yacimiento, resultando en que los yacimientos retengan entre un 60% y un 80% de crudo. La saturación residual limita a escala de poros, mientras que la baja permeabilidad, que impide la penetración del fluido inyectado en la recuperación secundaria, restringe a escala de yacimiento (Salager, 2005, pág. s/n).

Los principales métodos de recuperación mejorada son la inyección química, métodos miscibles y la aplicación de métodos térmicos (Oilfield Glossary, Schulmerger, s.f.). Estos métodos dependen de factores como la temperatura, presión, permeabilidad, gravedad API, viscosidad, entre otros.

- ✓ En el caso de la inyección química, se puede realizar una inundación empleando polímeros.
- ✓ En cuanto al método miscible, se puede emplear la inyección de CO₂.
- ✓ Finalmente, el método térmico puede comprender la inyección de vapor.

2.6. MÉTODOS TÉRMICOS

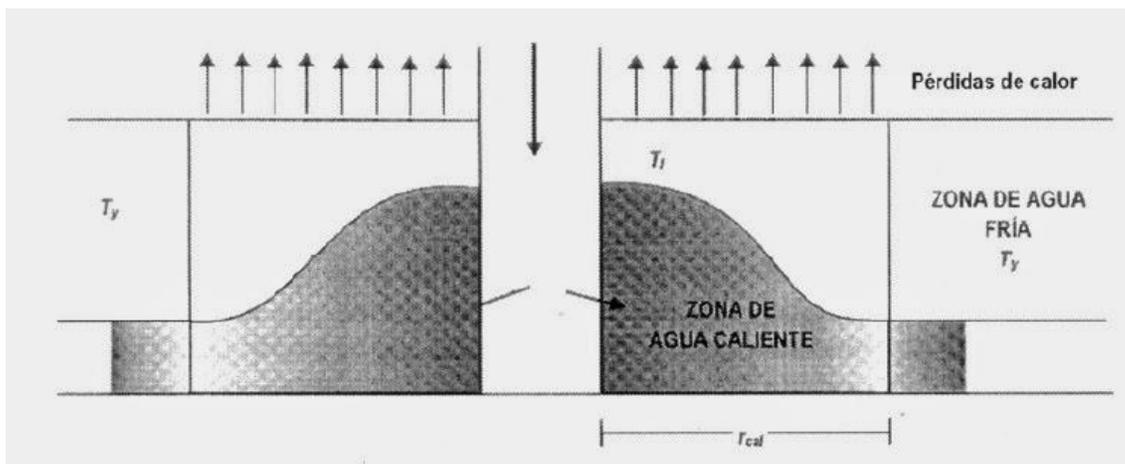
Los métodos térmicos consisten en reducir la viscosidad mediante la inyección de energía térmica, como vapor o agua caliente. Este método se utiliza comúnmente en crudos pesados debido a que mejora su fluidez.

Existen diversos métodos de recuperación térmica, tales como la inyección de vapor, agua caliente, SAGD (Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor), combustión y extracción de vapor.

2.6.1. INYECCIÓN DE AGUA CALIENTE

La inyección de agua caliente consiste en inyectar agua caliente y fría con el objetivo de desplazar de manera eficaz el petróleo. Además, el calor se transfiere a la roca matriz y las formaciones adyacentes. La ilustración 4 muestra este proceso.

Figura 4 Proceso de Inyección de Agua Caliente

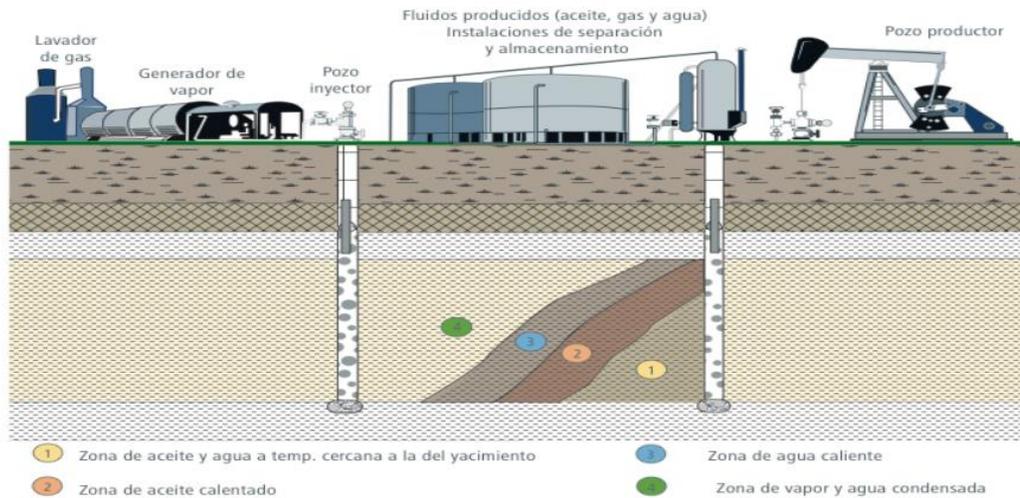


Fuente: inyección de agua caliente, ingeniería petrolera (Raysha, 2014).

2.6.2. INYECCIÓN DE VAPOR

La inyección de vapor es una técnica común utilizada para la recuperación de crudo pesado. Consiste en inyectar agua caliente en el yacimiento para reducir la viscosidad del crudo, facilitando su flujo hacia los pozos de producción. Este método demuestra ser eficaz al extraer crudo pesado de yacimientos más profundos y extensos (Páez et al., 2019).

