



UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

TEMA:

ACTUALIZACIÓN DE RESERVAS DE PETRÓLEO ORIGINAL EN
SITIO A TRAVÉS DE LA APLICACIÓN DEL MÉTODO DE
BALANCE DE MATERIALES, CASO ESTUDIO CAMPO SACHA.

PROYECTO PRÁCTICO DEL EXÁMEN COMPLEXIVO:

“TRABAJO DE INVESTIGACIÓN”

AUTOR:

ANGEL ANDRÉS GUALE LAÍNEZ

TUTOR:

ING. MARLLELIS GUTIÉRREZ HINESTROZA. PHD

LA LIBERTAD - ECUADOR

2021

UNIVERSIDAD ESTATAL PENINSULA DE SANTA ELENA

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

TEMA:

ACTUALIZACIÓN DE RESERVAS DE PETRÓLEO ORIGINAL EN
SITIO A TRAVÉS DE LA APLICACIÓN DEL MÉTODO DE
BALANCE DE MATERIALES, CASO ESTUDIO CAMPO SACHA.

**PROYECTO PRÁCTICO DEL EXÁMEN COMPLEXIVO:
“TRABAJO DE INVESTIGACIÓN”**

AUTOR:

ANGEL ANDRÉS GUALE LAÍNEZ

TUTOR:

ING. MARLLELIS GUTIÉRREZ HINESTROZA. PHD

LA LIBERTAD - ECUADOR

2021

UPSE



Santa Elena, 12 de marzo de 2019

CARTA DE ORIGINALIDAD

Ing. Marlelis Gutiérrez Hinestroza, PhD
Directora de la Carrera de Petróleos
Universidad Estatal Península de Santa Elena

Cumpliendo con los requisitos exigidos, envío a Uds. La Tesina Titulada “**Actualización de reservas de petróleo original en sitio a través de la aplicación del método de balance de materiales, caso estudio campo sacha**”, para que se considere la Sustentación, señalando lo siguiente:

1. La investigación es original.
2. No existen compromisos ni obligaciones financieras con organismos estatales ni privados que puedan afectar el contenido, resultados o conclusiones de la presente Investigación.
3. Constatamos que la persona designada como autor es el responsable de generar la versión final de la investigación.
4. El Tutor certifica la originalidad de la investigación y el desarrollo de la misma cumpliendo con los principios éticos.

ANGEL ANDRÉS GUALE LAÍNEZ
Autor: Nombres y Apellidos

Firma:

N° de cédula: 2450653528

Correo: angel.gualelainez@upse.edu.ec

ING. MARLELIS GUTIÉRREZ HINESTROZA. PHD
Tutor: Nombres y Apellidos

Firma:

N° de Cedula: 0961027687

Correo: mgutierrez@upse.edu.ec

DEDICATORIA

Dedico este trabajo primeramente a Dios, a mis padres a quienes admiro por el apoyo incondicional que me han brindado a lo largo de mi vida estudiantil y personal, los cuales han fortalecido mi formación Humana y como futuro profesional.

A mis hermanos Ángel, June y Geanella que siempre me han mostrado su apoyo incluso en momentos más difíciles, siendo parte fundamental en mis estudios.

A mi hija por ser ese impulso para superarme cada día por cumplir cada uno de mis objetivos planteados.

AGRADECIMIENTOS

A dios, por sus bendiciones y por brindarme la oportunidad de vivir cada día, gracias a ello lograr cumplir cada uno de mis propósitos.

A mis padres Santos Guale Rodríguez y June Láinez Quirumbay, que me han brindado su gran apoyo y motivación en mi formación académica, y por creer en mí en todo momento.

Un agradecimiento especial a mi tutora de este proyecto de investigación, Ing. Marllelis Gutiérrez Hinestroza. PhD, gracias a su ayuda, paciencia y tiempo brindado, para poder guiarme en la realización de este proyecto.

A los docentes de la carrera de Ingeniería en Petróleos de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, quienes formaron gran parte de este proceso a lo largo de mi carrera profesional, brindando sus conocimientos, gracias a su paciencia y enseñanza, un eterno agradecimiento a cada uno de ellos.

A esta prestigiosa universidad, la cual me abrió sus puertas, preparándome como profesional con sentido de responsabilidad y rigor académico.

“ACTUALIZACIÓN DE RESERVAS DE PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO A TRAVÉS DE LA APLICACIÓN DEL MÉTODO DE BALANCE DE MATERIALES, CASO ESTUDIO CAMPO SACHA”

Autor: Angel Andrés Guale Laínez

Tutor: Ing. Marllelis Gutiérrez Hinestroza

RESUMEN

En este trabajo el objetivo principal es estimar el petróleo original en sitio para la formación Hollín del campo Sacha, implementando dos métodos para el cálculo del Poes y posteriormente su análisis de certidumbre entre ambos, además se realizará las actualizaciones de reservas de petróleo recuperables, no recuperables y remanentes de la formación. Se presentan dos estudios: Para la estimación del Poes mediante método volumétrico lo principal es disponer de información de porosidad, saturación de petróleo, área y espesor del yacimiento, corroborando que toda esta información sea verídica. La aplicación de la ecuación de balance de materiales, con datos del campo, historial de presión, y con estos, realizar análisis del comportamiento de fluidos en el yacimiento, y mecanismo de empuje para su respectivo cálculo. Se usó la correlación de Arps para yacimientos con empuje hidráulico lateral, para el cálculo del factor de recobro y poder obtener las reservas actuales del yacimiento. Los resultados muestran la eficiencia de cálculo al aplicar los métodos de la cual, para el método volumétrico el Poes obtenido fué de 2809,299842 MMBN de petróleo, mientras que para balance de materiales de 2812,337878 MMBN, con 527,8125 MMBN de reservas recuperables de las cuales aún quedan 410,9845 MMBN de reservas remanentes en el yacimiento. Por lo tanto, se concluye que el método de balance de materiales con un error porcentual de 0,094%, resultó el método con menor incertidumbre para el cálculo de Poes.

PALABRAS CLAVES: Poes, balance de materiales, reservas recuperables, mecanismo de producción, certidumbre.

**“UPDATING OF ORIGINAL OIL RESERVES ON SITE THROUGH THE
APPLICATION OF THE MATERIAL BALANCE METHOD, CASE STUDY
FIELD SACHA”**

Autor: Angel Andrés Guale Láinez

Tutor: Ing. Marllelis Gutiérrez Hinestroza

ABSTRACT

In this work, the main objective is to estimate the original oil on site for the Hollin formation in the sachá field, implementing two methods for calculating the Poes and subsequently analyzing the certainty between them, in addition to updating recoverable oil reserves, non-recoverable and remnants of the formation. Two studies are presented: For the estimation of Poes by volumetric method, the main thing is to have information on porosity, oil saturation, area and thickness of the reservoir, confirming that all this information is true. The application of the material balance equation, with field data, pressure history, and with these, performs analysis of the behavior of fluids in the reservoir, and the thrust mechanism for its respective calculation. The Arps correlation for reservoirs with lateral hydraulic thrust was used to calculate the recovery factor and be able to obtain the reserves of the current reservoir. The results show the calculation efficiency when applying the methods, which means that for the volumetric method the Poes obtained was 2809.299842 MMBN of oil, while for the balance of materials it was 2812.337878 MMBN, with 527.8125 MMBN. of recoverable reserves of which there are still 410.9845 MMBN of remaining reserves in the deposit. Therefore, it is concluded that the material balance method with an-error percentage of 0.094% was the method with the lowest uncertainty for the Poes calculation.

KEY WORDS: Poes, material balance, recoverable reserves, production mechanism, certainty.

INDICE GENERAL

CARTA DE ORIGINALIDAD.....	iii
DEDICATORIA	iv
AGRADECIMIENTOS.....	v
RESUMEN	vi
ABSTRACT	vii
INDICE GENERAL.....	viii
INDICE DE GRÁFICOS	x
INDICE DE TABLAS	xi
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	2
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	2
1.1 ANTECEDENTES	2
1.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	4
1.3 HIPÓTESIS DE TRABAJO	5
1.4 ALCANCE.....	5
1.5 OBJETIVOS	5
1.5.1 Objetivo general.....	5
1.5.2 Objetivos específicos.....	5
1.6 METODOLOGÍA.....	6
CAPÍTULO II	7
2. MARCO TEÓRICO.....	7
2.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO SACHA.....	7
2.1.1. Límites del campo sachá	8
2.2 ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO SACHA	9
2.3 ARENAS PRODUCTORAS DEL CAMPO SACHA	9
2.3.1 Litología del campo sachá	10
2.4. CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO HOLLÍN	11
2.4.1 Propiedades de la roca.....	11
2.4.2 Propiedades de los fluidos.	11
2.5 CARACTERIZACIÓN DE LOS CRUDOS	12
2.6 DATOS PVT	12
2.7 FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO (Bo).....	13

2.8 SOLUBILIDAD DEL GAS (Rs)	14
2.9 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN	15
2.9.1 Clasificación de los mecanismos de producción	15
2.9.2 Mecanismo de producción de arenas productoras del campo sachá.....	18
2.10 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS SEGÚN EL PUNTO DE BURBUJA	19
2.11 PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES)	20
2.11.1 Métodos de cálculo de petróleo original en sitio	21
2.12 RESERVAS DE HIDROCARBUROS	24
2.12.1 Clasificación de reservas según grado de certeza	24
2.12.2 Clasificación de las reservas según el método de recuperación.....	25
2.12.3 Clasificación de las reservas según el grado de desarrollo	25
2.12.4 Reservas no probadas	25
2.12.5 Reservas remanentes.....	25
2.13 FACTOR DE RECOBRO DE PETRÓLEO	26
CAPITULO III	27
3. METODOLOGIA DE LA INVESTIGACIÓN.....	27
3.1 MÉTODOS PARA LA ESTIMACIÓN DEL PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO	27
3.1.1 Método volumétrico	27
3.1.2 Balance de materiales	28
3.2 CÁLCULO DE RESERVAS DE LA FORMACIÓN HOLLÍN DEL CAMPO SACHA.....	31
3.2.1 Estimación del factor de recobro esperado	31
3.2.2 Cálculo de reservas recuperables, no recuperables y reservas remanentes de la formación Hollín del campo sachá.....	32
3.3 COMPARACIÓN DE RESULTADOS ENTRE EL MÉTODO DE BALANCE DE MATERIALES Y VOLUMÉTRICO.	32
CAPITULO IV	33
4. ANALISIS Y RESULTADOS	33
4.1 MÉTODO VOLUMÉTRICO	33
4.2 MÉTODO DE BALANCE DE MATERIALES.....	33
4.2.1 Historial de presión.....	33
4.2.2 Selección de datos de la formación Hollín	34
4.3 CÁLCULO DE ERROR	36
4.3.1 Método volumétrico	37
4.3.2 Método de balance de materiales	37
4.4 CÁLCULO DE RESERVAS DE LA FORMACIÓN HOLLÍN DEL CAMPO SACHA.....	37

4.4.1 Estimación del factor de recobro esperado	37
4.4.2 Reservas recuperables de formación Hollín del campo Sacha.....	38
4.4.3 Reservas no recuperables de la Arena Hollín.....	38
4.4.4 Reservas remanentes de la formación Hollín	38
4,5 RESULTADOS	39
4.5.1 Comparación de resultados.	39
4.5.2 Reservas de la formación hollín	39
CONCLUSIONES	41
RECOMENDACIONES	42
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	43

INDICE DE GRÁFICOS

Ilustración 1.- Ubicación del campo Sacha en la Cuenca Ecuatoriana	7
Ilustración 2.- Límites del campo Sacha	8
Ilustración 3.- Columna Estratigráfica del campo Sacha	9
Ilustración 4.- Arenas Productoras del campo Sacha.....	10
Ilustración 5.- Comportamiento del factor volumétrico de formación.....	14
Ilustración 6.- Diagrama de Solubilidad de gas vs Presión	15
Ilustración 7.- Sistema acuífero-reservorio en la formación Hollín del campo Sacha.....	19
Ilustración 8.- Clasificación de los Yacimientos de acuerdo con el Punto de Burbuja.....	20
Ilustración 9.- Historial de producción del campo sachá	29
Ilustración 10.- Historial de presión de la formación Hollín.....	34
Ilustración 11.- Reservas recuperables y no recuperables de la formación Hollin del campo Sacha	40
Ilustración 12.- Reservas remanentes de la formación Hollín del campo Sacha.....	40

INDICE DE TABLAS

Tabla 1.- Coordenadas del campo sacha	8
Tabla 2.- PVT disponible del campo Sacha	12
Tabla 3.- Caracterización de los crudos del campo Sacha	12
Tabla 4.- Datos PVT por zona productora del campo sacha	13
Tabla 5.- Datos petrofísicos de la formación Hollín necesarios para el método Volumétrico....	33
Tabla 6.- Datos del yacimiento iniciales y actuales de la formación hollín	34
Tabla 7.- Datos necesarios para análisis del yacimiento	35
Tabla 8.- Resultados de POES	39

INTRODUCCIÓN

El presente proyecto se basa en el desarrollo de una metodología donde se actualizará el petróleo original en sitio (POES) de la formación Hollín del campo sacha, por medio de balance de materiales y método volumétrico aplicables para cálculo de POES y su respectiva comparación al grado de incertidumbre de cada método.

