



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

**TEMA:**

“ESTIMACIÓN DE RESERVAS PARA YACIMIENTOS FRACTURADOS  
DEL CAMPO ANCÓN DE LA PROVINCIA DE SANTA ELENA  
MEDIANTE EL USO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL  
(PYTHON)”

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR**

**AUTORES:**

JESÚS DARÍO ACOSTA SUÁREZ  
ALEX EDUARDO LOOR VERA

**TUTOR:**

ING. JORGE ORDOÑEZ ANDRADE, PhD

**LA LIBERTAD, ECUADOR**

**2026**

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**

**CARRERA DE PETRÓLEOS**

**TEMA:**

ESTIMACIÓN DE RESERVAS PARA YACIMIENTOS  
FRACTURADOS DEL CAMPO ANCÓN DE LA PROVINCIA DE  
SANTA ELENA MEDIANTE EL USO DE UNA HERRAMIENTA  
COMPUTACIONAL (PYTHON)

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR**

**AUTORES:**

JESÚS DARÍO ACOSTA SUÁREZ

ALEX EDUARDO LOOR VERA

**TUTOR:**

ING. JORGE ORDOÑEZ ANDRADE, PhD

**LA LIBERTAD – ECUADOR**

**2026**

UPSE

# TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



**Ing. Marllelis Gutiérrez Hinestroza,**  
**PhD.**  
DIRECTORA DE CARRERA



Firmado electrónicamente por:  
**JORGE PAUL ORDONEZ  
ANDRADE**  
Validar únicamente con FirmaEC

**Ing. Jorge Ordoñez Andrade Ph. D**  
DOCENTE TUTOR



**Ing. Brito Ávila Edison Andrés, MSc**  
DOCENTE ESPECIALISTA



**Ing. David Vega Gonzales**  
SECRETARIO DEL TRIBUNAL



**Ing. Carlos Malavé Carrera, MSc**  
DOCENTE UIC

# DEDICATORIA

*Jesús Acosta*

Primeramente, agradezco a Dios por haberme permitido lograr mi propósito de ser un profesional, a mi familia, en especial a mi mamá y a mis abuelos quienes han sido mi motor de vida y a mi hermano por apoyarme a seguir luchando día a día.

A mis docentes, agradecerles la motivación a lo largo de mi vida universitaria, y a todos los que me brindaron su apoyo para cumplir mi objetivo de vida.

# DEDICATORIA

*Alex Loor*

A mi familia, por ser mi mayor fortaleza y por enseñarme que los sueños se alcanzan con disciplina y humildad.

Dedico este trabajo a quienes siempre creyeron en mí, incluso en los momentos en los que yo dudé.

A ustedes, con profundo cariño y gratitud.

A ti, que con tu paciencia, motivación y cariño iluminaste este camino y me recordaste que los sueños sí se logran. Esta tesis también es tuya

# CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema “**Estimación de reservas para yacimientos fracturados del Campo Ancón de la provincia de Santa Elena mediante el uso de una herramienta computacional (Python)**” elaborado por los estudiantes **Jesús Darío Acosta Suarez y Alex Eduardo Loor Vera**, egresados 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 COMPILATIO, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 6% de la valoración permitida.

 INFORME DE ANÁLISIS  
magister

Tesis final  
(intento30)ahora\_si

**6%**  
Textos sospechosos

**6% Similitudes**  
< 1% similitudes entre comillas  
1% entre las fuentes mencionadas

**2% Idiomas no reconocidos (ignorado)**

**10% Textos potencialmente generados por la IA (ignorado)**

Nombre del documento: Tesis final (intento30)ahora\_si.docx  
ID del documento: 873098f112cd4f7eac831e84e6cc28be9924cee8  
Tamaño del documento original: 7,3 MB

Depositante: JORGE PAUL ORDOÑEZ ANDRADE  
Fecha de depósito: 14/11/2025  
Tipo de carga: interface  
fecha de fin de análisis: 14/11/2025

Número de palabras: 16.413  
Número de caracteres: 111.082

Atentamente,



Firmado electrónicamente por:  
**JORGE PAUL ORDONEZ  
ANDRADE**  
Validar únicamente con FirmaEC

**Ing. Jorge Ordoñez Andrade, PhD**

C.I.:0926920729

## DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotros, **Jesús Darío Acosta Suárez** y **Alex Eduardo Loor Vera** declaramos bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“Estimación de reservas para yacimientos fracturados del Campo Ancón de la provincia de Santa Elena mediante el uso de una herramienta computacional (Python)”**, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de nuestra 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,



Jesús Darío Acosta Suarez

C.I: 2400161903



Alex Eduardo Loor Vera

C.I: 0928071638

# CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Jorge Ordoñez Andrade, PhD

## TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo “**Estimación de reservas para yacimientos fracturados del Campo Ancón de la provincia de Santa Elena mediante el uso de una herramienta computacional (Python)**” previo a la obtención del Título de Ingenieros en Petróleos elaborado por los **Sres. Jesús Darío Acosta Suarez y Alex Eduardo Loor Vera**, egresados de la Carrera de Petróleos, 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.