Figura 5 Inyección de vapor



Fuente: Diagrama de inyección de vapor (CNH, 2012)

2.6.3. INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

Este método implica la inyección de vapor desde los pozos inyectores hasta los productores, aumentando así el flujo a alta temperatura y baja viscosidad. Se utiliza principalmente para tratar crudos pesados.

Según Hernández (2015), durante este proceso se pierde una cantidad significativa de calor (tasa decreciente), por lo que es importante tener en cuenta la reducción de volumen. Posteriormente, se interrumpe el proceso para inyectar agua fría o caliente con los pozos productores abiertos, evitando mayores pérdidas (pág. s.n.).

2.6.4. INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

El método de inyección cíclica es muy frecuente debido a sus resultados inmediatos y a la baja inversión requerida. Consiste en inyectar vapor desde los pozos productores durante un lapso de 4 semanas. Durante la primera semana, el pozo se cierra para transferir calor al exterior. De esta manera, se logra una producción elevada gracias a

la reducida viscosidad del crudo. A medida que la temperatura disminuye con el tiempo y la producción se ve afectada, se prepara otro ciclo de inyección hasta que la tasa de recuperación sea mínima (Carolina & Aruro, 2018, pág. s.n.).

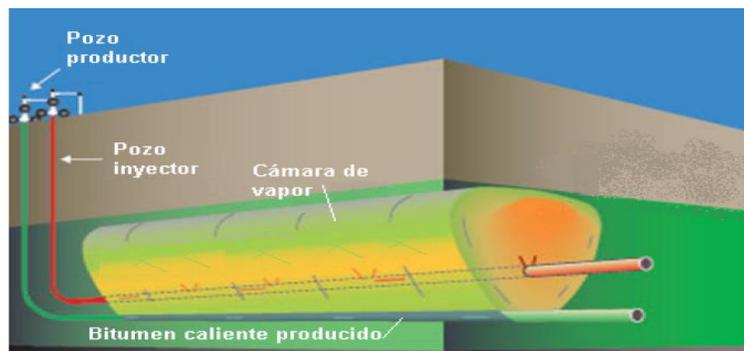
2.6.5. COMBUSTIÓN IN SITU

Este proceso permite mejorar la recuperación mediante la inyección de aire en los pozos inyectoros del yacimiento. Se inicia una ignición espontánea que emite calor mediante la combustión para quemar la parte más pesada de los hidrocarburos. El calor emitido se utiliza para transportar el petróleo hacia los pozos productores (Douglas & Banzér, 2002, pág. s.n.).

2.6.6. SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL ASISTIDA POR VAPOR (SAGD)

Según Páez et al. (2019), el SAGD se basa en el intercambio de calor entre el crudo y el vapor, que, bajo el efecto de la gravedad, se precipita en el yacimiento (pág. 32). Es una alternativa a los métodos de inyección de vapor, ya que los crudos son tan pesados que presentan poca fluidez.

Figura 6 Segregación Gravitacional Asistida por Vapor (SAGD)



Fuente: (UGLYALCALA, 2019)

La técnica consiste en ubicar dos pozos de forma horizontal, con una distancia vertical de 5 metros entre ellos. Se crea una cámara de vapor a través del pozo superior, y se

produce crudo de alta temperatura y agua condensada mediante el pozo inferior, de manera que la recuperación sea aproximadamente del 60 al 70%.

2.6.6.1. Teoría del SAGD

Butler y Stephens (1981) mencionan que el SAGD consiste en precalentar los pozos inyectores y productores mediante la inyección de vapor, con el objetivo de crear un intercambio de calor entre ambos pozos (pág. 35). De este modo, se colocan dos pozos de forma horizontal, donde el superior forma la cámara de vapor y el inferior produce el crudo caliente. Al inyectar vapor en la parte superior, se crea esta cámara de vapor y la temperatura aumenta, lo que provoca que el petróleo contenido disminuya su viscosidad y aumente su fluidez, tal como se muestra en la Figura 7.

Figura 7 Cámara de vapor



Fuente: (UGLYALCALA, 2019)

2.6.6.2. El proceso SAGD

El proceso de SAGD se divide en 4 fases: arranque, tiempo inicial, tiempo posterior y madurez.

- ✓ La fase de arranque o iniciación tiene una duración de 3 meses y consiste en conectar dos pozos con una producción mínima.

- ✓ Durante la fase de crecimiento, la cámara de vapor aumenta mientras que la interfaz no es estable y el aceite drena hacia la parte inferior.
- ✓ En la fase posterior, el vapor se desplaza hacia la parte superior y cubre los lados, mientras que el aceite drena de forma paralela con una interfaz estable.
- ✓ Finalmente, en la fase de madurez, la cámara comienza a tocarse, la producción disminuye y el ángulo de la interfaz es bajo, hasta que la producción se vuelve no rentable.

2.6.6.3. Mecanismos de recuperación del proceso SAGD

Entre los mecanismos de recuperación del proceso SAGD se encuentran la disminución de viscosidad, cambio de humectabilidad, expansión térmica, emulsificación, cambios en la permeabilidad y drenaje por gravedad.

2.7. ADITIVOS EN LA RECUPERACIÓN DE CRUDO PESADO

Agregar aditivos específicos al proceso de extracción de petróleo pesado puede mejorar significativamente la recuperación al cambiar las propiedades y reservas del petróleo. Estos aditivos pueden incluir polímeros, los cuales se agregan al crudo pesado para de esta manera poder reducir su viscosidad, facilitando su flujo hacia los pozos.