En el capítulo 1 se muestran los objetivos del proyecto, planteamiento del problema, además de antecedentes de trabajos de titulación relacionados al cálculo de Poes.

El capítulo 2 detalla la ubicación geográfica, columna estratigráfica descripción geológica de los yacimientos principales del campo, datos PVT de cada yacimiento necesario para el cálculo de POES, mecanismo de producción presente en la formación hollín.

En el capítulo 3 se detalla la metodología usada, además de cada consideración para el desarrollo de cada uno de los cálculos, se analiza el historial de presión para la detección del mecanismo de empuje presente en el yacimiento. Se muestran además las ecuaciones que nos permitirán conocer los diferentes tipos de reservas.

En cuarto capítulo se presentan los cálculos realizados y se analizan los resultados obtenidos, en relación con el porcentaje de error de cada método.

Se demostró la cantidad existentes de reservas recuperables, reservas no recuperables, y reservas remanentes del yacimiento Hollín del campo sacha.

Por último, se presentarán las conclusiones y recomendaciones deducidas de la estimación del POES y las reservas presentes en el yacimiento Hollín del campo sacha.

CAPÍTULO I

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 ANTECEDENTES

Existen varios trabajos de investigación de cálculos de volumen de petróleo original en sitio, todo esto debido a que la explotación, producción de petróleo y registros de campos, lo cual puede resultar en una reducción o elevación de reservas en un determinado país.

Según (Aguilera, 2019), en su proyecto de grado, propone una metodología para actualizar el petróleo original in situ (POES) del campo Pucuna, por lo cual se desea calcular las reservas con las que aún cuenta el campo, para saber si es económicamente rentable seguir produciendo y así evitar gastos innecesarios para la empresa encargada (PetroAmazonas) en caso de no ser rentable.

Para el desarrollo de la construcción del modelo de balance de materiales, se usó el software de ingeniería de yacimientos (MBAL) y junto con el software de producción (OFM) se elaboró un análisis de las curvas de declinación de la producción de dicho campo, además se estimó el POES mediante los métodos: volumétrico, probabilístico y balance de materiales.

Al final se obtuvieron los siguientes valores de POES calculados mediante las metodologías usadas con un error por debajo del 6% con un valor de POES oficial de 22.510651 MMBBL hecho por el método geoestadístico”.

(PEREIRA, 2009), en su proyecto de grado determinó las reservas y predicción de la producción de los campos Auca-Auca Sur.

Para el cálculo del petróleo original en sitio se definieron las arenas del campo, y se clasificaron en arenas continuas y no continuas. Para las arenas continuas a lo largo de todo el campo se tomó un área general para cada una de éstas y se utilizaron parámetros petrofísicos promedios de toda la arena, obteniendo los siguientes resultados: .

Para las arenas que no son continuas a lo largo del campo, como Basal tena y “T”, el cálculo se realizó por partes.

- Para la basal tena, el volumen de petróleo total de la arena fue de 186195907.112 barriles.
- Para la arena “T”, el POES obtenido fue de 403981998.667.

Finalmente, basándose en los historiales de producción del campo y partiendo de la situación actual del mismo, se realizó una predicción futura de los posibles escenarios de producción para cada una de las arenas dentro de ciertos periodos de tiempo.

Otro importante trabajo de investigación es el realizado por (Totoy, 2018), en el mencionado proyecto de grado se propone una metodología donde se actualizará el petróleo original en sitio (POES) del yacimiento hollín perteneciente al campo Palo Azul por medio del uso del software de simulación llamado MBAL, el cual con los datos petrofísicos, del acuífero y del fluido de yacimiento, permitirá la construcción de un modelo de balance de materiales en conjunto con el software de producción (OFM) con el cual podremos realizar un análisis de las curvas de declinación de la producción del reservorio.

Los resultados de los diferentes valores de POES obtenidos, por medio de los diversos métodos empleados con su respectivo error con respecto al POES oficial de 338.709 MMBLS

El valor del POES obtenido a través del método volumétrico fue de 334.765359 MMBLS. Con un error del 1.16% con respecto al Poes oficial.

El valor del POES por el método probabilístico usando el software Crystal Ball fué de 319.928737 MMBLS normales. Con un error del 5.84% con respecto al Poes oficial.

El valor del POES a través del método de balance de materiales que nos proporciona el software Mball, fue de 335.667 MMBLS, valor que se aleja del valor oficial del POES 338.709 MMBLS, lo que proporciona un error de 0.89%.

La estimación de reservas se lo realizo teniendo en cuenta la producción de petróleo acumulado, el POES, y las diferentes ecuaciones que nos permite conocer los diferentes tipos de reservas, se demostró la cantidad de las reservas remanentes recuperables, reservas remanentes no recuperables, reservas desarrolladas y no desarrolladas.

El trabajo de investigación de postgrado realizado por (Vela, 2018) denominado. “Determinación de reservas mediante la actualización de los modelos estructural y petrofísico de la formación “u” inferior del campo tetete-tapi” Se realizó con el objetivo de determinar el petróleo original en sitio “N” y las reservas recuperables de petróleo “NR” de la arena “U” inferior del campo Tetete-Tapi, mediante la actualización de los modelos estructural y petrofísico, para este fin se hizo uso de softwares especializados, se añadió 8 pozos existentes actualmente con sus respectivos registros y surveys, se comprobó la petrofísica de dos pozos, uno histórico y un nuevo, dando como resultado luego de realizar el poblamiento en todos los modelos, valores promedio actuales de propiedades petrofísicas como porosidad, saturación de agua y permeabilidad así como modelos actualizados de facies y espesores netos, con los cuales se procedió a realizar el cálculo de las reservas para este campo y así obtener información actualizada para un óptimo gerenciamiento del mismo.

Los resultados obtenidos luego de realizar este proceso fueron, 161.22 MMBN de petróleo original en sitio y 77.38 MMBN de reservas recuperables, mediante el uso de los modelos estructural y petrofísico en el método volumétrico, y valores de 202 MMBN en POES y 97.16 MMBN de reservas recuperables mediante la aplicación del método geoestadístico.

Al finalizar este estudio podemos concluir la importancia que representa realizar una actualización sobre los modelos antes mencionados, ya que una mínima variación en los mismos implica una diferencia considerable en resultados primordiales como son las reservas del yacimiento.

1.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

La arena “Hollín” del campo sacha, es uno de los reservorios con mayor potencial de producción. La problemática del presente trabajo de investigación se da origen debido a la escasez de modelos actualizados de uno de los principales reservorios de este campo, lo que conlleva a una falta de elementos para la toma de decisiones en la ubicación de pozos productores, interrogantes en pronósticos de producción y selección de métodos de recuperación mejorada lo que llevaría a tener bajos factores de recobro, incertidumbre en la distribución de las propiedades del reservorio y por consiguiente una alta inseguridad en los valores del petróleo original en sitio (POES) y reservas recuperables de petróleo del campo.

El petróleo original en sitio se puede obtener mediante el método volumétrico o del método de balance de materiales, siempre y cuando se disponga de suficientes datos sobre la roca del yacimiento, las propiedades de los fluidos, los límites del yacimiento y el rendimiento de la producción.

El método volumétrico es comúnmente utilizado antes del desarrollo de la explotación y se encuentra basado en información de registros petrofísicos y de análisis de núcleo de donde se obtiene datos del volumen total, porosidad y saturación de los fluidos, además del factor volumétrico de petróleo.

En el campo Sacha se encuentran produciendo una gran cantidad de pozos, es por eso por lo que se hace necesario desarrollar una actualización de volúmenes de petróleo, para obtener un equilibrio entre los costos de operación y el dinero que presentan las reservas con el fin de impulsar el desarrollo de la explotación al inicio de la estimación del POES con el método volumétrico.

1.3 HIPÓTESIS DE TRABAJO

- El cálculo mediante método de balance de materiales es de mayor eficiencia en el cálculo de reservas de un campo comparado con el método volumétrico.
- El error de cálculo de volumen original en sitio mediante balance de materiales será menor al 2%

1.4 ALCANCE

El presente proyecto tiene como objeto principal evaluar el volumen de petróleo original en sitio de la arena Hollín del campo Sacha de la cuenca oriente, y a su vez también se logrará obtener volúmenes de reservas actuales del yacimiento.

1.5 OBJETIVOS

1.5.1 Objetivo general

Aplicar el método de balance de materiales para la obtención de cantidades de volúmenes de petróleo original en sitio de la formación Hollín del campo Sacha.

1.5.2 Objetivos específicos

- ✓ Determinar el petróleo Original en sitio de la formación hollín.

- ✓ Comparar el resultado del método de balance de materiales con el valor obtenido mediante el método Volumétrico.
- ✓ Calcular el factor de recobro de la formación Hollín.
- ✓ Estimar reservas remanentes, recuperables y no recuperables del yacimiento.

1.6 METODOLOGÍA

La metodología basada en el presente proyecto es prácticamente la aplicación de la ecuación de balance de materiales, con los datos del campo obtenidos de trabajos realizados y sitios webs, necesarios para el cálculo de volúmenes de petróleo en la formación Hollín. A continuación, se detallará brevemente los pasos a realizar en el presente trabajo:

- Descripción y selección de datos PVT, geológicos, petrofísicos, datos de presiones del yacimiento, mecanismo de producción.
- Estimación de las reservas mediante el método Volumétrico
- Análisis del comportamiento de fluidos dentro del yacimiento
- Estimación del petróleo original en sitio mediante el método de balance de materiales, cálculo del POES.
- Análisis y presentación de los resultados obtenidos.
- Comparación de resultados entre el método de Balance de Materiales y Volumétrico.
- Con los resultados de POES obtenido, calcular reservar recuperables, no recuperables y remanentes.
- Conclusiones y Recomendaciones