Firmado electrónicamente por:  
**JORGE PAUL ORDONEZ  
ANDRADE**

Validar únicamente con FirmaEC

---

**Ing. Jorge Ordoñez Andrade, PhD**

C.I.:0926920729

# CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

## *Validación gramatical y ortográfica*

### CERTIFICO

Que, he realizado la revisión y corrección del Trabajo de Integración Curricular para la obtención del título de Ingenieros en Petróleos, con el tema: **“ESTIMACIÓN DE RESERVAS PARA YACIMIENTOS FRACTURADOS DEL CAMPO ANCÓN DE LA PROVINCIA DE SANTA ELENA MEDIANTE EL USO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL”**. Ha sido desarrollado por los estudiantes de la Carrera de Petróleos: **JESÚS DARÍO ACOSTA SUÁREZ** y **ALEX EDUARDO LOOR VERA** de la Universidad Estatal Península de Santa Elena.

Que, el trabajo presenta un dominio formal del lenguaje, con expresión clara, coherencia discursiva y solidez interpretativa. Asimismo, garantizando su adecuación a los estándares académicos y formales requeridos.

Por lo expuesto, se expide el presente certificado para que los interesados lo utilicen ante las instancias que correspondan.

Atentamente,



Lic. Mónica Paredes Castro, M.Sc.  
Magíster en Educación Básica  
Correo: misabelp1017@gmail.com  
C.C: 0605353143  
Celular: 0969917044

# **AGRADECIMIENTOS**

*ACOSTA JESÚS*

Agradezco a Dios por guiar mis pasos, a mi familia por su apoyo día a día, por confiar en mí para salir adelante.

A mis queridos docentes Dra. Marllelis Gutiérrez, Ing. Jorge Ordoñez, Ing. José Villegas por haber asesorarme y acompañarme en la realización de mi proyecto de titulación

A la prestigiosa Universidad Estatal Península de Santa Elena, cuna del conocimiento, por preparar a soñadores y liberar desde sus aulas a líderes profesional, fruto del atributo célebre de su cuerpo docente

Al Ing. Anthony Miranda por colaborar como programador y guía en la elaboración de la herramienta computacional aplicada en esta investigación.

# **AGRADECIMIENTOS**

## ***LOOR ALEX***

A Dios, por darme la oportunidad de llegar hasta aquí, a mi familia, por su apoyo constante, su paciencia y por ser mi impulso en cada etapa de mi vida académica.

A mis amigos, por su apoyo, compañía y palabras de aliento.

A la Universidad Estatal Península de Santa Elena por permitirme crecer académicamente y forjar quien soy ahora y cumplir mi mayor meta de ser profesional

Gracias a cada uno por ser parte de este logro.

# CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
DEDICATORIA.....	iii
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO.....	v
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	vi
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR .....	vii
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA.....	viii
AGRADECIMIENTOS.....	ix
AGRADECIMIENTOS.....	x
CONTENIDO.....	xi
LISTA DE FIGURAS.....	xvi
LISTA DE TABLAS.....	xviii
RESUMEN .....	xix
ABSTRACT.....	xx
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN .....	1
1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN .....	2
1.2 ANTECEDENTES .....	3
1.3 HIPÓTESIS .....	5
1.4 OBJETIVOS.....	5
1.4.1. Objetivo general.....	5
1.4.2. Objetivos específicos .....	5

1.5	ALCANCE.....	6
1.6	VARIABLE.....	6
1.6.1.	Variables dependientes.....	6
1.6.2.	Variables independientes.....	6
<b>CAPITULO II: MARCO TEÓRICO .....</b>		<b>7</b>
2.1	Breve descripción del campo.....	7
2.2	Ubicación geográfica .....	8
2.2.1	Estructura geológica del campo.....	9
2.2.2	Litología y formaciones productoras .....	10
	Formación Azúcar Atlanta.....	11
	Formación Cayo.....	11
	Formación Piñón.....	11
	Formación Tablazo.....	12
	Grupo Ancón.....	12
	Formación Seca.....	13
	Formación Socorro .....	13
	Formación Santa Elena .....	14
	<b>Marco representativo de la estratigrafía de las zonas productoras del campo</b>	
	<b>Ancón .....</b>	<b>15</b>
2.3	Yacimientos convencionales .....	16
2.3.1	Definición de yacimiento .....	16
2.3.2	Roca madre o generadora.....	16
2.3.3	Trampa .....	16