Los surfactantes por su parte pueden disminuir la tensión interfacial que existe entre el petróleo y el agua, para dar como resultado la mejora de la movilidad del crudo. Por su parte algunos aditivos térmicos pueden llegar a aumentar la eficiencia de la inyección de vapor, mejorando de esta manera la transferencia de calor.

2.7.1. EFECTOS DE LOS ADITIVOS

Los aditivos utilizados al momento de la extracción pueden tener efectos beneficiosos en el proceso de recuperación de crudo pesado de los yacimientos, entre estos

beneficios la reducción de la tensión interfacial entre el crudo y el agua, al igual de la viscosidad del crudo pesado de tal forma que facilita el tránsito de este hacia los pozos de extracción.

Para los autores Piedra et al. (2020) los aditivos también influyen significativamente en la movilidad del vapor, ya que su función térmica mejora la eficiencia de la inyección de vapor, ayudando a controlar su distribución en el yacimiento y la recuperación del crudo pesado sea más efectiva.

2.7.2. GREENZYME

La Greenzyme es una enzima sintetizada con el propósito de digerir el petróleo. Su diseño implica la impregnación de una solución con ADN de microbios preseleccionados, de este modo, actúa como un catalizador orgánico (Nixus International Corporation, 2015, pág. s.n.).

2.7.2.1. Mecanismo de trabajo

Esta enzima libera el petróleo empujándolo de los poros hacia la dirección del flujo. Greenzyme convierte las superficies que son mojables por petróleo y agua en mojables por Greenzyme, aumentando así su mojabilidad superficial. Esto se traduce en un aumento de presión y extensión de superficie cilíndrica (Nixus International Corporation, 2015, pág. s.n.).

2.7.2.2. Superioridad Greenzyme

Una de las mayores ventajas del uso de Greenzyme para la recuperación, en comparación con otros métodos, es que no se ve limitada por factores como el pH, la salinidad, la temperatura o la presencia de isótopos radioactivos. Además, en comparación con métodos que utilizan químicos o elementos químicos, Greenzyme no disminuye su eficacia al trabajar sobre un pozo previamente tratado con métodos alternativos. Greenzyme se diferencia de la recuperación mediante químicos, ya que

se trata de un catalizador y, por tanto, sus efectos son de mayor duración. Esto le permite liberar crudo durante un período mucho más extenso en comparación con otros métodos.

2.7.2.3. Ciclos de vapor

Greenzyme ha sido utilizado después del método de inyección de vapor en pozos y, en algunas ocasiones, también ha sido empleado entre ciclos. Se ha demostrado un aumento en la producción al usar esta enzima en comparación con un ciclo sin su utilización. Esto se debe a que este líquido penetra en el crudo pesado y transforma las moléculas más grandes en pequeñas, facilitando la movilidad del petróleo.

Por otra parte, según Alyon (2017), el tamaño reducido de las gotas de petróleo mejora la permeabilidad magnética y confirma una mayor movilidad, lo cual contribuye al aumento de la producción en cada ciclo (pág. 48).

2.7.3. EL DIÓXIDO DE CARBONO (CO₂)

El uso del dióxido de carbono (CO₂) para la recuperación de petróleos ha sido ampliamente estudiado tanto en laboratorios como en el campo. Se ha determinado que el CO₂ es un buen agente desplazador de petróleos ligeros, medianos y pesados. Inicialmente, el CO₂ no tiene la suficiente miscibilidad para desplazar el crudo desde los yacimientos hacia los pozos productores; sin embargo, con la presión indicada, esto puede lograrse, siendo importante considerar aproximadamente un 23% del volumen poroso.

Este agente puede recuperar crudo mediante el aumento del volumen, la disminución de la viscosidad, la baja tensión interfacial y la miscibilidad bajo altas presiones. No obstante, su uso destaca su funcionalidad en condiciones adecuadas.

En cuanto al proceso de drenaje por gravedad asistida por vapor (SAGD), la adición de dióxido de carbono mejora la recuperación de crudo. Este proceso implica la

acumulación de gas mediante el aislamiento en la parte superior del yacimiento, forzando a la cámara de vapor a direccionarse lateralmente, obteniendo así un aumento en la recuperación del petróleo mediante la eficiencia del vapor.

El CO₂ posee propiedades importantes que lo convierten en el más utilizado para la recuperación de petróleo.

- ✓ Es incoloro, inodoro y ligero a temperatura y presión normales (60°F y 14,7 PSI, respectivamente), conformado por un átomo de carbono y dos de oxígeno.
- ✓ Se produce mediante la combustión y oxidación de materiales como madera, carbón o aceite. En la industria, se recupera de diversas formas, como de los gases de hornos de calcinación o de la reacción del vapor con el gas natural.
- ✓ Su purificación se logra mediante la reacción con una solución de carbonato alcalino, y el gas resultante se almacena y comprime.

Por otro lado, se sabe que la atmósfera está compuesta aproximadamente por 4 partes por 10,000, con una tasa de crecimiento anual del 0.4%. Además, al no combustionar, se emplea en extintores de fuego (Javier & Fernando, 2019, pág. s.n.).

CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

3.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN

Para este trabajo, se empleará la investigación documental, un tipo de investigación cualitativa según Guerrero (2015), que se lleva a cabo mediante la recopilación y selección de información de textos, artículos, libros, entre otros recursos (pág. 02). Otros autores, como Barraza (2018), la denominan investigación bibliográfica (pág. s.n.). Su fuente de información se centra en datos secundarios, y su principal objetivo es orientar la investigación en dos aspectos: en primer lugar, realizar una comparación bibliográfica entre datos existentes y, en segundo lugar, proporcionar una visión sistemática desde diversas fuentes de información.