CAPÍTULO II

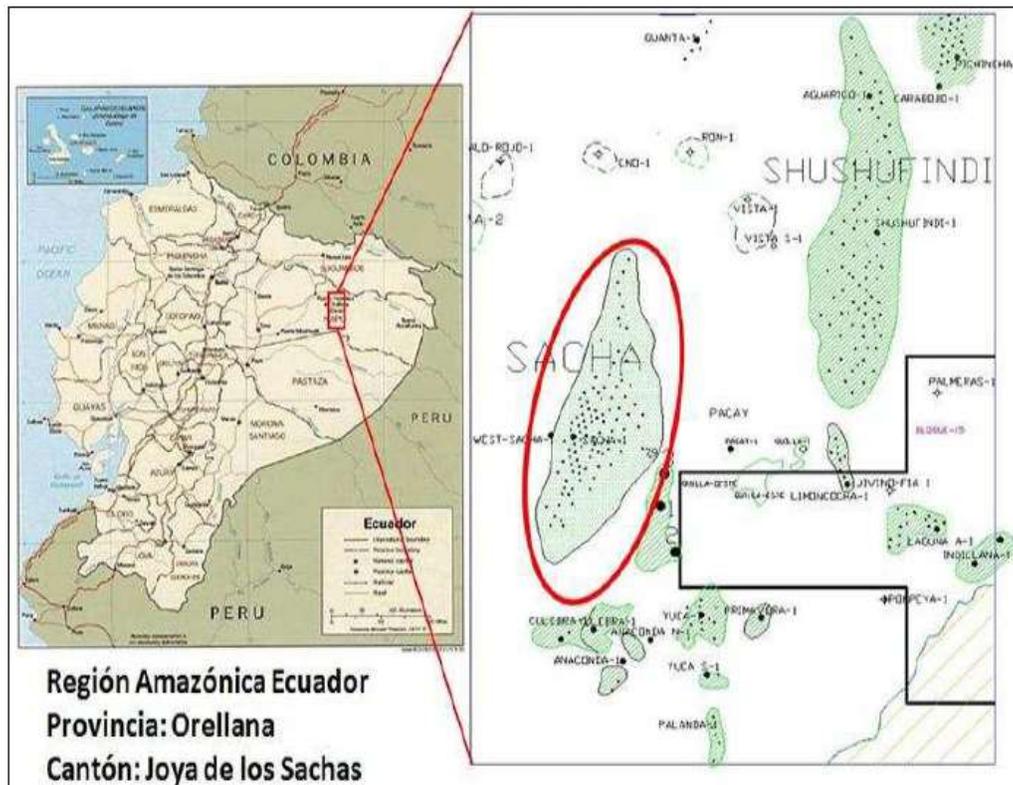
2. MARCO TEÓRICO

2.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO SACHA

El campo Sacha está ubicado en el bloque 60 a 300 km al noroeste de Quito en la región Amazónica del Ecuador, en la provincia de Orellana, dentro de la zona del cantón Joya de los Sachas. La ilustración 1 exhibe la ubicación geográfica del campo. (Baby, 2004)

Está localizado en el flanco occidental del corredor Sacha –Shushufindi; y además cuenta con un área de 32.167 acres. (Torres, 2016)

Ilustración 1.- Ubicación del campo Sacha en la Cuenca Ecuatoriana



Fuente: (Torres, 2016)

A continuación, se muestra la tabla 1 con las coordenadas geográficas del campo Sacha.

Tabla 1.- Coordenadas del campo sacha

LATITUD	LONGITUD
00° 19' 22.54" SUR	76°50' 05.87" ESTE

Fuente: (Torres, 2016)

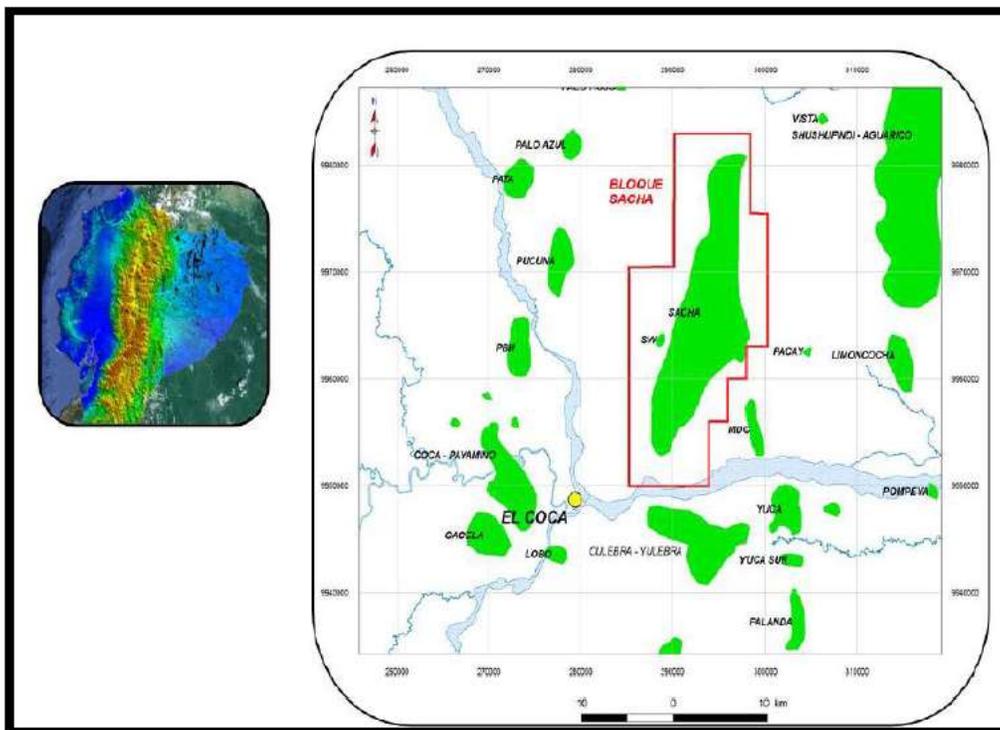
Elaboración propia: Ángel Guale (2021)

2.1.1. Límites del campo sacha

Se encuentra limitado por:

- Al Norte con las estructuras Palo Rojo, Eno, Ron y Vista
- Al Sur por los campos Culebra y Yulebra
- Al Este por los campos Mauro Dávalos Cordero, Shushufindi-Aguarico, Limoncocha y Pacay
- Mientras que al Oeste por los campos Pucuna, Paraíso y Huachito.

Ilustración 2.- Límites del campo Sacha



Fuente (Rio napo, 2013)

2.2 ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO SACHA

El campo Sacha presenta una estratigrafía semejante a otros campos de la cuenca oriente, con afloramiento de rocas sedimentarias del mioceno al reciente. Subyaciendo a estas se tiene un potente conjunto de sedimentos de edades comprendidas entre el jurásico al oligoceno. En la ilustración 3 se muestra la columna estratigráfica del campo.

Ilustración 3.- Columna Estratigráfica del campo Sacha

EDAD	FORMACIÓN	MIEMBRO	TOPE REGISTROS MD (pies)	AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN
Cuaternario	Cuaternario Indiferenciado		-	Continental
Mioceno	Chalcana		-	Continental
Oligoceno	Orteguaza		-	Marino Somero
Paleoceno-Eoceno	Tiyuyacu	Tiyuyacu	-	Continental
		Congl. Superior	-	Continental
		Congl. Inferior	-	Continental
Cretácico Superior	Tena	Tena	-	Continental
	Napo	Basal Tena	9386	Transicional
		Napo	9397	
		Zona Caliza "M-1"	9644	
		Caliza "M-2"	9848	
		Caliza "A"	9983	
		Arenisca "U" Superior	10101	
		Arenisca "U" Inferior	10132	
		Caliza "B"	10272	
		Arenisca "T" Superior	10292	
		Arenisca "T" Inferior	10383	
		Caliza "C"	10568	
		Cretáceo	Hollín	
Hollín Inferior	10611			Continental

Columna estratigráfica y ambientes deposicionales pertenecientes al pozo Sacha-207D.

Fuente: (PETROAMAZONAS EP, 2013)

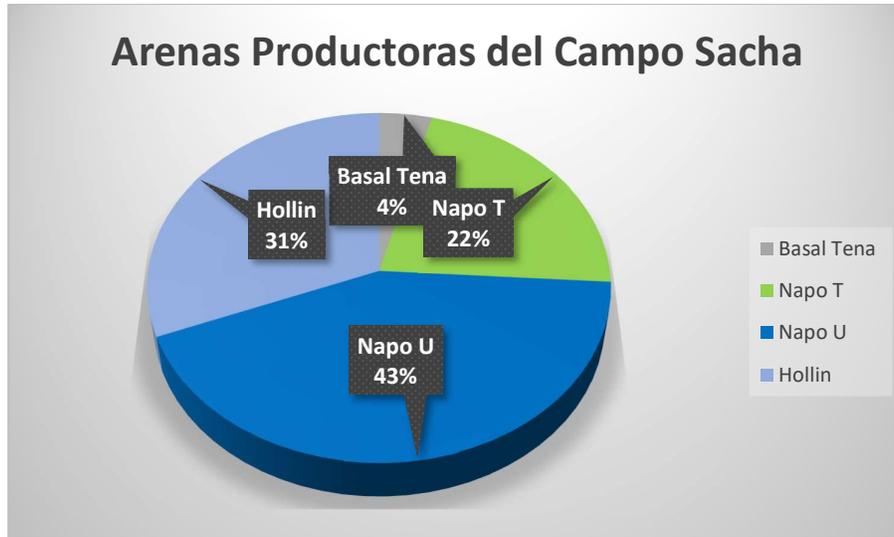
Extraído de: (Calva, 2019)

2.3 ARENAS PRODUCTORAS DEL CAMPO SACHA

Las principales zonas que concentran los mayores volúmenes de reservas en el campo se encuentran conformados por las formaciones Hollín, Napo "U", Napo "T" y Basal Tena,

ésta última en menor proporción. El siguiente gráfico (Ilustración 4) muestra los porcentajes de cada arena productora.

Ilustración 4.- Arenas Productoras del campo Sacha



Fuente: (PETROAMAZONAS EP, 2013)

Elaboración propia: Ángel Guale (2021)

2.3.1 Litología del campo sachá

Se detallará brevemente la litología de los yacimientos para este estudio correspondiente a la columna estratigráfica del campo.

2.3.1.1 Arenisca Basal tena

Este yacimiento generalmente se compone por secuencias de grano fino a muy fino; lo cual indica un desarrollo en forma irregular, formando conjunto de estratos lenticulares o trampas estratigráficas en el campo y en la cuenca Amazónica.

Basal tena cuenta con un espesor promedio de 4 pies, una porosidad de 18%, saturación de agua de 31%, salinidad promedio que va de 24000 a 36000 ppm de cl y un °API de 25,1. (Rio napo, 2013)

2.3.1.2 Yacimiento U

La composición del yacimiento U constituye una arenisca cuarzosa, blanca, de grano fino, ocasionalmente grano medio, regular selección, cemento silicio, y una alta saturación de hidrocarburos. La arenisca U inferior consta de un espesor neto promedio de 31 pies,

porosidad de 20%, saturación de agua de 25% y una salinidad promedio de 25000-45000 ppm de Cl- y un °API de 28,6. (Romero, 2010)

2.3.1.3 Yacimiento “T”

El yacimiento “T”, se trata de una arenisca cuarzosa, de grano medio a fino y buena saturación de hidrocarburos. Este yacimiento tiene un espesor cerca de los 100 pies, además posee una porosidad promedio de 21%, saturación de agua de 14,8%, una salinidad promedio de 20000 a 25000 ppm de Cl- y un °API de 28. (Romero, 2010)

2.3.1.4 Yacimiento Hollín Superior

La arena hollín superior está constituido por una arenisca cuarzosa, consolidada, de grano fino, con inclusiones de glauconita y clorita. Hollín superior ofrece buena saturación de Hidrocarburos de 27 °API. Consta de un espesor saturado de 7,5 pies al centro del campo, porosidad 12%, saturación de agua de 35% y salinidad de 3891 ppm Cl. Hacia la parte Norte del campo, la formación hollín se presenta en forma estratigráfica, disminuyendo el espesor neto saturado de 12 - 15 pies en promedio. (Rio napo, 2013)

2.3.1.5 Yacimiento Hollín Inferior

El yacimiento hollín inferior es una arenisca cuarzosa, consolidada, de grano medio, de edad Cretácica inferior. Se caracteriza por poseer una excelente saturación de hidrocarburos de 29 °API, su espesor promedio saturado es de 45 a 55 pies, porosidad de 15%, saturación de agua entre el 20 y 40% y una salinidad de 500 a 1500 ppm de Cl. El ambiente de depositación que este presenta es de tipo fluvial. (Romero, 2010)

2.4. CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO HOLLÍN

2.4.1 Propiedades de la roca

Las propiedades petrofísicas del reservorio hollín denotan valores de saturación de agua entre 8 y 58%, permeabilidades entre 141 y 290 mD, porosidad promedio que varían en un rango de 10 y 19% dependiendo del contenido de arcilla y el tamaño de grano de la roca, la matriz y el cemento; Además de poseer salinidades de 7400 y 3200 ppm Cl- para las formaciones de Hollín superior e inferior respectivamente. (Baby, 2004)

2.4.2 Propiedades de los fluidos.

Los análisis de presión, volumen y temperatura (PVT) de los fluidos en el yacimiento, es el proceso de determinar el comportamiento de los fluidos y las propiedades de las muestras de petróleo y gas existentes en un reservorio y considera un requisito importante

en la ingeniera de yacimientos. En la formación Hollín, la gravedad API está estimada en el rango de 27 a 28 °API, tratándose de un petróleo mediano.