<b>2.4</b>	<b>Parámetros petrofísicos .....</b>	<b>17</b>
	<b>Saturación.....</b>	<b>17</b>
	<b>Porosidad .....</b>	<b>17</b>
	<b>Permeabilidad .....</b>	<b>17</b>
	<b>Camino migratorio .....</b>	<b>18</b>
<b>2.5</b>	<b>Yacimiento fracturado.....</b>	<b>18</b>
<b>2.5.1</b>	<b>Yacimientos fracturados naturalmente .....</b>	<b>19</b>
	<b>Fractura discontinua.....</b>	<b>20</b>
	<b>Fractura continua .....</b>	<b>20</b>
	<b>Fractura en extensión .....</b>	<b>20</b>
	<b>Fractura de cizallamiento.....</b>	<b>21</b>
<b>2.5.2</b>	<b>Yacimientos fracturados artificialmente .....</b>	<b>22</b>
<b>2.6</b>	<b>Ecuación de balance de materiales .....</b>	<b>23</b>
<b>CAPITULO III: METODOLOGÍA.....</b>		<b>25</b>
<b>3.1</b>	<b>Metodología de la investigación.....</b>	<b>25</b>
	<b>3.1.1 Tipo de investigación .....</b>	<b>25</b>
	<b>3.1.2 Población y muestra .....</b>	<b>25</b>
	<b>3.1.3 Recopilación de información .....</b>	<b>25</b>
<b>3.2</b>	<b>Compilación y análisis de datos .....</b>	<b>26</b>
	<b>Datos geológicos .....</b>	<b>26</b>
	<b>Configuración estructural del reservorio .....</b>	<b>26</b>
	<b>Tectónica del campo.....</b>	<b>27</b>

<b>3.3</b>	<b>DATOS PETROFÍSICOS DEL RESERVORIO DEL CAMPO .....</b>	<b>27</b>
3.3.1	Porosidad efectiva y permeabilidad de la matriz.....	28
3.3.2	Permeabilidad de la fractura.....	28
3.3.3	Saturaciones iniciales de petróleo y agua .....	29
3.3.4	Espero neto productivo de las formaciones de interés .....	29
<b>3.4</b>	<b>Propiedades PVT (presión, volumen, temperatura) .....</b>	<b>30</b>
3.4.1	Volumen de formación del petróleo .....	30
3.4.2	Presión de burbuja (Pb) .....	32
3.4.3	Relación del gas disuelto .....	32
3.4.4	Factor de compresibilidad.....	34
<b>3.5</b>	<b>Modelo conceptual Dual-Porosity (matriz–fractura).....</b>	<b>38</b>
3.5.1	Fundamentos teóricos y físicos del modelo de doble porosidad .....	39
3.5.2	Comportamiento bifásico petróleo–gas bajo presiones inferiores al punto de burbuja .....	39
3.5.3	Intercambio de masa matriz–fractura y coeficiente de transferencia efectivo	41
3.5.5	Efectos de la compresibilidad total bajo variaciones de presión .....	44
3.5.6	Relación del modelo Dual-Porosity con la ecuación de balance de materiales.....	45
3.5.7	Influencia del modelo Dual-Porosity en la ecuación de balance de materiales.....	46
3.5.8	Descripción de la herramienta computacional.....	49
3.5.9	Descripción metodológica de la herramienta .....	53
<b>CAPÍTULO VI:</b>	<b>ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS .....</b>	<b>55</b>

<b>CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>70</b>
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>72</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>78</b>

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Ubicación Bloque Ancón "campo Gustavo Galindo Velasco".....	8
Figura 2. Representación geológica del levantamiento Santa Elena y corte geológico....	9
Figura 3. Mapa referencial del levantamiento Santa Elena y la cuenca progreso.....	10
Figura 4 Columna Estratigráfica del campo Gustavo Galindo .....	15
Figura 5 Representación de un medio poroso fracturado .....	18
Figura 6. Representación gráfica de un yacimiento fracturado naturalmente.....	19
Figura 7 representación de los tipos de fracturas en un medio poroso .....	20
Figura 8. Ejemplo de fractura por extensión.....	21
Figura 9 Representación de fracturas de cizallamiento (rojo) y por extensión(verde) clasificadas por colores según el tipo.....	22
Figura 10 Ejemplificación de un yacimiento siendo fracturado artificialmente .....	23
Figura 11 Configuración estructural de las formaciones del campo Gustavo Galindo.	26
Figura 12 Comportamiento del Factor volumétrico del petróleo para la formación Atlanta .....	31
Figura 13 Comportamiento del Factor volumétrico del petróleo para la formación Santo Tomás .....	32.
Figura 14 Comportamiento de la solubilidad del gas para la formación Atlanta.....	34
Figura 15 Comportamiento de compresibilidad del petróleo para formación Atlanta	36
Figura 16 Comportamiento de compresibilidad del petróleo para formación Santo Tomás .....	36