En concordancia con la visión sistemática, Valencia (2020) indica que la revisión debe tener una secuencia lógica (pág. s.n.), precisando los acontecimientos a través del tiempo. Este tipo de investigación invita a la reflexión del contexto bajo el análisis de distintos aspectos relacionados con el tema de estudio, facilitando la delimitación del objeto de estudio, las fuentes y la comparación entre ellas mediante la delimitación de objetivos.

Asimismo, se debe tener cuidado con la revisión de fuentes de información, especialmente en el ámbito científico, para trazar los objetivos. Cabe destacar que dicha revisión puede considerarse como un artículo de publicación en revistas científicas (Matos, 2020, pág. s.n.) y también puede formar parte del estado del arte de la investigación (Reyes & Carmona, 2020, pág. s.n.).

El propósito de este tipo de investigación es el de planificar un trabajo para profundizar un tema o problema sobre el cual no es posible que quien investiga haga aplicaciones prácticas (Arias, 1997), tales como:

- Análisis de las políticas del Estado Venezolano en cualquier área.
- Análisis de problemas en el área de la especialidad con el fin de describirlos e identificar factores y vías de solución.
- Análisis de propuestas, modelos, estrategias y recursos para establecer factibilidad de aplicación.
- Estudios analítico-críticos sobre concepciones y enfoques de cualquier área.

Por su parte, las fuentes documentales más comunes (Arias, 1997) son:

- Documentos impresos: cualquier soporte de información que genera una investigación; publicaciones periódicas, libros, políticas de estado, artículos, informes, leyes, novelas, ensayos, entre otros.
- Documentos no impresos: grabaciones, películas.

3.2. DISEÑO BIBLIOGRÁFICO

Este trabajo se fundamenta en una revisión profunda, cuidadosa y sistemática. En este sentido, se emplea la recolección, selección y análisis de documentos. De este modo, se prioriza el análisis del fenómeno estudiado.

3.3. POBLACIÓN Y MUESTRA

La población en una investigación se refiere al conjunto de personas u objetos sobre los cuales se busca obtener información. Según Pineda, Alvarado y Canales (1994), este universo

puede abarcar diversas entidades, como personas y animales. En el contexto del presente proyecto, la población incluirá elementos como artículos de prensa y editoriales.

En particular, la población que se aborda en este proyecto se limita al Campo Pungarayacu, situado en la región oriental de Ecuador.

Por otro lado, la muestra constituye un subconjunto representativo de la población total, y su tamaño se determina mediante procedimientos que pueden involucrar fórmulas y lógica, como se detallará más adelante. El muestreo, según la definición de Mata (1997), es el método utilizado para seleccionar elementos de la población, siguiendo un conjunto de reglas y criterios que aseguran su representatividad.

La determinación del tamaño de la muestra se basa en dos criterios: la disponibilidad de recursos y los requisitos del análisis de la investigación. En este sentido, se sugiere, según Pineda, Alvarado y Canales (1994), elegir la muestra más grande posible, ya que una muestra grande y representativa tiende a reducir el error muestral.

En este caso, el tamaño de la muestra se definirá durante la investigación no experimental en el Campo Pungarayacu de la Amazonía ecuatoriana, utilizando datos de referencia ya existentes.

3.4. TÉCNICAS RECOLECCIÓN DE DATOS

Para la recopilación de datos necesarios en función de los objetivos establecidos en esta investigación, se requiere la aplicación de técnicas e instrumentos que faciliten y garanticen este proceso. En este sentido, se define que las técnicas de recolección de datos son las diversas formas o métodos para obtener información. Estas incluyen la observación directa, la encuesta en sus dos modalidades (entrevista o cuestionario), el análisis documental, análisis de contenido, entre otras (Arias, 2012).

Dentro de las modalidades de la observación científica, se distinguen:

- ✓ Observación directa: el investigador se pone en contacto personalmente con el hecho o fenómeno que trata de investigar.
- ✓ Observación indirecta: el investigador conoce el hecho o fenómeno a través de las observaciones realizadas por otra persona.
- ✓ Observación participante: el investigador se integra en el fenómeno estudiado.
- ✓ Observación no participante: se recoge información desde afuera, sin intervenir en el objeto de estudio.

La entrevista, una técnica que implica un diálogo cara a cara entre el entrevistador (investigador) y el entrevistado, tiene como objetivo obtener información proporcionada por este último (S. Stracuzzi & Pestana, 2006). Por otro lado, la encuesta se define como una técnica que busca obtener información proporcionada por un grupo o muestra de sujetos acerca de sí mismos o en relación con un tema específico (Arias, 2012).

En este estudio, se emplea la técnica de recolección de datos denominada observación directa no participante de campo, donde el investigador observa directamente el fenómeno de estudio sin intervenir en él.

CAPÍTULO IV: RESULTADOS

4.1. SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA

El sistema de tratamiento de agua, las instalaciones de generación de vapor y las instalaciones por módulos son los componentes esenciales para una operación eficiente con esta tecnología SAGD.

La planta que produce el agua que será transportada a las instalaciones de generación de vapor es el sistema de tratamiento de agua. Además, esta planta es donde se producirá vapor antes de que se inyecte.

Debido a que este es un proceso que implica la creación de vapor, es crucial considerar las posibles fuentes de agua (ríos, mares, lagos, océanos, tuberías, etc.), así como los costos de transporte y adquisición durante la selección, de manera que pueda volver a su estado natural sin causar daño al medio ambiente.