La tabla 2 muestra los análisis PVT realizados a pozos ubicados en la formación Hollín, y su respectiva fecha en la que se llevó a cabo el análisis. (Calva, 2019)

Tabla 2.- PVT disponible del campo Sacha

Reservorio	Pozo	Fecha	Referencia
HOLLIN	SA-062	Noviembre 1995	PVT-H-SA062
	SA-186	Diciembre 2004	PVT-H-SA186
	SA-135	Septiembre 1995	PVT-H-SA135
	SA-139	Septiembre 1995	PVT-H-SA139
	SA-191	Abril 2005	PVT-H-SA191

Fuente: (PETROPRODUCCIÓN , 2008)

2.5 CARACTERIZACIÓN DE LOS CRUDOS

La toma de muestras ayuda al análisis para determinar las principales propiedades de los crudos para cada yacimiento principal del campo sachá presentadas en la Tabla 3.

Tabla 3.- Caracterización de los crudos del campo Sacha

Reservorio	Gravedad °API	Azufre %
Basal Tena	27 a 29	Sin dato
U	27 a 29	1.15 a 1.23
T	27 a 28	0.80 a 0.90
Hollín	27 a 28	0.4 a 1.1

Fuente: (PETROPRODUCCIÓN , 2008)

2.6 DATOS PVT

La determinación de las propiedades de la mezcla de petróleo y gas en el yacimiento es vital para comprender la facilidad con la que fluirán los hidrocarburos hacia superficie, y permite al ingeniero seleccionar los métodos de extracción más rentables.

El análisis histórico de presión de reservorio muestra mayor frecuencia en repetición de datos que corresponde a la presión estabilizada de los yacimientos, sobre todo para los bloques del campo que están en explotación desde un mayor tiempo. (Romero, 2010)

A continuación, se presentan los datos de PVT para cada zona productora, descrita en la tabla 4.

Tabla 4.- Datos PVT por zona productora del campo sacha

Parámetro	Reservorio				
	BT	“U”	“T”	Hollín Superior	Hollín Inferior
Temperatura (°F)	181	219	221	225	225
Presión Inicial (Psi)	3587	4054	4146	4450	4450
Presión de Burbuja (Psi)	870	1170	1310	550	61
GOR (Pcn/Bn)	150	284	389	93	93
Gravedad API	24.1	22.8	30.3	27.3	28
C_{oi} ($\times 10^6 \text{ Psi}^{-1}$)	7	8.02	9.02	9.2	5.7
Boi (By/Bn)	1.117	1.2302	1.3726	1.1334	1.1021
μ_{oi} (cp)	2.5	1.8	1.6	1.4	3.7

Fuente: (PETROPRODUCCIÓN, 2008)

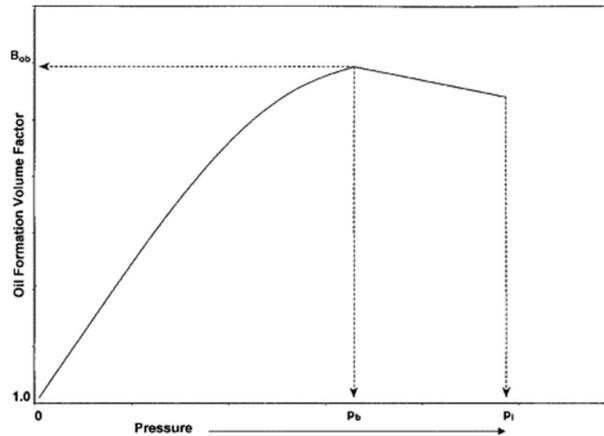
2.7 FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO (Bo)

Se define al factor de volumétrico de formación de petróleo, Bo, como la relación entre el volumen de petróleo (más el gas en solución) a la temperatura y presión actual del yacimiento y el volumen de petróleo en condiciones estándar. Bo siempre es mayor o igual a la unidad.

A presiones mayores del punto de burbuja no se libera gas, el petróleo se mantiene subsaturado, y el Bo tiene un comportamiento inversamente proporcional a la presión, esto se debe a que los fluidos son ligeramente compresibles y al haber menos presión se genera expansión.

A presiones menores que la presión de burbuja, el efecto de expansión es insignificante sobre el comportamiento de la disminución del volumen, esto se debe a la liberación del gas disuelto en el petróleo (Paris De Ferrer, 2009)

Ilustración 5.- Comportamiento del factor volumétrico de formación



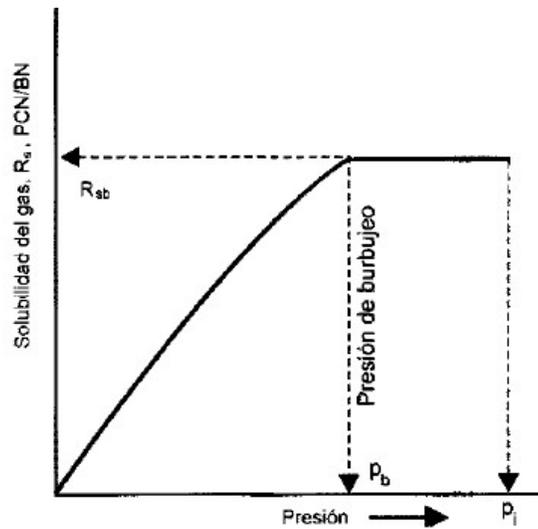
Fuente: (Hamed, 2018)

2.8 SOLUBILIDAD DEL GAS (R_s)

Se puede definir como el número de pies cúbicos estándar de gas que a determinada presión y temperatura se encuentran disueltos en un barril de petróleo a condiciones normales. La solubilidad del gas en el petróleo depende la presión, temperatura, °API.

La ilustración 6 muestra el comportamiento de la solubilidad de gas en función de la presión. Se observa que a medida que la presión reduce desde la presión inicial de yacimiento, hasta la presión de burbujeo, no se desprende gas del petróleo, por lo tanto, la solubilidad permanece constante. Por debajo del punto de burbuja, el gas empieza a liberarse y el valor de R_s disminuye. (Paris De Ferrer, 2009)

Ilustración 6.- Diagrama de Solubilidad de gas vs Presión



Fuente: (Paris De Ferrer, 2009)

2.9 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN

Los yacimientos de petróleo y gas poseen energía considerada natural del yacimiento, esta energía acumulada en el yacimiento es liberada para lograr el desplazamiento de los fluidos hacia los pozos productores.

La primera fase de recuperación de hidrocarburos se produce de un proceso de desplazamiento de fluidos. Esto ocurre debido a un gradiente de presión, el cual hace que los hidrocarburos fluyan hasta superficie, mientras que otro fluido llega a invadir el lugar antes ocupado por los hidrocarburos en el yacimiento. (Cortés, 2020)

2.9.1 Clasificación de los mecanismos de producción

Existen seis mecanismos de empuje y son los siguientes:

- Empuje por expansión de Fluidos
- Empuje por gas en solución
- Empuje por casquete de gas
- Empuje Hidráulico
- Empuje por segregación gravitacional

2.9.1.1 Empuje por expansión de los fluidos

La reducción de presión en el yacimiento, producida por la producción de fluidos causará una expansión del petróleo y del agua dentro del mismo y a su vez provocando una

reducción en el volumen poroso de la roca. A este efecto se le denomina mecanismo de empuje por expansión de roca y fluido.

Este empuje se caracteriza por:

- La presión del yacimiento declina rápidamente.
- La relación gas-petróleo de los pozos del yacimiento es similar al factor de solubilidad del gas en el petróleo. Es decir, $R_p = R_{si}$.
- El factor de recobro estimado es de aproximadamente de 5%.

2.9.1.2 Empuje por gas en solución

Este mecanismo es muy común en yacimiento saturados es decir cuando la presión del yacimiento está por debajo de la presión de burbuja.

Este mecanismo se lleva a cabo, cuando la presión disminuye debido a la explotación del yacimiento, en el tiempo que esto sucede los componentes livianos presentes en los hidrocarburos pasan a estado gaseoso, formando burbujas y esta a su vez permitirá el desplazamiento de los hidrocarburos líquidos.

Las principales características de este mecanismo son:

- La relación gas-petróleo al principio es menor que la razón de solubilidad a la presión de burbujeo luego incrementa hasta un máximo para después declinar.
- La presión del yacimiento declina gradualmente.
- El factor de recobro para este mecanismo se encuentra en un rango entre 5 y 30%.

2.9.1.3 Empuje por capa de gas

Se considera que, para este mecanismo, la presión inicial del yacimiento es igual o menor a la presión del punto de burbuja. Cuando la presión se reduce debido a la producción de fluidos, la capa de gas se expande, provocando de esta manera el desplazamiento inmisible del petróleo.

La presión de reservorio declina levemente, dependiendo del tamaño de la capa de gas.

El factor de recobro para un yacimiento con este mecanismo varía entre un 20 a 40% del POES. (Carrillo, 2006)

Para que el empuje por capa de gas tenga una mayor eficiencia de recuperación de petróleo se debe a las características que posee el mismo:

- Baja viscosidad del petróleo

- Alta gravedad API
- Gran diferencial de densidad entre el petróleo y gas
- Alta permeabilidad de la formación

2.9.1.4 Empuje hidráulico

En los tipos de yacimientos que cuentan con este mecanismo de empuje, no existe capa de gas, por lo tanto, se comporta como un yacimiento saturado, la presión inicial es mayor que la presión del punto de burbuja.

Este tipo de mecanismo es característico de una conexión hidráulica entre el yacimiento y una roca porosa saturada de agua, conocida como acuífero. Cuando la presión de reservorio disminuye a causa de la producción de fluidos, creando una expansión del agua contenida en el acuífero y provocando su invasión natural en el yacimiento. La intrusión originada ayuda a mantener la presión y además permite el desplazamiento inmisible del petróleo localizado en la zona invadida. (Calva, 2019)

La intrusión o influjo es originada por las siguientes razones:

- Expansión del agua del acuífero, la cual a medida que reduce la presión, tiende a expandirse, ocupando los espacios de los fluidos extraídos del yacimiento.
- El agua que rodea al reservorio de petróleo está en contacto con agua proveniente de superficie.

La eficiencia de recuperación de hidrocarburos de este mecanismo varía entre el 10 a 75% del petróleo original en sitio.

2.9.1.4.1 Acuíferos.

Los acuíferos son denominadas rocas saturadas de agua, comúnmente más grandes que los reservorios, considerándose infinitos, o a su vez más pequeños e insignificantes en su efecto sobre el rendimiento del yacimiento. (Calva, 2019)

➤ Acuíferos infinito o activo

(Calva, 2019) En este tipo de acuífero la presión declina muy lenta y gradualmente con una intrusión de agua igual a la tasa de producción total del reservorio, es decir, si esta intrusión permanece por un largo tiempo, la presión y el caudal de producción permanecen constante.

Los acuíferos se pueden clasificar, dependiendo la forma en que el agua ingrese al yacimiento, estos pueden ser:

- ✓ **Empuje de fondo:** Ocurre en yacimientos de gran espesor con suficiente permeabilidad vertical, para que el agua pueda moverse verticalmente. El principal problema para este tipo de acuífero es la conificación.
- ✓ **Empuje lateral:** El agua se desplaza hacia el yacimiento desde los lados de este, a medida que se realiza la producción de hidrocarburos.

2.9.1.5 Empuje por segregación gravitacional

El empuje por segregación gravitacional es muy característico de reservorios con alto grado de inclinación. A medida que el gas se libera del petróleo, se mueve hacia la parte más alta del reservorio, y a su vez el petróleo hacia abajo, por razones de diferencia de densidad.

El mecanismo por segregación gravitacional cuenta con una eficiencia de recuperación de petróleo en un rango de 40 a 80%.