Figura 17 Comportamiento de la viscosidad de la formación Atlanta.....	38
Figura 18 Comportamiento de la viscosidad de la formación Atlanta.....	38
Figura 19 Interfaz de la herramienta computacional.....	50
Figura 20 Interfaz de la herramienta computacional.....	51
Figura 21 Interfaz de la herramienta computacional.....	51
Figura 22 Sección sísmica interpretada del horizonte Eoceno.....	55
Figura 23 Mapa estructural de fallas para el Horizonte Eoceno.....	57
Figura 24 Propiedades PVT.....	60
Figura 25 Mecanismo Dominante.....	60
Figura 26 History Match.....	63
Figura 27 Propiedades PVT.....	64
Figura 28 Mecanismo Dominante.....	64
Figura 29 History Matching.....	66
Figura 30 Interfaz completa de la herramienta.....	78
Figura 31 Interfaz completa de la herramienta.....	78
Figura 32 Interfaz completa de la herramienta.....	79

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Coordenadas UTM y geográficas .....	9
Tabla 2. Propiedades de los reservorios.....	28
Tabla 3. Saturaciones del reservorio .....	29
Tabla 4. Factores volumétricos de los reservorios .....	31
Tabla 5. Correlaciones usadas en la herramienta .....	52
Tabla 6. Datos para la herramienta .....	52
Tabla 7. Datos para la herramienta .....	53
Tabla 8. Valores volumétricos de petróleo original.....	58
Tabla 9. Contribución relativa de mecanismos de producción .....	61
Tabla 10. Parámetros ajustados mediante el método EBM .....	62
Tabla 11. Contribución relativa de mecanismos de producción .....	65
Tabla 12. Parámetros representativos de la formación .....	65
Tabla 13. Resultados del ajuste histórico.....	67

**“ESTIMACIÓN DE RESERVAS PARA YACIMIENTOS FRACTURADOS  
DEL CAMPO ANCÓN DE LA PROVINCIA DE SANTA ELENA MEDIANTE  
EL USO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL (PYTHON)”**

**Autores:** Jesús Darío Acosta Suárez

Alex Eduardo Loor Vera

**Tutor:** Ing. Jorge Ordoñez Andrade, PhD

## **RESUMEN**

En este estudio se desarrolló una metodología de tipo descriptiva para demostrar las reservas para reservorios fracturados del campo Ancón, provincia de Santa Elena, abordando desafíos como la heterogeneidad geológica y la limitación de métodos tradicionales. Se creó e implementó una herramienta computacional en el lenguaje de programación Python que integra la ecuación de balance de materiales, modificada para modelos de doble porosidad, incorporando datos geológicos, petrofísicos y propiedades PVT derivados de correlaciones empíricas y fuentes secundarias. El análisis se centró en Atlanta y Santo Tomás como principales formaciones con presencia de un sistema fracturado, aplicando sensibilidad paramétrica y validación histórica de producción para cuantificar influencias clave como compresibilidad y permeabilidad, obteniendo una estimación cercana a la realidad. Con el propósito de que la incertidumbre sea reducida aproximadamente en un 15 % respecto a enfoques convencionales, facilitando evaluaciones económicas más robustas y promoviendo herramientas de código abierto para optimizar la gestión de yacimientos complejos para futuras investigaciones.

**Palabras clave:** estimación de reservas, reservorios fracturados, ecuación de balance de materiales, doble porosidad, herramienta computacional

# **ESTIMATION OF RESERVES FOR FRACTURED RESERVOIRS IN THE ANCÓN FIELD OF THE SANTA ELENA PROVINCE USING A COMPUTATIONAL TOOL**

**Autores:** Jesús Darío Acosta Suárez

Alex Eduardo Loor Vera

**Tutor:** Ing. Jorge Ordoñez Andrade, PhD

## **ABSTRACT**

This study developed a descriptive methodology to demonstrate the reserves for fractured reservoirs in the Ancón field, Santa Elena province, addressing challenges such as geological heterogeneity and the limitations of traditional methods. A computational tool was created and implemented in the Python programming language, integrating the material balance equation, modified for dual-porosity models, and incorporating geological, petrophysical, and PVT property data derived from empirical correlations and secondary sources. The analysis focused on the Atlanta and Santo Tomás formations as the main formations with a fractured system, applying parametric sensitivity and historical production validation to quantify key influences such as compressibility and permeability, obtaining a near-realistic estimate. The aim was to reduce uncertainty by approximately 15% compared to conventional approaches, facilitating more robust economic evaluations and promoting open-source tools to optimize the management of complex reservoirs for future research.

**Keywords:** reserve estimation, fractured reservoirs, material balance equation, dual-porosity model, computational simulation.

# CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

El petróleo es la principal fuente de energía comercial más monopolizado en todo el mundo, es importante determinar con precisión cuanto petróleo está dentro de un yacimiento, ya que un análisis hace posible evaluar y comprobar indicadores que benefician el comercio de un país, haciendo posible examinar la viabilidad técnica y económica de un proyecto de explotación a futuro.

Una estimación precisa de las reservas de hidrocarburos, por lo que permite cuantificar su precio dentro del mercado nacional e internacional, lo que genera ingresos positivos para el país, considerando que las zonas estudiadas se encuentran en condiciones rentables para su aprovechamiento.