Las instalaciones del tratamiento de agua generalmente consisten en:

- Sistema removedor de aceite. - También incluye una combinación de un tanque de desnatado con un sistema de flotación, y un sistema de filtros de aceite.
- Sistema de tratamiento de agua: Diseñado para remover la dureza del agua producida previa a ser utilizada para la alimentación del generador de vapor. Puede incluir una combinación de ablandadores calientes de cal, filtros de gravedad y permutadores catión (Halliburton, 2008).

4.2. INSTALACIONES PARA LA GENERACIÓN DE VAPOR

El sistema de generación de vapor utilizado en el proceso SAGD debe ser capaz de producir vapor sin agua al 100% de calidad. Es necesario, como mínimo, tener separadores de vapor de alta presión que produzcan vapor de calidad del 100% y generadores de vapor capaces de producir suficiente vapor a calidades de 80%.

La generación de vapor es aproximadamente el 75% del costo de operación de un pozo donde se aplica el método SAGD. Mejorar la rentabilidad de la operación requiere reducir la relación vapor-petróleo (SOR) mientras se mantiene el régimen de producción. El sistema de bombeo eléctrico sumergible de alta temperatura REDA Hotline 550, conocido como SOR, está configurado para funcionar continuamente en una temperatura de motor interna de hasta 288 grados Celsius.

Este sistema permite la explotación del yacimiento en una presión que es independiente de la presión en la boca del pozo o la presión del separador, lo que mejora la calidad del vapor que puede inyectarse.

4.3. INSTALACIÓN POR MÓDULOS

Los proyectos SAGD suelen organizar las instalaciones de campo en uno o más bloques, conocidos como módulos, para reducir la alteración en el sitio y maximizar la eficiencia de las operaciones.

Los módulos, son conectados a las instalaciones centrales por medio de tuberías, los cuales contienen:

- ✓ Cabezales de los pozos inyectores y productores y
- ✓ La construcción del juego de válvulas o múltiples (manifold) donde estarán las válvulas y los instrumentos de control.
- ✓ Las instalaciones de bloque contienen sistemas de control remoto

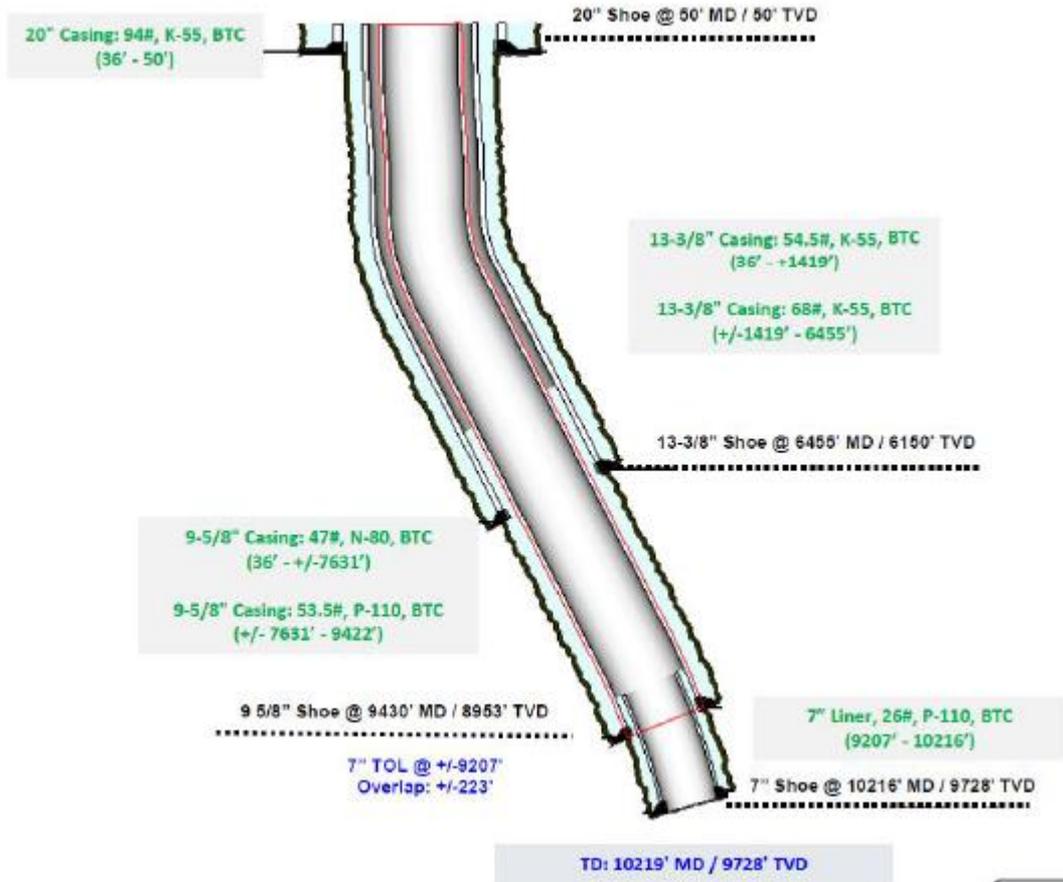
4.4. APLICACIÓN DEL PROCESO

Una fase inicial y una fase de crecimiento son necesarias. La etapa inicial del SAGD se divide en tres etapas claras:

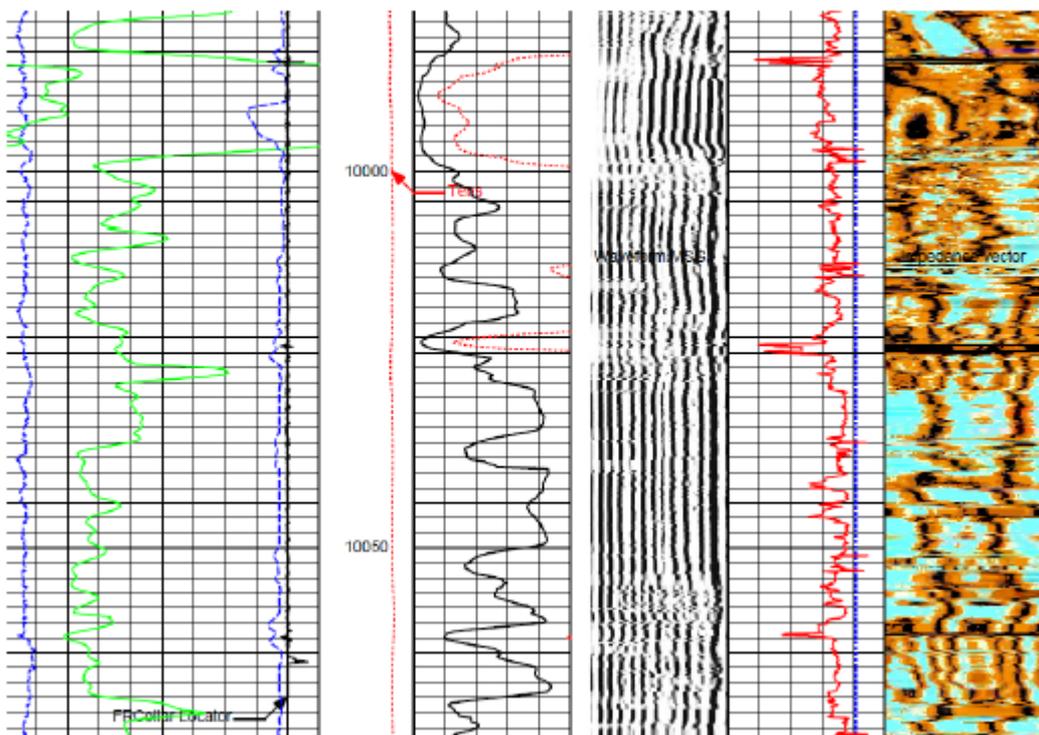
- ✓ Inyección de vapor en ambos pozos: una circulación de vapor comienza en ambos pozos. Los pozos generalmente están terminados con una sarta de tuberías que se utiliza para la inyección de vapor.
- ✓ Generación del diferencial de presión entre los pozos: en esta etapa, se debe crear un diferencial de presión para permitir que el fluido fluya hacia el pozo inferior.
- ✓ La etapa de crecimiento del SAGD comienza con la suspensión de la inyección de vapor en el pozo inferior. Después de chocar ese pozo para mantener la presión de fondo alcanzada en la etapa anterior, comienza la producción.

4.5. PRUEBA DE ADMISIÓN

- ✓ Purgar cualquier aire atrapado en el sistema bombeando lentamente para llenar todas las líneas desde el punto más alto posible o utilizando un camino de circulación de superficie si está disponible. Una vez que aparezca un flujo constante de líquido libre de aire, detenga la bomba y cierre la válvula de relajación de presión.
- ✓ Presurice el sistema de manera lenta en incrementos de presión del 20% de la presión final y mantenga dicha presión por un periodo no menor a 2 minutos para observar posibles fugas o fallas. Si es posible, registre el volumen total bombeado.
- ✓ Cuando se alcance la presión de prueba, aíse el test pump y purgue la presión del lado del test pump.
- ✓ Monitoree la cabeza de la tubería, si la presión cae debajo de la presión inicial más allá de un margen previamente establecido, después de la estabilización, presurice nuevamente hasta la presión de prueba.



Profundidad Asentamiento RTTS packer @ +/- 9,995 ft (LOG 2022)



4.6. CRITERIOS DE APLICACIÓN

El método de segregación gravitacional asistida por vapor puede ser utilizado en yacimientos de crudos pesados y extrapesados, siempre que cumplan con los siguientes requisitos.

CRITERIOS TÉCNICOS PARA LA APLICACIÓN					
PETRÓLEO			RESERVORIO		
Gravedad	API	<15	Porosidad	%	> 20
			Relación de permeabilidad	Kv/Kh	>0.8
			Profundidad	Ft	<4500
			Corte de agua	%	<90
Viscosidad	Cp	>300	Presión	Psi	>200
			Sello lutítico en tope de la arena	Ft	>5
			Espesor Neto	Ft	>50

4.7. VENTAJAS DEL MÉTODO

El proceso de segregación gravitacional asistida por vapor, como método de recuperación terciaria, es un tema importante y atractivo para las industrias petroleras, por lo cual presentan varias ventajas con respecto a los métodos térmicos convencionales, tales como: inyección continua de vapor e inyección cíclica de vapor

- **Técnicas**

Estas ventajas varían según el tipo de arreglo utilizado en el proceso SAGD. Por ejemplo, si se utilizan pozos horizontales en lugar de pozos verticales, aumenta el área de drenaje, lo que permite la producción de hidrocarburos que de otra manera no serían recuperados.

Debido a las condiciones en las que se lleva a cabo el proceso SAGD, se obtienen los siguientes beneficios:

- En comparación con los métodos convencionales (inyección cíclica y continua de vapor), el proceso SAGD no requiere la inyección de fluido adicional para el empuje, lo que reduce los costos de compresión y operación.
- La presencia de vapor altera las propiedades del crudo hasta que se drena hasta la superficie, lo que aumenta su movilidad.