Las características de producción para que en un reservorio ocurra este mecanismo son las siguientes:

- Aparente mejora del comportamiento de la permeabilidad relativa del y petróleo.
- Tendencia al mantenimiento de presión
- Variación del factor de relación gas petróleo.

2.9.2 Mecanismo de producción de arenas productoras del campo sacha.

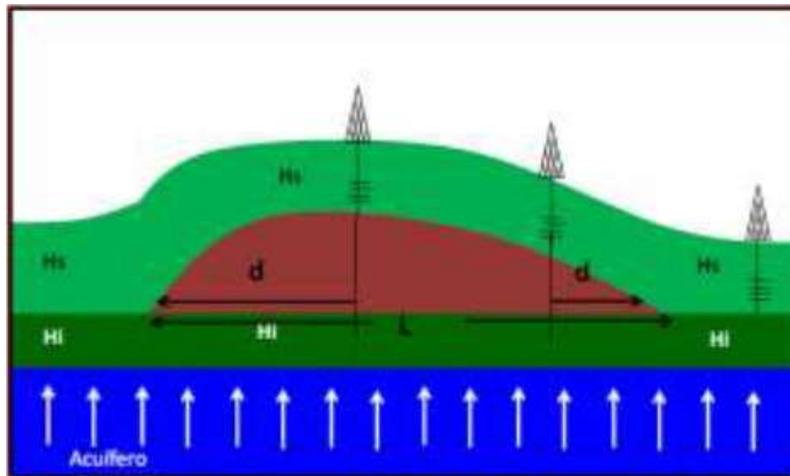
El campo Sacha cuenta con la presencia de acuíferos laterales para los yacimientos Hollín y Napo. La arena “U” inferior está influenciada por dos acuíferos, uno se inicia por el flanco Nor-Este afectando la parte norte y el otro en la parte Sur-Este afectando la parte central del campo. (Romero, 2010)

El acuífero lateral del yacimiento “U” es el principal mecanismo de producción, con el tiempo ha venido influenciando la parte centro y noreste del reservorio; además, en esta área se ubican los pozos inyectores.

Para la arena “T” inferior el aporte de energía proviene de un acuífero Lateral que viene de la parte Nor-Este del campo afectando.

El mecanismo de producción que prevalece en la formación Hollín es un empuje hidráulico activo, proveniente de un acuífero infinito, lateralmente de oeste a este (ilustración 7). Cabe recalcar que también se presenta un mecanismo por expansión de fluidos, pero es considerado despreciable, debido a la baja caída de presión en el reservorio. (Freire, 2015)

Ilustración 7.- Sistema acuífero-reservorio en la formación Hollín del campo Sacha



Fuente: (Halliburton, 2012)

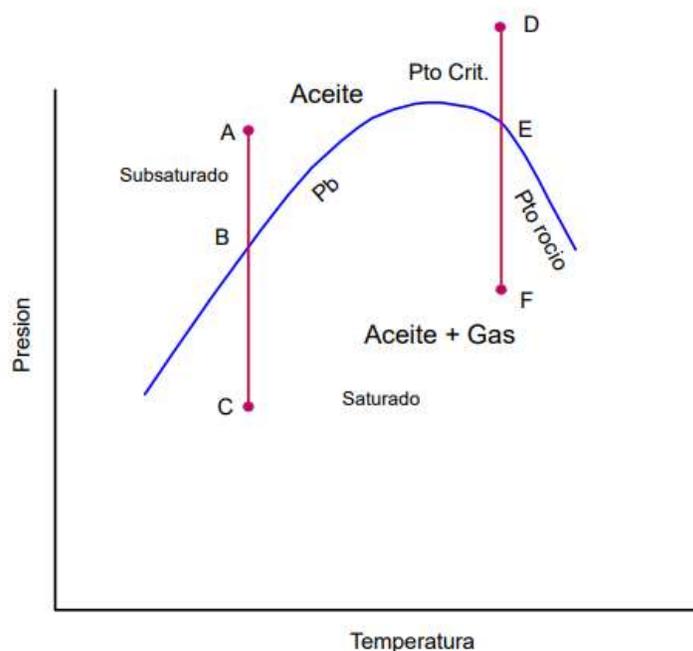
2.10 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS SEGÚN EL PUNTO DE BURBUJA

Subsaturados. – Son yacimientos donde la presión inicial es mayor que la presión en el punto de burbuja. El punto A de la lustración 8, muestra el comportamiento de este tipo de yacimientos, en donde inicialmente solo se presenta en fase líquida. Una vez que alcance el punto de burbuja, el gas contenido en el líquido se libera, este gas se aglutina hasta tener condiciones de flujo hacia el pozo en cantidades cada vez incrementales.

Contrariamente, el flujo de crudo decrementa gradualmente y en la etapa de depleción permanece mucho crudo en el yacimiento.

Saturados. – En estos yacimientos la presión inicial del reservorio es menor o igual que la presión en el punto de burbuja. Los puntos B y C de la ilustración 8 muestran el comportamiento, en la cual se encuentra como un yacimiento bifásico, es decir se encuentra en presencia de fase líquida y gas. (Escobar, 2012)

Ilustración 8.- Clasificación de los Yacimientos de acuerdo con el Punto de Burbuja



Fuente: Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos (Escobar, 2012)

2.11 PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES)

El petróleo originalmente en sitio es la cantidad de petróleo crudo que se estima que hay en un yacimiento. El POES difiere de las reservas de petróleo, ya que se refiere a la cantidad total de petróleo que está potencialmente en un reservorio y no a la cantidad de petróleo que se puede recuperar.

El cálculo del petróleo original en sitio requiere determinar qué tan porosa es la roca que rodea el petróleo, qué tan alta puede ser la saturación de agua y el volumen neto de roca del yacimiento.

Existe diversos métodos para el cálculo de petróleo original, entre los que están:

- Balance de Materiales
- Volumétrico
- Montecarlo
- Geoestadística
- Simulación de Yacimientos

2.11.1 Métodos de cálculo de petróleo original en sitio

2.11.1.1 Balance de materiales (EBM)

La ecuación de balance de materiales fue presentada en 1936 por Schilthuis, de la cual se puede deducir lo siguiente:

$$\text{Volumen inicial} = \text{Volumen remanente} + \text{volumen producido}$$

(Paris De Ferrer, 2009). El balance de materiales es la representación matemática clásica del yacimiento. De acuerdo con este principio, se asocia al equilibrio volumétrico que existe en el yacimiento, es decir la cantidad de fluido que queda en el yacimiento después de haberse producido un intervalo de tiempo, es igual a la cantidad de fluidos originalmente presente en el yacimiento menos la cantidad extraída del reservorio.

La ecuación de balance de materia (EBM) proporciona una alternativa sencilla y muy acertada a los métodos volumétricos para la estimación del volumen de hidrocarburos en cualquier etapa de explotación del yacimiento. Además, nos puede indicar los mecanismos de producción presentes en el yacimiento y parámetros como las distintas compresibilidades y la entrada de agua al yacimiento. Basándose de datos de:

- Historial de presiones
- Propiedades de la roca y de los fluidos en el yacimiento
- Historial de producción acumulada
- Análisis de las pruebas PVT.

2.11.1.2 Volumétrico

El método volumétrico permite estimar el volumen del POES a través de la determinación del volumen de roca que caracterizan el yacimiento, las propiedades de la roca y fluidos, y la fracción de hidrocarburos presentes en los poros del reservorio. (Segarra, 2019)

- ❖ Mapas estructurales (determinación del área del yacimiento).
- ❖ Análisis de registros eléctricos y núcleos (estimación del espesor del yacimiento, porosidad y saturación de fluido).
- ❖ Análisis de los fluidos o pruebas PVT (obtención del factor volumétrico del petróleo).

El método puede llevarse a cabo aplicando valores promedios de los parámetros requeridos

La ecuación utilizada en este método es descrita a continuación.

$$N = \frac{7758V_b\phi(1 - S_{wi})}{\beta_o} \quad (1)$$

Dónde:

7758: Constante de conversión para el cambio de unidades de volumen (Acre-ft → Barriles)

V_b = Volumen Bruto de la roca, Acre-ft

ϕ = Porosidad, fracción

S_{wi} = Saturación de agua inicial, fracción.

β_o = Factor Volumétrico de petróleo, RB/STB

2.11.1.3 Monte Carlo

En la actualidad, la simulación de Montecarlo se está aplicando cada vez más en la industria petrolera para evaluar mejor la evaluación de los proyectos, entre los cuales la evaluación económica de las aplicaciones de la industria petrolera es mayoritaria. La estimación de reservas probabilísticas utilizando un enfoque de Monte Carlo generalizado tiene muchas ventajas sobre los métodos deterministas u otros métodos probabilísticos más simples. (Kok, 2006)

La simulación de monte carlo es una herramienta probabilística basada en estadísticas que hace uso de la ecuación volumétrica con valores de parámetros generados al azar, implica el muestreo aleatorio de cada distribución de probabilidad dentro del modelo para producir cientos de valores, los cuales tendrán tendencias de probabilidad en dependencia del método de distribución que se emplee, los métodos más conocidos son los siguientes

- Normal.
- Triangular.
- Uniforme.
- Log Normal.
- Exponencial.
- Poisson.

Para estos valores generados, se desarrolla “n” cálculos, los cuales permitirán un mejor análisis de estimación de hidrocarburos mediante la realización de histogramas, teniendo en cuentas percentiles de probabilidad. (Segarra, 2019)

2.11.1.4 Geoestadística

El modelado de yacimientos es un método eficaz para estimar los parámetros del yacimiento y las necesidades de evaluación inicial. Dado que la fuente de datos del yacimiento se encuentra dentro del área del pozo, es necesario utilizar métodos geoestadísticos para estimar las propiedades del yacimiento entre pozos. (Amanipoor, 2019)

Se utilizan métodos geoestadísticos para describir el reservorio y crear un modelo realista para la base del plan de desarrollo del reservorio.

La construcción del modelo de reservorio consta de dos etapas de modelado de construcción y modelado petrofísico del reservorio. En el modelado, es necesario integrar datos de diferentes fuentes y usar los resultados de cada uno de ellos para un modelo.

Los objetivos de esta investigación son los siguientes:

- Modelización de la construcción y estratificación de yacimientos;
- Modelado de la propiedad del yacimiento de porosidad basado en métodos estadísticos.
- Modelado de la propiedad del yacimiento de saturación de agua.
- Investigar la distribución de las características de porosidad y saturación en diferentes direcciones.
- Estimar el volumen de fluido en sitio.

Estos objetivos se realizan en un proceso integrado para construir un modelo geológico estático del yacimiento basado en las geoestadísticas, y luego la estimación del volumen de petróleo en sitio, en el cual cada celda del modelo estático es alimentada con valores obtenidos debido a interpolaciones realizadas que se generan en base a datos obtenidos en referencia a análisis de registros o muestras de núcleos.

Un aspecto clave para este método es la mayor disposición de datos confiables para lograr un modelo con un menor grado de error en las interpolaciones y distribución de los valores de este, lo cual sirve como premisa para el análisis de resultados.

2.11.1.5 Simulación de Yacimientos

El método de simulación numérica de yacimientos determina el volumen de hidrocarburos presentes en el yacimiento, reservas del yacimiento, factor de recobro, además de ayudar a comprender el comportamiento de los fluidos dentro del yacimiento

y realizar aproximaciones de producción de hidrocarburo considerando las estrategias de producción.

Dentro de los modelos que se realizan para la simulación se tienen el modelamiento: estático y dinámico.

Para la determinación de volúmenes de hidrocarburos original en sitio, se debe realizar un modelo estático mas no dinámico. Se debe tener en cuenta que para la generación de un modelo estático es necesaria la integración de la información geológica, sísmica, sedimentológica, estratigráfica, petrofísica y de ingeniería. (Gomez, 2016)

2.12 RESERVAS DE HIDROCARBUROS

Las reservas de petróleo son una estimación de la cantidad de petróleo crudo, condensado, gas natural y líquido que se puedan extraer de los reservorios, lo que incluye reservas no descubiertas o aún por encontrar. Las estimaciones de reservas se basan en la probabilidad de encontrar reservas en determinadas áreas geológicas. También asume que los nuevos tipos de tecnología harán que sea económicamente factible extraer el aceite.