Casos particulares, como los yacimientos fracturados presentan un mayor grado de complejidad en comparación a los reservorios convencionales, caracterizándose por tener un modelo distinto ya que contiene valores de porosidad variables y permeabilidades anisotrópicas, dependen de la conectividad de la red de fracturas que pueden ser inducidas o naturales, esta particularidad exige métodos modernos para la estimación precisa de las reservas del petróleo.

La interpretación de reservas iniciales resulta un total desafío, puesto que las fracturas se comportan como un medio de transporte o almacenamiento temporal de hidrocarburo, por ende, los métodos convencionales como el análisis por el método volumétrico y/o ecuación de balance de material tradicional tienden a presentar un alto nivel de complejidad cuando son aplicadas en este tipo de yacimiento.

Esta guía tiene como objetivo emplear un modelo computacional para estimar las reservas en el campo Ancón, utilizando literatura digital especializada, tomando en cuenta los aspectos geológicos del yacimiento, propiedades físicas y petrofísicas requeridas en la aplicación dentro de la ecuación de balance de materiales, logrando obtener una valoración; grado de precisión alto a comparación a los datos que se manejan en la actualidad.

El uso de las herramientas computacionales, simuladores o programas representan una solución moderna y eficaz, incluyen diversos métodos más sofisticados y precisos

adaptados a diversas necesidades, heterogeneidades que presenten los yacimientos y la red de fracturas existentes. Las tecnologías modernas incluyen modelos con fracturas discretas y esquema con porosidad doble, lo que limita los enfoques tradicionales ofreciendo representaciones realistas del subsuelo, mejorando la calidad de la estimación.

## **1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN**

La industria petrolera se enfrenta actualmente a un gran desafío: lograr estimar con precisión las reservas de hidrocarburos. Este reto se vuelve particularmente complejo en el caso de los yacimientos fracturados, donde la geología es más irregular. Cabe destacar que determinar el volumen de estas reservas es un factor clave, ya que de ello depende la planificación de estrategias de producción eficientes.

La problemática inicial es la dificultad de caracterizar geométricamente el sistema de fracturas ya que no se conoce en su totalidad la longitud, la conectividad y los efectos de daño que pueda existir cuando estas son inducidas, tomando en cuenta la información geológica que se requiere para caracterizar estos medios porosos.

El potencial que existe actualmente con las herramientas tecnológicas avanzadas, no se basan su totalidad a modelos con heterogeneidades, siendo estas limitadas debido a la falta de datos específicos, tales como, datos geológicos (matriz y fractura), datos de producción, datos PVT del yacimiento, además los costos de las licencias con las que operan las herramientas computacionales son muy elevados, por lo tanto genera una brecha dentro de la investigación requerida debido a la ausencia de un modelo computacional adaptado a estas condiciones.

En consecuencia, los métodos para predecir las reservas generan una gran incertidumbre, ocasionando restricciones dentro del ámbito productivo y a la rentabilidad económica en contexto de los precios actuales de los crudos y las restricciones fiscales nacionales e internacionales.

## 1.2 ANTECEDENTES

Los yacimientos fracturados del campo Ancón representan uno de los mayores desafíos para la industria petrolera. Esto se debe fundamentalmente a la complejidad de sus estructuras geológicas, las cuales presentan una naturaleza intrincada y variable. Como resultado directo de esta complejidad, se dificultan enormemente los análisis y estudios técnicos, lo que a su vez implica una gran incertidumbre a la hora de determinar con precisión el volumen de las reservas de hidrocarburos.

De acuerdo con Mittermeir (2015) en su estudio perfecciona el enfoque de incorporar las curvas de recuperación para modelar de forma más explícita la entrega de fluido entre el yacimiento y las fracturas existentes, permitiendo a la ecuación de balance de material que considere no solo el almacenamiento y el flujo del fluido sino el intercambio dinámico que existe dentro de la relación entre estos dos sistemas aportando una estimación más precisa y realista del comportamiento.

La estimación de reservas en el campo Ancón es particularmente desafiante debido a la dualidad en medios porosos que presenta estas formaciones, lo que requiere adaptar la ecuación de balance de materia (EBM) a un medio convencional para lograr estimaciones más precisas (Rivera , 2022).

Por otro lado, Avilés y Panchana (2015) recrearon un análisis de pérdidas de producción de hidrocarburos por diferentes factores geológicos del campo Ancón para la sección 73, identificando los riesgos geológicos como, la aparición de fracturas, y otros factores que afectan directamente a la producción ya que generan vías alternas para que migre el petróleo.

Estas condiciones permiten analizar el comportamiento de un reservorio con heterogeneidades presentes, donde las fracturas son más una ruta para el flujo hacia un nuevo tramo para su acumulación.

Para abordar los retos asociados con la estimación de reservas dentro en sistemas con fracturas existentes es fundamental utilizar una herramienta computacional en el lenguaje de programación de Python, dada su versatilidad y capacidad para manejar un gran volumen de información petrofísica, datos geológicos y de producción, ya que

mediante un algoritmo existente se puede optimizar la caracterización de estos tipos de reservorios con fracturas mediante algoritmos diferentes entre sí para determinar reservas basándose en la EBM (Goins, 2000).