- **Económicas**

Las ventajas económicas del proceso SAGD suelen ser las anteriores, pero también hay otras ventajas económicas como:

- Los costos de perforación de un pozo horizontal pueden ser cuatro veces mayores que los de un pozo vertical, pero su producción puede ser diez veces mayor que la de un pozo vertical.
- Durante el proceso SAGD, los dos pozos se perforan en la misma ubicación, lo que reduce los costos de perforación y las instalaciones superficiales.
- El proceso SAGD no requiere sistemas de producción artificiales para llevar fluido a la superficie; sin embargo, la instalación de estos sistemas depende de la profundidad y la presión del intervalo productor.
- Debido a la falta de producción de arena, no es necesario realizar mantenimientos, lo que reduce los costos y el tiempo.

CAPÍTULO V: CONCLUSIONES

5.1. CONCLUSIONES

- Esta tecnología se basa en el aumento de la movilidad y la viscosidad del crudo. Cuando el vapor altera las propiedades del yacimiento y del aceite, esto se produce.
- La recuperación mejorada de petróleo mediante el Proceso SAGD es ampliamente utilizada en yacimientos que contienen crudos pesados y extrapesados, aunque tiene restricciones en los yacimientos someros. Debido a las grandes pérdidas en la entalpía de vapor desde la superficie de los generadores hasta el fondo del pozo, el proceso SAGD tradicional no es viable en pozos de grandes profundidades.
- Debido a la presencia de petróleo en el yacimiento, los pozos del Oriente Ecuatoriano suelen ser diseñados a grandes profundidades. Esto se debe a que el petróleo del Oriente mantiene densidades y viscosidades altas, que son similares a las del pozo de estudio. Esto abre campos de visión con la misión de permitir la realización de proyectos en condiciones similares a las mencionadas anteriormente.

5.2. RECOMENDACIONES

- Antes de implementar la segregación gravitacional asistida por vapor, realice un análisis exhaustivo de la composición de la mezcla para comprender las propiedades físicas y químicas de los componentes involucrados.
- Mantener un control preciso de la temperatura y la presión en todo el sistema para optimizar la eficiencia de la segregación como también utilizar sensores y sistemas de control automatizados para ajustar las condiciones operativas según sea necesario.
- Implementar medidas de seguridad robustas, como válvulas de alivio de presión, para garantizar que las operaciones sean seguras dentro del sistema y proporcionar capacitaciones adecuadas al personal encargado de operar y mantener el sistema.
- Asegurar el cumplimiento de todas las normativas y regulaciones locales, estatales y federales relacionadas con la segregación gravitacional asistida por vapor.

BIBLIOGRAFÍA

- Alboudwarej, H., Felix, J., Taylor, S., Badry, R., Bremner, C., Brought, B., & Beshry, M. (2006). La importancia del petróleo pesado. <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/heavy-oil-3-spanish>
- ALYON C.A. (2017). LA MEJOR ALTERNATIVA PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS SIN GENERAR CONTAMINACION Y RECUPERAR LA INVERSION A CORTO PLAZO”.
- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (Eds.). (2004). Características geológicas generales de los principales campos petroleros de petroproducción. Instituto Francés de Estudios Andinos, Instituto de Investigación para el Desarrollo (IRD), Petroecuador. <https://doi.org/10.4000/books.ifea.2971>
- Bagci, & Gumrah. (1992). An examination of steam-injection processes in horizontal and vertical wells for heavy-oil recovery. Turquía. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/0920410592900442?via%3Dihub>
- Blanco, P. C. (2010). El Petróleo. Historia y Refino. zaragoza: Escuela Universitaria De Ingeniería Industrial de Zaragoza.
- BNamericas—Campo Pungarayacu. (2015). BNamericas.com. <https://www.bnamericas.com/es/perfil-proyecto/campo-pungarayacu>
- Butler, & Stephens. (1981). Drenaje por gravedad de crudo pesado calentado con vapor en pozos horizontales paralelos. Alberta, Canadá. <https://onepetro.org/JCPT/article-abstract/doi/10.2118/81-02-07/31269/The-Gravity-Drainage-of-Steam-heated-Heavy-Oil-to?redirectedFrom=fulltext>

- Butler, R. (1999). The Steam And Gas Push (SAGP). Canada: Journal of Canadian Petroleum Technology, 38(03).
- Carolina, c. Q., & Aruro, M. Q. (2018). Optimización de la Producción en Yacimientos de Crudos pesados, mediante simulacion de inyección cíclica de vapor e Inyeccion de CO2, utilizando un software de ingenieria. La Libertad: UPSE.
- Carranza, G. C., & Merejildo, G. A. (2018). Optimización de la producción en yacimientos de crudos pesados, mediante simulación de inyección cíclica de vapor e inyección de CO2, utilizando un software de ingeniería. UPSE. Ecuador.
- Chacón, C. A., & Amán, D. C. (2009). Estudio Recuperación de crudos pesados en el campo Pungarayacu mediante inyección de vapor de agua utiizando Tecnologia Actual . Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Cortés, C. F. (2017). Técnicas para mejorar el transporte de crudos pesados por oleoductos (Tesis de pregrado). Escuela Politécnica Nacional, Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, Quito, Ecuador.
- Curtis, C., & Kopper, R. (2002-2003). Yacimientos de petróleo pesado. venezuela: Oilfield Review invierno 2002-2003 in spanish.
- Curtis, C., Kopper, R., Decoster, E., Guzmán-García, A., Huggins, C., Knauer, L., ... & Waite, M. (2003). Yacimientos de petróleo pesado. Oilfield Review, II, 23, 32-55.
- Douglas, A., & Banzér, C. (2002). Recuperacion Termica de Petroleo.
- Escobar, M. T. (2014). La nueva frontera petrolera. Gestion, Economia y Sociedad, 135, 28-31.