Las reservas de petróleo descubiertas son la estimación de la producción futura de los campos conocidos. Existen tres categorías que se basan en el grado de certeza de la cantidad de petróleo que se pueda recuperar utilizando la tecnología actual. (Amadeo, 2021)

2.12.1 Clasificación de reservas según grado de certeza

Las reservas se pueden clasificar según su grado de certeza como las siguientes:

2.11.1.1 Reservas probadas

Son volúmenes de petróleo con un grado de certeza razonable, por medio de análisis de los datos de geología e ingeniería, pueden ser estimadas recuperables comercialmente en aproximadamente 90%.

2.12.1.2 Reservas probables

Las reservas probables son reservas no probadas, las cuales mediante análisis de ingeniería sugieren que podrían ser recuperada con grado de certidumbre menor que las probadas.

2.12.1.3 Reservas posibles

Son aquellos volúmenes de hidrocarburos no probados, las cuales con análisis de ingeniería indican que son menos asequibles para ser recuperadas en comparación con las reservas probables. (ONRM, 2015)

2.12.2 Clasificación de las reservas según el método de recuperación.

Este tipo de reservas puede clasificarse en reservas primarias y secundarias.

2.12.2.1. Reservas primarias

Son volúmenes de petróleo que pueden ser recuperados sin ningún tipo de recuperación de petróleo, es decir con energía natural del yacimiento. (PDVSA, 1997)

2.12.2.2. Reservas secundarias

Son volúmenes de hidrocarburos que pueden ser recuperados adicionando energía al yacimiento mediante cualquier tipo de recuperación secundaria como por ejemplo la inyección de agua la cual generara un frente de avance o para mantener la presión. (Totoy, 2018)

2.12.3 Clasificación de las reservas según el grado de desarrollo

2.12.3.1 Reservas desarrolladas

Las reservas desarrolladas de petróleo son volúmenes que pueden ser recuperados a partir de pozos existentes, una vez instalado el equipamiento de producción y no se requiera inversiones significativas.

2.12.3.2 Reservas no desarrolladas

Las reservas no desarrolladas de petróleo crudo son volúmenes recuperables comercialmente por medio de pozos adicionales en áreas no perforadas. (Totoy, 2018)

2.12.4 Reservas no probadas

Las reservas no probadas son denominadas volúmenes de petróleo y gas, analizados a condiciones atmosféricas, resultado de la extrapolación de características y parámetros del yacimiento, o más bien de suponer pronósticos que no son los que están en operación.

2.12.5 Reservas remanentes

Se entiende por reservas remanentes a todo el volumen de hidrocarburos a condiciones atmosféricas, que queda por producirse de un yacimiento analizada a cualquier etapa de producción de este, con las técnicas de explotación aplicables. (SENER, 2015)

2.13 FACTOR DE RECOBRO DE PETRÓLEO

(Schlumberger, 2010) define como factor de recobro a la cantidad recuperable de hidrocarburo inicialmente en sitio, normalmente expresada como un porcentaje. El factor de recuperación es función del mecanismo de desplazamiento.

Dependiendo el tipo de mecanismo de producción del yacimiento el factor de recobro se puede obtener mediante correlaciones propuestas por Arps:

Con gas en solución

$$FR = 41,85 * [\emptyset * (\frac{1 - S_w}{B_{ob}})]^{0,1611} * [\frac{k_o}{\mu_{ob}}]^{0,0979} * S_{wi}^{0,3722} * (\frac{P_b}{P_A})^{0,1741} \quad (2)$$

$$FR = 41,85 * [\emptyset * (\frac{1 - S_{wi}}{B_{ob}})]^{0,312} * [\frac{k_o}{\mu_{ob}}]^{0,0816} * S_{wi}^{0,463} * (\frac{P_b}{P_A})^{0,249} \quad (3)$$

Con empuje de agua

$$FR = 54,898 * [\emptyset * (\frac{1 - S_{wi}}{B_{oi}})]^{0,0422} * [\frac{k_o * \mu_{wi}}{\mu_{oi}}]^{0,077} * S_{wi}^{-0,1903} * (\frac{P_i}{P_A})^{-0,2159} \quad (4)$$

Con empujes de agua y yacimiento de arenisca

$$FR = 11,4 + 27,2 \log(k) + 0,00012184T + 0,0010114API \quad (5)$$

siendo:

\emptyset → Porosidad (%)

S_{wi} → Saturación de agua inicial (%)

B_{oi} → Factor volumétrico

k_o → Permeabilidad al petróleo (Darcy)

μ_{oi} → Viscosidad inicial del petróleo (cp)

μ_{wi} → Viscosidad inicial del agua (Cp)

P_A → Presión de abandono

P_i → Presión inicial del yacimiento (Psi)

k → Permeabilidad absoluta (milidarcies)

CAPITULO III

3. METODOLOGIA DE LA INVESTIGACIÓN

En este capítulo se mostrará el procedimiento a realizar para el cálculo del petróleo original en sitio y posteriormente las reservas correspondientes a la formación Hollín referente al campo Sacha de la cuenca Oriente.

Los datos requeridos para los siguientes cálculos son extraídos de diferentes tesis de grado, historiales de producción y presión obtenidos del sitio web de la empresa Petro-Amazonas. Dicha información recolectada nos garantizará la solución de los objetivos de este proyecto.

El desarrollo del presente proyecto se realizará mediante hojas de cálculo y ayuda de gráficos en Excel, que exhibirá cada uno de los resultados obtenidos.

La metodología que se aplicará en el presente proyecto se basará principalmente en la aplicación de la ecuación de balance de materiales, con los datos del campo obtenidos de trabajos realizados anteriormente en el campo de estudio de este proyecto.

A continuación, se detallará brevemente los pasos a realizar en el presente trabajo

3.1 MÉTODOS PARA LA ESTIMACIÓN DEL PETRÓLEO

ORIGINAL EN SITIO

Cómo se mencionó en el capítulo anterior existen diferentes métodos para llevar a cabo la estimación de volumen de petróleo original en sitio de un campo, pero los principales métodos a utilizar en el presente proyecto son:

- ✚ Método de volumétrico
- ✚ Método balance de materiales

3.1.1 Método volumétrico

Se realizará una tabla donde se presentarán los datos del yacimiento hollín necesarios para llevar a cabo el cálculo del volumen de petróleo original en sitio a través de la siguiente ecuación:

$$N = \frac{7758V_b\phi(1 - S_{wi})}{\beta_o} \quad (6)$$

Dónde:

7758 → Constante de conversión para el cambio de unidades de volumen (Acre-ft → Barriles)

V_b → Volumen Bruto de la roca, Acre-ft

ϕ → Porosidad, fracción

S_{wi} → Saturación de petróleo (S_o), fracción.

β_o → Factor Volumétrico de petróleo, (BY/BN)

Para el cálculo del POES se debe considerar la disponibilidad de información para definir los valores de:

- Porosidad (%)
- Saturación de Petróleo (%)
- Factor Volumétrico del Petróleo (BY/BN)
- Área (Acre)
- Espesor (Ft)

3.1.2 Balance de materiales

3.1.2.1 Selección de datos

Se realiza la selección de Datos PVT, geológicos, petrofísicos, datos de presiones y producción de la arena de estudio, en este caso de la formación Hollín.

3.1.2.2 Historial de presión

Establecer el comportamiento de presiones y tipo de yacimiento de la arena hollín.

Para esto se realizó la respectiva gráfica presión vs tiempo de la arena hollín en la que se puede apreciar un leve decrecimiento de la presión, es decir la presión no declina considerablemente, pero se mantiene constante con el tiempo, con lo que se puede llegar a concluir que en el yacimiento de la formación hollín del campo sacha existe algún mecanismo de empuje que aporta energía, que efectivamente se confirmó mediante la recolección de información de Petroamazonas, que el yacimiento produce mediante mecanismo de empuje hidráulico a través de un acuífero.

3.1.2.3 Historial de producción

Se realizó una gráfica producción vs tiempo, para analizar el comportamiento de producción del campo Sacha. Según se puede observar en la ilustración 9 el historial de producción de petróleo, con este análisis podemos suponer que pueda existir algún mecanismo de empuje en el yacimiento, debido a la tendencia de producción que mantiene el campo.

En el caso del campo Sacha se pudo establecer que existe un mecanismo de empuje en el yacimiento ya que la producción del campo declina levemente, no varía mucho con el tiempo.

Ilustración 9.- Historial de producción del campo Sacha



Fuente: (PETROAMAZONAS EP, 2019)

Elaboración propia: Ángel Guale (2021)

3.1.2.4 Análisis de comportamiento de fluidos

Para conocer el comportamiento de los fluidos en el yacimiento, debemos analizar los datos de roca y fluido y datos PVT proporcionados por la empresa Petroamazonas y recopiladas de trabajos de grados de los años 2018 hasta 2020.

Primeramente, se hace una comparación de la presión actual del yacimiento con la presión de burbuja, en la que se pudo constatar que el comportamiento del yacimiento es de tipo subsaturado, porque la presión actual se encuentra por encima del punto de burbuja del yacimiento. $Pr > Pb$

Estimación del POES mediante el método de balance de materiales.

La ecuación de balance de materiales viene dada de la siguiente manera:

$$N = \frac{N_p [B_o + B_g (R_p - R_s)] - (W_e - W_p B_w)}{(B_o - B_{oi}) + m B_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + B_g (R_{si} - R_s) + B_{oi} (1 - m) \left(\frac{C_w S_w + C_f}{1 - S_w} \right) \Delta P} \quad (7)$$

De la ecuación (7) pueden desaparecer varios términos asociados al comportamiento de fluidos y mecanismo de empuje del yacimiento.

Debido a que estamos en presencia de un yacimiento subsaturado y no volumétrico, es decir con intrusión de agua. Las condiciones impuestas son las siguientes.

$m=0$, no contiene capa de gas.

$R_s = R_{si} = R_p \rightarrow$ El gas producido a condiciones de superficie se encuentra disuelto en el petróleo a condiciones de yacimiento.

Aplicando las condiciones mencionadas la ecuación (7) se simplificaría a:

$$N = \frac{N_p [B_o] - W_e + W_p B_w}{(B_o - B_{oi}) + B_{oi} \left(\frac{C_w S_w + C_f}{1 - S_w} \right) \Delta P} \quad (8)$$

Debido a que el mecanismo de empuje de la formación hollín es de empuje hidráulico, mediante un acuífero activo, el término de compresibilidad de petróleo y formación puede ser despreciado, quedando la ecuación anterior de la siguiente manera, la cual será utilizada para el desarrollo en este proyecto.

$$N = \frac{N_p [B_o] - W_e + W_p B_w}{(B_o - B_{oi})} \quad (9)$$

Conociendo la cantidad de petróleo producido acumulado y agua producida acumulada y además se sabe la magnitud de la intrusión de agua hacia el reservorio, a inicios de su producción y a la fecha actual se procede a realizar el cálculo del POES mediante la ecuación (9) presentada anteriormente.

3.2 CÁLCULO DE RESERVAS DE LA FORMACIÓN HOLLÍN DEL CAMPO SACHA

Primeramente, se debe seleccionar un período de producción, el cual sea representativo a las condiciones actuales del yacimiento, en la que la producción de agua se encuentre en aumento y el GOR se encuentre relativamente constante. El período considerado a analizar está comprendido desde 2016 hasta 2019.

3.2.1 Estimación del factor de recobro esperado

El factor de recobro se define como el porcentaje de hidrocarburos que se estima es recuperable de un reservorio respecto al petróleo original en sitio. Este factor depende de los mecanismos de producción y del comportamiento de los reservorios.