Según Keilegavlen et al., (2019) desarrollaron mediante PorePy, que es una herramienta creada en base a un código en Python, simuladores del flujo en un medio fracturado, considerando fracturas discretas y propiedades de doble porosidad en un marco adaptable a una heterogeneidad compleja similares a las presentes en el campo Ancón, debido a que, normalmente se ven afectados por el aspecto de la fractura y el impacto en la interfase roca fractura.

En cambio, Guiltinan et al., (2023) en su trabajo investigativo presentaron a pySimFrac una biblioteca incorporada en Python que tiene como finalidad realizar un análisis estadístico de las redes de fracturas que presente un reservorio considerando 3 técnicas de fracturas: caja, gaussiana o espectral, este proyecto es un ejemplo para comprender e integrar una fractura compleja en una red de fracturas menos complejas.

De acuerdo con Gallardo (2012) menciona que la integración de datos de presión y producción a una herramienta computacional puede mejorar la estimación aumentando su precisión de su modelo de flujo en un medio fracturado, por aquello es importante la integración de dicha información con el fin de abordar con éxito las heterogeneidades presentes en el campo Ancón y no tener más complicaciones por la presencia del sistema de doble porosidad.

El estudio de Abdelazim (2015) en la Universidad del Sur de Gales, desarrolló un modelo computacional dentro del lenguaje de Python para poder dar una simulación de flujo dentro de fracturas discretas para poder estimar el volumen inicial de petróleo en un reservorio naturalmente fracturado.

Este estudio ofrece un enfoque aplicable para la estructura geológica presente en el campo Ancón donde las fracturas jugarán un rol determinante en la estimación de reservas. Un enfoque similar presentó Fahad (2013) en su investigación, en el cual propuso tres algoritmos de simulación basados en un modelo de doble porosidad incorporando un concepto de permeabilidad efectiva lo cual le permitió adaptar el modelo para múltiples condiciones geológicas con el fin de no perder la precisión.

Sin embargo, esos estudios necesitan de un análisis de incertidumbre que fue realizado por Özlen (2004) donde considera evaluar el impacto que tienen las propiedades petrofísicas dentro de la estimación del POES, lo cual es primordial para el estudio del campo Ancón ya que mediante dicho análisis podemos identificar y evaluar las limitaciones presentes bajo sus condiciones geológicas actuales.

### **1.3 HIPÓTESIS**

Implementar un nuevo modelo computacional en Python integrando datos petrofísicos y de producción con un enfoque orientado a la caracterización de los yacimientos fracturados, permite estimar las reservas presentes en el campo Ancón de la provincia de Santa Elena con un mayor grado de precisión, reduciendo las diferencias en un 15 % en comparación a los métodos convencionales al incorporar heterogeneidad del reservorio y la contribución de fracturas naturales o inducidas por algún tipo de fractura hidráulica.

### **1.4 OBJETIVOS**

#### **1.4.1. Objetivo general**

Implementar una herramienta computacional en Python, basada en la ecuación de balance de material adaptada a modelos de doble porosidad para la estimación de reservas recuperables en yacimientos fracturados del campo Ancón considerando parámetros del reservorio junto a propiedades PVT confiables.

#### **1.4.2. Objetivos específicos**

- Cuantificar la influencia de los parámetros claves en la precisión del modelo mediante un análisis de sensibilidad.
- Determinar las propiedades PVT esenciales para la estimación de reservas, aplicando datos disponibles del campo Ancón, correlaciones validas y fuentes bibliográficas relevantes.
- Validar la herramienta computacional mediante una comparativa de las estimaciones generadas con datos históricos de producción del campo junto al valor real de las reservas probadas reales.
- Integrar algoritmos dentro del programa Python para la estimación aproximada de las reservas, teniendo una precisión superior al 80 %.

## **1.5 ALCANCE**

Este proyecto se centra en la estimación de reservas en los yacimientos fracturados del campo Ancón, utilizando datos específicos de este reservorio. Se desarrolla un modelo computacional en Python que integre información geológica, petrofísica y de producción para obtener resultados precisos, el modelo fue diseñado con flexibilidad para adaptarse a otros yacimientos fracturados, siempre que se disponga de datos equivalentes.

El proyecto no abarca la exploración de nuevos yacimientos ni la implementación de técnicas de recuperación mejorada, sino que se limita al análisis de datos existentes aplicando una herramienta basado en Python el cual es de código abierto, promoviendo su uso y adaptación por parte de la comunidad científica y profesional.

## **1.6 VARIABLE**

### **1.6.1. Variables dependientes**

- Estimación de reservas: volumen de hidrocarburos recuperables económicamente.
- Precisión del modelo: error entre las estimaciones y los datos reales, evaluado mediante métricas como el error cuadrático medio.