Estudios y Servicios Petroleros S.R.L. (2018). VISCOSIDAD Y ESTRUCTURA EN CRUDOS PESADOS DE LA C.G.S.J. . (75), 1 - 8. Buenos Aires. Retrieved 5 de octubre de 2023, from http://oilproduction.net/files/gpa_viscosidad_75.pdf

Evaluación de riesgos: Ivanhoe Energy y el proyecto Pungarayacu en Ecuador | Amazon reloj. (2011, septiembre 23). <https://amazonwatch.org/es/news/2011/0922-risk-assessment-ivanhoe-energy-and-the-pungarayacu-project-in-ecuador>

FERNÁNDEZ, J. A. C. RECURSOS ENERGÉTICOS: EL PETRÓLEO EN NUESTRA VIDA.

Germán, E. R. (2015). IOR- EOR . Mexico: Una oportunidad historica para Mexico .

Griffin, & Trofimenkoff. (1986). Estudios de laboratorio para el proceso de drenaje por gravedad asistido por vapor. Estados Unidos. <https://www.osti.gov/etdeweb/biblio/5137514>

Hernandez, A. D. (2015). consorcios de investigacion y desarrollo Tecnologico aplicados a la explotacion de crudos pesados y extrapesados. Mexico: Universidad Nacional Autonoma de Mexico.

inyeccion de vapor—Colombia.pdf. (s. f.). Recuperado 24 de octubre de 2023, de <http://oilproduction.net/files/inyeccion%20de%20vapor%20-%20colombia.pdf>

LLerena, C. F. (2017). Técnicas para mejorar el transporte de crudos pesados por oleoductos. Quito: Escuela Politécnica Nacional.

Montes, Pacheco, Delgadillo, Muñoz, & Barrios. (2009). Aplicación de nuevas tecnologías para la recuperación de crudo pesado en yacimientos profundos. Colombia.

Morales Villarroel, E. A. (2020). Avances sobre el uso de los surfactantes en la recuperación mejorada de petróleo.

Nixus International Corporation. (2015). Greenzyme: Recuperacion mejorada de petróleo.

Nuevas Tecnologías Aplicadas a SAGD Para Mejorar la Recuperación de Hidrocarburos.pdf. (s. f.). Recuperado 24 de octubre de 2023, de <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/4892/Nuevas%20Tecnolog%C3%ADas%20Aplicadas%20a%20SAGD%20Para%20Mejorar%20la%20Recuperaci%C3%B3n%20de%20Hidrocarburos.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Oilfield Glossary, Schulmerger. (s.f.). <https://glossary.slb.com/es/Terms/e/eor.aspx>

Orlando, M. P. (2008). Estudio de recuperación mejorada de petróleo por inyección de agua caliente en un yacimiento de crudos pesados en un campo del Orinete ecuatoriano. Quito: Escuela Politécnica Nacional, Facultad De Ingeniería En Geología y Petróleos.

Páez, E. G. M., Rodríguez, H. D. P., Aya, C. L. D., Navarro, S. F. M., & Ortiz, W. B. (2019). Aplicación de Nuevas Tecnologías Para la Recuperación de Crudo Pesado en Yacimientos Profundos. <https://www.redalyc.org/pdf/5537/553756880005.pdf>

Piedra, V., Salvador, M., Guzmán, L., Santos, R., Chango, J.-I., Piedra, V., Salvador, M., Guzmán, L., Santos, R., & Chango, J.-I. (2020). Estudio de la Viscosidad en un Crudo Aditivado con Dispersantes y Disolventes Asfálticos. *Revista Politécnica*, 46(2), 7-20. <https://doi.org/10.33333/rp.vol46n2.01>

Polo Contreras, D. A. (2015). Análisis del proceso de Demulsificación de Crudo Pesado: Fenómenos y Mecanismos.

<https://repositorio.uniandes.edu.co/bitstream/handle/1992/17477/u713688.pdf?sequence=1>

Raysha, V. C. (2014). inyección de agua caliente. Ingeniería Petrolera.

Rodríguez-Tarragó, H. L., Falcón-Hernández, J., Hernández-Pedreira, C., & Campos-Sofía, M. (2013). Estabilidad de emulsiones acuosas de petróleo crudo pesado con agente emulsionante de productos de pirólisis. *Tecnología Química*, 33(3), 315-327.

Rosa, A. H. (2015). consorcios de investigación y desarrollo Tecnológico aplicados a la explotación de crudos pesados y extrapesados. Mexico: Universidad Nacional Autónoma de Mexico.

Rosero, M., & Padilla, R. (2017). Screening de métodos de recuperación mejorada de petróleo con potencial de aplicarse en el campo Pungarayacu- Bloque 20. Quito.

Salager, J.-L. (2005). Recuperación Mejorada De Petróleo. Mérida-Venezuela: Universidad De Los Andes.

Sánchez Zambrano, K. S. (2012). COMPORTAMIENTO REOLÓGICO DE CRUDO PESADO DEL ORIENTE ECUATORIANO. 5-17.

schlumberger, e. g. (s.f.).

UGLYALCALA. (2019). APLICACION DE LOS PROCESOS TÉRMICOS EN LA RECUPERACION DE CRUDO PESADOS. EL PETROLEO Y SUS AVANCES BLOG DE WORDPRESS.COM.

Zambrano, C. V. (2018). Estudio comparativo de los métodos de recuperación mejorada SAGD y vapex en el campo Pungarayacu mediante software de ingeniería. La Libertad: Upse