Para el cálculo del factor de recobro esperado se usará la correlación de Arps para empuje Hidráulico lateral.

$$FR = 54,898 * [\emptyset * (\frac{1 - S_w}{B_{oi}})]^{0.0422} * [\frac{k_o * \mu_{wi}}{\mu_{oi}}]^{0.077} * S_{wi}^{-0.1903} * (\frac{P_i}{P_A})^{-0.2159} \quad (10)$$

Dónde:

\emptyset → Porosidad (%)

S_{wi} → Saturación de agua inicial (%)

B_{oi} → Factor volumétrico

k_o → Permeabilidad al petróleo (Darcy)

μ_{oi} → Viscosidad inicial del petróleo (cp)

μ_{wi} → Viscosidad inicial del agua (Cp)

P_A → Presión de abandono

P_i → Presión inicial del yacimiento (Psi)

Cabe recalcar que para el uso de la ecuación (10) es necesario conocer la presión de abandono, como la presión de abandono, no es conocida, fué asumida como la presión de Burbuja.

Esta asunción se tomó teniendo en cuenta que el reservorio hollín tiene como mecanismo principal de producción el empuje de agua, lo que ocasiona que la presión del yacimiento no decline considerablemente debido a la intrusión de agua procedente del acuífero.

Es muy importante aclarar que la presión de abandono, en este caso asumida como la presión de burbuja es un parámetro para la obtención del factor de recobro esperado, mas no como una presión de abandono de pozo.

Sin embargo, es necesario mencionar que cuando el yacimiento alcance la presión de burbuja se producirá liberación del gas, por lo que el comportamiento será diferente al estudiado, es decir pasará a ser un yacimiento saturado con lo que se requerirá hacer un análisis diferente.

3.2.2 Cálculo de reservas recuperables, no recuperables y reservas remanentes de la formación Hollín del campo Sacha.

El factor de recobro esperado que fue estimado anteriormente es el que será utilizado para el cálculo de las reservas del yacimiento Hollín.

Reservas recuperables

Para determinar las reservas recuperables de la arena Hollín, se multiplicará el factor de recobro esperado por el Poes de la arena.

$$R_{\text{recuperables}} = FR * N \quad (11)$$

Reservas no recuperables

Estas reservas se las puede obtener mediante la diferencia del petróleo original en sitio y las reservas recuperables. Viene dada de la siguiente manera:

$$R_{\text{No recuperables}} = N - R_{\text{recuperables}} \quad (12)$$

Reservas remanentes

Además de las reservas recuperables es sustancial conocer también las reservas remanentes que posee el yacimiento después de la producción que se ha obtenido hasta la fecha más actual, para la obtención de estas se debe realizar la diferencia de las reservas recuperables y la producción acumulada hasta la última fecha del intervalo elegido para este proyecto.

$$R_{\text{Remanentes}} = R_{\text{recuperables}} - N_p \quad (13)$$

3.3 COMPARACIÓN DE RESULTADOS ENTRE EL MÉTODO DE BALANCE DE MATERIALES Y VOLUMÉTRICO.

Se mostrará los resultados de petróleo original en sitio calculado para cada método y en comparación con el Poes oficial de la empresa Petro-Amazonas se realizará el cálculo de error, con el cual podremos obtener de manera más precisa que método fue el que resultó de menor incertidumbre en el cálculo de volumen de petróleo en el yacimiento Hollín del campo Sacha.

CAPITULO IV

4. ANALISIS Y RESULTADOS

4.1 MÉTODO VOLUMÉTRICO

Tabla 5.- Datos petrofísicos de la formación Hollín necesarios para el método Volumétrico.

Parámetro	Valor
Porosidad (%)	16
Área (acre)	81700
Espesor (ft)	43
Saturación de agua inicial (%)	29
Factor volumétrico inicial (By/Bn)	1,1021

Fuente: (PETROPRODUCCIÓN , 2008)

Elaboración Propia: Ángel Guale (2021)

Cálculo del Petróleo Original en sitio a través del método volumétrico:

$$N = \frac{7758 * A * H * \phi(1 - S_{wi})}{\beta_o} \quad (14)$$
$$N = \frac{7758 * 81700 * 43 * 0,16 * (1 - 0,29)}{1,1021}$$

$$N = 2809,296747 \text{ MMBN}$$

4.2 MÉTODO DE BALANCE DE MATERIALES

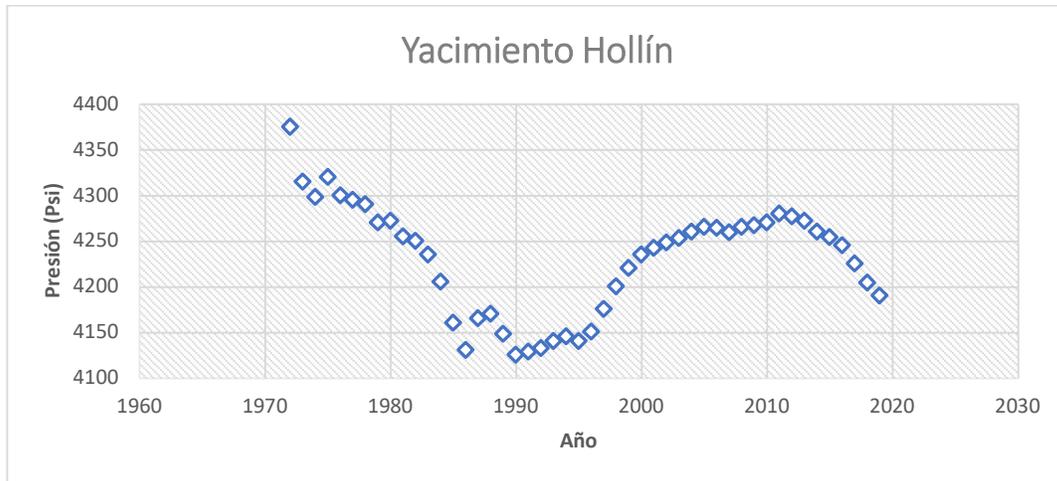
4.2.1 Historial de presión.

Para el desarrollo de este método se muestra primeramente un gráfico presión vs tiempo, en la cual se pueda observar el grado de declinación de presión desde el inicio de producción de la arena hasta la actualidad.

Mediante el análisis con la ilustración 10, se puede constatar que debido a que se presentan caídas de presión relativamente pequeñas, se podría deducir que puede existir la presencia de algún mecanismo de producción natural en el yacimiento.

En la arena hollín del campo sacha existe un acuífero que aporta energía al yacimiento, lo cual provoca que no existan caídas de presión considerablemente grandes.

Ilustración 10.- Historial de presión de la formación Hollín.



Fuente: (PETROAMAZONAS EP, 2019)

Elaboración propia: Ángel Guale (2021)

(Calva, 2019), en su trabajo de investigación, y según (PETROAMAZONAS EP, 2019), presentan que la presión actual estimada del yacimiento Hollín es de 4190 Psi en el año 2019.

4.2.2 Selección de datos de la formación Hollín

Se conocen además los siguientes datos PVT a condiciones iniciales y a condiciones actuales detallados a continuación:

Tabla 6.- Datos del yacimiento iniciales y actuales de la formación hollín

	Condiciones Iniciales	Condiciones Actuales
Presión del Yacimiento (Psi)	4450	4190
Factor volumétrico del Petróleo (BY/BN)	1,1021	1,1224
Solubilidad del gas, Rs (PCN/BN)	151	151

Compresibilidad del agua en la formación (Psi^{-1})	$3,31 * 10^{-6}$	$3,31 * 10^{-6}$
Factor Volumétrico del agua (BY/BN)	1.03638	1,03638
Petróleo Producido Acumulado (MMBN)	0	116,828
Gas Producido Acumulado (MMPCN)	0	1660,068
Entrada de Agua al yacimiento (MMBN)	0	202,024
Agua Producida Acumulada (MMBN)	0	123,494

Datos extraídos de (Calva, 2019)

Elaboración propia: Ángel Guale (2021)

Además, se sabe que a inicios de su explotación la presión inicial del yacimiento hollín era de 4450 Psi, con una presión de burbuja de 61 Psi. El petróleo que se obtiene de la formación Hollín es un crudo mediano, con 28 API.

Tabla 7.- Datos necesarios para análisis del yacimiento

Parámetro	Valor
Pi (Psi)	4450
Pb (Psi)	61
°API	28
μ_{oi} (cp)	3,7
K(md)	350
μ_w (cp)	0,25249

Datos extraídos de: (Cusanguá, 2020); (Calva, 2019)

Elaboración propia: Ángel Guale (2021)

Teniendo en cuenta que la presión inicial es de 4450 Psi en relación con la presión de burbuja, y actualmente la presión de reservorio sigue siendo superior a la presión de burbuja (4190 Psi), en relación con lo antes mencionado se puede deducir que la formación Hollín se comporta como un yacimiento subsaturado. Dicha deducción será útil para llevar a cabo el cálculo del petróleo original en sitio a través de la Ecuación de Balance de materiales.

La ecuación de balance de materiales viene dada de la siguiente manera:

$$N = \frac{N_p [B_o + B_g (R_p - R_s)] - (W_e - W_p B_w)}{(B_o - B_{oi}) + m B_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + B_g (R_{si} - R_s) + B_{oi} (1 - m) \left(\frac{C_w S_w + C_f}{1 - S_w} \right) \Delta P} \quad (15)$$

De la ecuación (15) mostrada anterior pueden simplificarse varios términos asociados al mecanismo de empuje del yacimiento.

Debido a que estamos en presencia de un yacimiento subsaturado y no volumétrico, es decir con intrusión de agua. Las condiciones impuestas son las siguientes.

$m=0$, el yacimiento no posee capa de gas.

$R_s = R_{si} = R_p \rightarrow$ El gas producido a condiciones de superficie se encuentra disuelto en el petróleo a condiciones de yacimiento.

Aplicando las condiciones mencionadas y debido al empuje hidráulico, los factores de expansión de fluidos y de la formación se consideran despreciables, entonces la ecuación (15) se simplificaría a:

$$N = \frac{N_p [B_o] - W_e + W_p B_w}{(B_o - B_{oi})} \quad (16)$$

$$N = \frac{116828[1,1224] - 202024 + (123494)(1,03638)}{(1,1224 - 1,1021)}$$

$$N = 2812,337878 \text{ MMBN}$$

4.3 CÁLCULO DE ERROR

Se realizará el cálculo del porcentaje de error de cada método aplicado, en relación con el POES oficial de 2815 MMBN de petróleo para la formación Hollín.

4.3.1 Método volumétrico

$$Error = \frac{|POES\ obtenido - POES\ oficial|}{POES\ oficial} * 100 \quad (17)$$

$$Error = \frac{|2809,296747\ MMBN - 2815\ MMBN|}{2815\ MMBN} * 100$$
$$Error = 0,20\%$$

4.3.2 Método de balance de materiales

$$Error = \frac{|2812,337878\ MMBN - 2815\ MMBN|}{2815\ MMBN} * 100$$
$$Error = 0,09\%$$

4.4 CÁLCULO DE RESERVAS DE LA FORMACIÓN HOLLÍN DEL CAMPO SACHA

4.4.1 Estimación del factor de recobro esperado

Para el cálculo del factor de recobro esperado se usará la correlación de Arps para empuje Hidráulico lateral.

Este factor depende de los mecanismos de producción y del comportamiento de los reservorios.