### **1.6.2. Variables independientes**

- Propiedades del yacimiento: porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, presión y temperatura (datos PVT).
- Parámetros del modelo: algoritmos de simulación, métodos de interpolación y ajustes matemáticos.
- Datos de producción: tasas de flujo, volúmenes extraídos e historial de pozos.

# CAPITULO II: MARCO TEÓRICO

## 2.1 Breve descripción del campo

El campo Ancón o también conocido como bloque Gustavo Galindo Velasco, ubicado en la provincia de Santa Elena, se establece como el hito más grande de la historia petrolera ecuatoriana, al ser considerado el principio de la explotación hidrocarburíferas del país, debido a su petróleo de alta calidad.

El campo Ancón tiene una importante historia que se remonta al año de 1911 cuando se perforó el primer pozo denominado Ancón 1 (ANC-001), el crudo extraído de este campo se caracteriza por ser uno de los petróleos más liviano teniendo una gravedad específica que oscila entre 30° a 40° API, lo que lo convierte en un recurso comercialmente muy atractivo. Esto se debe a que, al ser refinado, genera derivados de alta calidad que pueden comercializarse con una excelente relación costo y beneficio, inyectando así un capital significativo a la economía nacional (EP PETROECUADOR, 2013).

La producción de petróleo es extraída por dos métodos que son el sistemas de levantamiento móviles y fijos. El sistema fijo es el mecanismo de producción por bombeo mecánico cuya unidad está interconectada desde el pozo, llevando la producción del subsuelo hacia superficie por medio de tuberías y bomba. El 55 % de la producción diaria del bloque se extrae por medio de balancines (bombeo mecánico).

Otros sistemas de levantamiento fijos usados dentro del bloque son gas lift, plunger lifty flujo natural, cuya producción está igualmente interconectada. Sin embargo, el porcentaje de producción que se extraen por estos métodos es relativamente pequeña con apenas el 2 % del total.

Mientras que el 40 % de producción de crudo restante es extraída mediante sistemas de levantamiento de crudo móviles, es decir por Swab (SW) y herramienta local (HL) (Mayorga et al, 2022).

## 2.2 Ubicación geográfica

Campo Ancón o también denominado bloque Gustavo Galindo Velasco (GGV), muestra en la figura 1, contiene un área de 1200 km<sup>2</sup>, el área total se divide en 2 partes, la primera consta de 730 km<sup>2</sup> para el territorio continental mientras que 480 km<sup>2</sup> aproximadamente es de costa fuera, el campo se localiza en la provincia de Santa Elena aproximadamente a 130 km al oeste de la provincia de Guayaquil (Segovia et al. 2019).

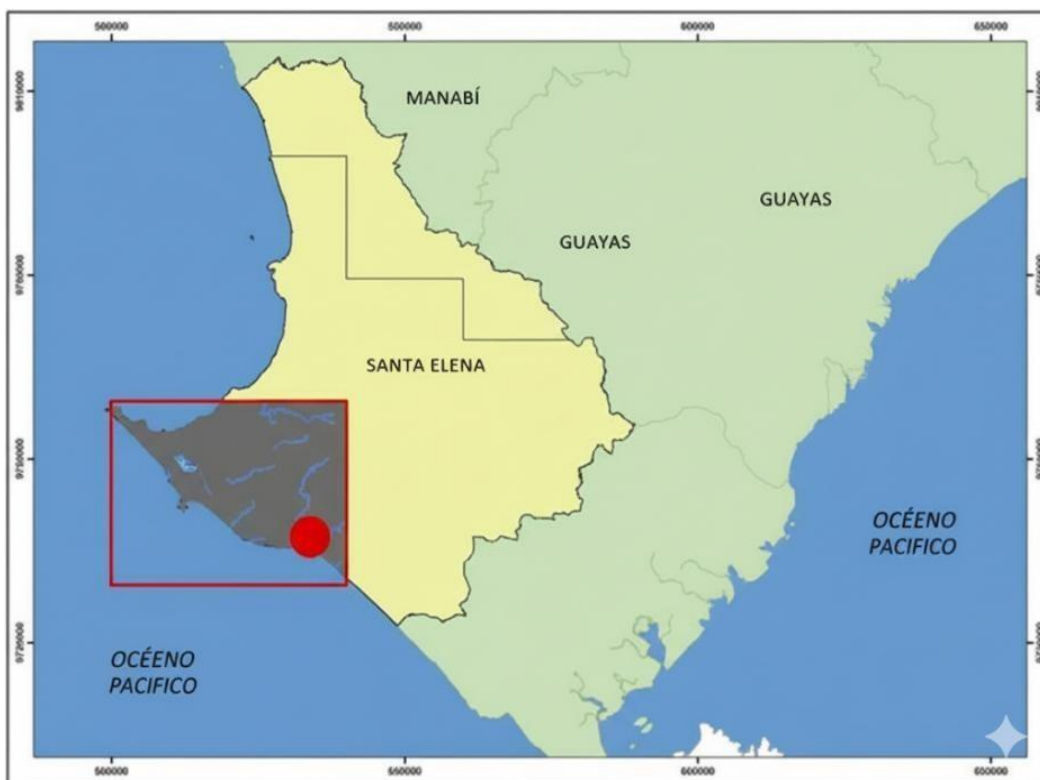


Figura 1. Ubicación Bloque Ancón "campo Gustavo Galindo Velasco"