Dada de la siguiente manera:

$$FR = 54,898 * [\emptyset * (\frac{1 - S_w}{B_{oi}})]^{0,0422} * [\frac{k_o * \mu_{wi}}{\mu_{oi}}]^{0,077} * S_{wi}^{-0,1903} * (\frac{P_i}{P_A})^{-0,2159} \quad (18)$$

Dónde:

\emptyset → Porosidad (%)

S_{wi} → Saturación de agua inicial (%)

B_{oi} → Factor volumétrico

k_o → Permeabilidad al petróleo (Darcy)

μ_{oi} → Viscosidad inicial del petróleo (cp)

μ_{wi} → Viscosidad inicial del agua (Cp)

P_A → Presión de abandono

P_i → Presión inicial del yacimiento (Psi)

Cabe recalcar que para el uso de esta ecuación es necesario conocer la presión de abandono, como la presión de abandono, no es conocida, fué asumida como la presión de Burbuja. $P_A = P_b$

$$FR = 54,898 * [\emptyset * (\frac{1 - S_w}{B_{oi}})]^{0.0422} * [\frac{k_o * \mu_{wi}}{\mu_{oi}}]^{0.077} * S_{wi}^{-0.1903} * (\frac{P_i}{P_A})^{-0.2159}$$

$$FR = 54,898 * [(0,16) * (\frac{1 - (0,29)}{1,1021})]^{0.0422} * \left[\frac{(0,350) * (0,25249)}{3,7} \right]^{0.077} \\ * (0,29)^{-0.1903} * (\frac{4450}{61})^{-0.2159} \\ FR = 18,75 \%$$

Se procederá a realizar el cálculo oficial del factor de recobro dados los resultados obtenidos, dada la siguiente fórmula:

$$FR = \frac{N_p}{N} \tag{19}$$

$$FR = \frac{116828}{2815000} * 100$$

$$FR = 0,0415 * 100$$

$$FR = 4,15\%$$

4.4.2 Reservas recuperables de formación Hollín del campo Sacha

$$R_{recuperables} = FR * N \tag{20}$$

$$R_{recuperables} = 0,1875 * 2815 \text{ MMBN}$$

$$R_{recuperables} = 527,8125 \text{ MMBN}$$

4.4.3 Reservas no recuperables de la Arena Hollín

$$R_{No recuperables} = N - R_{recuperables} \tag{21}$$

$$R_{No recuperables} = 2815 \text{ MMBN} - 527,8125 \text{ MMBN}$$

$$R_{No recuperables} = 2287,1875 \text{ MMBN}$$

4.4.4 Reservas remanentes de la formación Hollín

$$R_{Remanentes} = R_{recuperables} - N_p \tag{22}$$

$$R_{Remanentes} = 527,8125 \text{ MMBN} - 116,828 \text{ MMBN}$$

$$R_{Remanentes} = 410,9845 \text{ MMBN}$$

4.5 RESULTADOS

4.5.1 Comparación de resultados.

Para el análisis de resultados de este proyecto se realizará una tabla de resultados finales del cálculo de Poes y su respectivo error en relación con el Poes oficial de la arena hollín del campo de 2815 MMBN barriles normales de petróleo.

Tabla 8.- Resultados de POES

Métodos	POES (BN)	Error (%)
Volumétrico	2809,296747	0,20
Balance de materiales	2812,337878	0,094

Elaboración propia: Ángel Guale (2021)

Los resultados expuestos anteriormente, muestran la eficiencia de cálculo al aplicar cada uno de los métodos con lo que se tiene:

- ❖ Para el método Volumétrico el Poes obtenido es de 2809,299842 MMBN de petróleo, con un porcentaje de error de 0,2%
- ❖ Para el método de Balance de Materiales el Poes obtenido es de 2812,337878 MMBN obteniendo un error de 0,094%, menor porcentaje de error en comparación al método volumétrico.

4.5.2 Reservas de la formación hollín

Tomando en cuenta los cálculos realizados anteriormente, para un mejor análisis de las reservas, se procedió a la elaboración de gráficos de barras en Excel para presentar los resultados de reservas de petróleo de la formación Hollín del campo Sacha en las que se obtiene:

Ilustración 11.- Reservas recuperables y no recuperables de la formación Hollín del campo Sacha



Elaboración propia: Ángel Guale (2021)

Dentro de los volúmenes originalmente en sitio de la formación hollín, se subdividen las reservas recuperables y reservas no recuperables, de las cuales los resultados obtenidos, mostradas en la ilustración 11, fueron de 527,8125 MMBN y 2287,1875 MMBN de petróleo respectivamente.

Ilustración 12.- Reservas remanentes de la formación Hollín del campo Sacha



Elaboración propia: Ángel Guale (2021)

Se sabe que hasta la fecha el petróleo producido acumulado por la formación Hollín es de 116,828 MMBN, quedando como resultado 410,9845 MMBN de reservas remanentes en el yacimiento.

CONCLUSIONES

- El volumen de petróleo original en sitio de la formación Hollín del campo Sacha calculados mediante el método volumétrico y balance de materiales es de 2809,299842 MMBN y 2812,337878 MMBN respectivamente.
- El factor de recobro esperado de la formación hollín es de 18,75%.
- Mediante el porcentaje de error de cada método detallados en los resultados, se puede definir que para este proyecto el método de menor incertidumbre fué el de balance de materiales con tan solo 0,094% en comparación al método volumétrico.
- Conocer el comportamiento del fluido en el yacimiento y el mecanismo de producción es necesario para la obtención del petróleo original en sitio con la ecuación de balance de materiales.
- Los valores de Poes calculados por los dos métodos muestran aproximación, concluyendo de esta manera que los dos métodos son confiables y pueden ser usados para una correcta estimación de “N”.
- El análisis realizado de reservas de la formación Hollín nos muestra una gran cantidad de volumen de petróleo aún por recuperar en el yacimiento de aproximadamente 410,9845 millones de barriles normales de reservas remanentes.
- A través del historial de presión de la formación, se concluye que existe un acuífero en el yacimiento, generando una leve declinación de presión del yacimiento debido a la energía proporcionada por el mismo, razón por la cual la presión actualmente aún no alcanza su punto de burbuja.
- Las reservas recuperables en el reservorio son 527,8125 MMBN de las cuales se han extraído 116,828 MMBN, quedando como resultado 410,9845 MMBN de reservas remanentes en el yacimiento.

RECOMENDACIONES

- Calibrar el modelo roca-fluido del yacimiento, los cuales son necesarios para el cálculo del Poes, con la finalidad de disminuir la incertidumbre en el yacimiento y los resultados de “N”.
- Es necesario considerar todo el historial de producción y de presión desde el inicio de su producción hasta la actualidad, para obtener cálculos de volúmenes de petróleo en sitio con menor incertidumbre.
- Es recomendable utilizar software de ingeniería (Mbal), el cual al ingresar datos petrofísicos puede generar datos PVT sintéticos, posteriormente calibrarlos para obtener resultados confiables y facilitando el cálculo de este.
- Efectuar el cálculo del POES por el método de balance de materiales genera menor incertidumbre al momento del cálculo, debido a que considera más información del yacimiento.
- Emplear el método de balance de materiales a yacimientos con considerable tiempo de producción, y por ende más información del yacimiento, la cual es necesaria para un mejor análisis del comportamiento del yacimiento a lo largo de su vida productiva.
- Es recomendable realizar un óptimo modelamiento de acuífero presente en el yacimiento, para mejorar el cálculo de Poes mediante balance de materiales.
- Realizar actualización de reservas de yacimientos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Aguilera, J. A. (2019). *ACTUALIZACIÓN DE RESERVAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE BALANCE DE MATERIALES PARA LA ESTIMACIÓN DEL PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO DE LA ARENA U, PERTENECIENTE AL CAMPO PUCUNA*. Guayaquil: ESPOL.
- Amadeo, K. (Enero de 2021). *The balance*. Obtenido de <https://www.thebalance.com/oil-reserves-definition-categories-world-s-largest-3305873>
- Amanipoor, H. (2019). *STATIC MODELING OF THE RESERVOIR FOR ESTIMATE OIL*. University of Science and Technology.
- Baby, P. (2004). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*. Quito: PETROBRAS.
- Calva, J. J. (2019). *Optimización de la producción en la arena Hollín de la zona sur del*. Quito : UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR .
- Carrillo, L. (2006). *OilProduction*. Obtenido de http://oilproduction.net/files/Parte_03_Reservorios_Lucio_Carrillo___Impulsion.pdf
- Cortés, P. (20 de Diciembre de 2020). *EPMEX*. Obtenido de <https://epmex.org/news/2020/08/13/mecanismos-de-empuje/#:~:text=El%20mecanismo%20de%20empuje%20por,se%20encuentra%20en%20fase%201%C3%ADquida>.
- Cusanguá, Y. (2020). *Estudio técnico económico para minimizar el impacto ambiental generado por la quema de gas en los PADs 410,420, y 310 del campo sachabloque 60 mediante sensibilidad de ajuste hidráulico*. Quito: Universidad Central del Ecuador.
- Escobar, F. (2012). *Fundamentos de Ingeniería de yacimientos*. Neiva: Universidad Sur Colombiana.
- Freire, V. H. (2015). *DETERMINACIÓN Y ANÁLISIS DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS MEDIANTE PERFILES ELÉCTRICOS EN LA FORMACIÓN HOLLÍN DEL CAMPO SACHA PARA DETERMINAR LAS RESERVAS TOTALES DE PETRÓLEO*. QUITO: UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL DE ECUADOR.
- Gomez, Z. (2016). *Desarrollo de los Modelos Estático y Dinámico del Yacimiento Mediante Simulación Numérica para la Formación Carbonera C7 del Campo Ubicado en el Bloque Río Meta – Cuenca de Los Llanos Orientales* . Bogotá: Universidad de América.

- Halliburton. (2012). *Modelamiento estático y dinámico de los reservorios Hollín, U, T y Basal tena del campo Sacha* . Halliburton .
- Hamed, T. (2018). *ScienceDirect*. Obtenido de [https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/oil-formation-volume-factor#:~:text=Factor%20of%20Oil-,Oil%20formation%20volume%20factor%20is%20defined%20as%20the%20volume%20of,\(usually%20rbb%20FSTB\).](https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/oil-formation-volume-factor#:~:text=Factor%20of%20Oil-,Oil%20formation%20volume%20factor%20is%20defined%20as%20the%20volume%20of,(usually%20rbb%20FSTB).)
- Kok, M. (2006). *Researchgate.net*. Obtenido de https://www.researchgate.net/publication/232844303_Monte_Carlo_Simulation_of_Oil_Fields
- ONRM. (2015). *Clasificación de Recursos y Reservas de Petróleo y Gas*. Oficina Nacional de Recursos Minerales.
- Paris De Ferrer, M. (2009). *FUNDAMENTOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS*. MARACAIBO, VENEZUELA: ASTRODATA.
- PDVSA. (1997). *Caracterización Energética de Yacimientos* . CIED.
- PEREIRA, J. R. (2009). *ACTUALIZACIÓN DE RESERVAS Y ESTIMACION DE LA PRODUCCIÓN DE LOS CAMPOS AUCA Y AUCA SUR*. Quito: EPN.
- PETROAMAZONAS EP. (2013). *Modelamiento estático y dinámico de los reservorios Hollín, U, T y Basal tena del campo sachá* . Quito .
- PETROAMAZONAS EP. (2019). *Desarrollo del campo Sacha* . Tecnologías Alternativas.
- PETROPRODUCCIÓN . (2008). *Archivo Sacha*.
- Rio napo. (2013). *Modelamiento Estático y Dinámico del campo*. Rio Napo CEM.
- Romero, J. L. (2010). *Estudio de los efectos de la inyección de agua en los yacimientos "U" Y "T" de la formación Napo del campo Sacha*. Quito: ESCUELA POLITECNICA NACIONAL.
- Schlumberger. (2010). *Oilfield Glossary*. Obtenido de https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/terms/r/recovery_factor#:~:text=Cantidad%20recuperable%20de%20hidrocarburos%20existente,incrementar%20el%20factor%20de%20recuperaci%C3%B3n.

Segarra, L. F. (2019). *CÁLCULO DEL VOLUMEN DE PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO A TRAVÉS DE LA APLICACIÓN DE GEOESTADÍSTICA Y EL MÉTODO MONTECARLO, CASO ESTUDIO CAMPO DEL ORIENTE ECUATORIANO*. LA LIBERTAD, SANTA ELENA: UPSE.

SENER. (2015). *Glorsario de Términos* . Secretaría de Energía.

Torres, G. X. (2016). *ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO DE 7 POZOS PARA LA APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO EN LA PRIMERA SECCIÓN VERTICAL DE HOYO EN UN POZO DEL CAMPO SACHA*. Quito: UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR .

Totoy, R. V. (2018). *ACTUALIZACION DE RESERVAS DE YACIMIENTO EN LA FORMACIÓN HOLLÍN PERTENECIENTE AL CAMPO PALO AZUL*. Guayaquil: ESPOL.

Vela, S. D. (2018). *DETERMINACIÓN DE RESERVAS MEDIANTE LA ACTUALIZACIÓN DE LOS MODELOS ESTRUCTURAL Y PETROFÍSICO DE LA FORMACIÓN “U” INFERIOR DEL CAMPO TETETE-TAPI*. Quito: UCE.