Mediante las coordenadas geográficas del campo Ancón define los límites del área de 1200 km<sup>2</sup> repartidos entre zona costera y costa fuera, lo que permite representar las coordenadas basadas en fuentes confiables que permite analizar el perímetro aproximado del campo en general. De esta forma, se localiza eficientemente según sus coordenadas referenciales por un modelo geográfico y el modelo de la UTM, muestra la tabla 1.

Tabla 1. Coordenadas UTM y geográficas

Punto	Coordenadas UTM		Coordenadas geográficas	
	Lat. Norte	Lat. Este	Lat. Sur	Lat. Oeste
1	N9°751000	E 515.000	2°15'8.11''	80°51'53.51''
2	N9°747000	E 515.000	2°17'17.8''	80°51'53.51''
3	N9°747000	E 517.000	2°17'17.8''	80°50'48.65''
4	N9°751000	E 517.000	2°15'8.11''	80°50'48.65''

### 2.2.1 Estructura geológica del campo

La Península de Santa Elena representa una evolución geológica a lo largo de millones de años, lo que ha facilitado la acumulación de compuestos orgánicos, estos se ven expuestos a diversos elementos como presión y calor, favoreciendo a la generación de afloramientos de hidrocarburos. El campo Ancón se encuentra en ubicado en la unidad geológica denominada como levantamiento de Santa Elena. Que comprende una unidad secuencial sedimentaria del cretácico al terciario inferior con edades entre Paleoceno para formaciones como Atlanta y Eoceno como es el grupo Ancón depositada en la corteza oceánica. El levantamiento de Santa Elena se representa en la figura 2 corresponde a la edad geológica de cada zona.

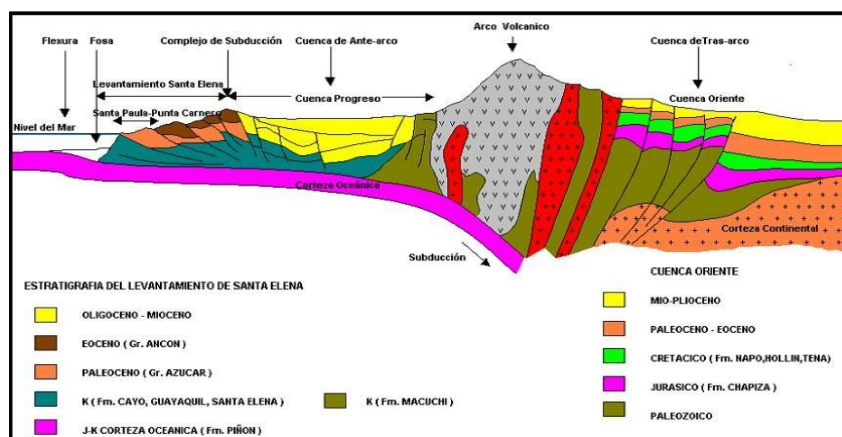


Figura 2. Representación geológica del levantamiento Santa Elena y su corte geológico.

Se formó durante el Oligoceno temprano, delimitado por la falla regional denominada La Cruz con sedimentos, correspondiente a la separación de Cuenca Progreso, la que constituye la estructura de Horst Azúcar (Navarrete, 2018), aislando ambas regiones, como se muestra en la figura 3:

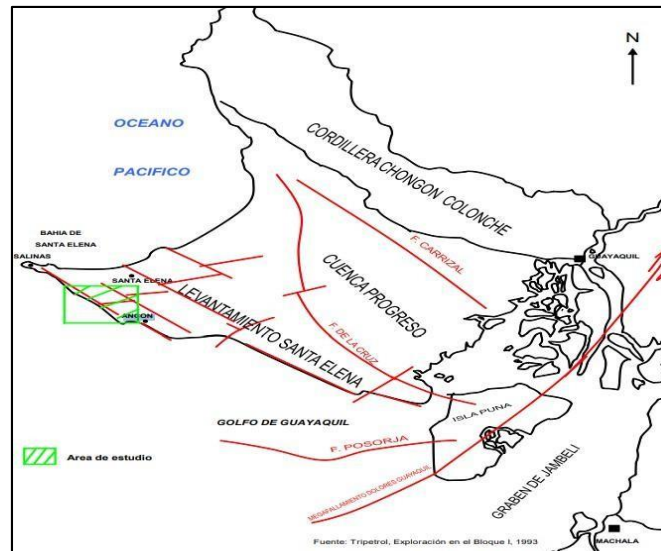


Figura 3. Mapa referencial del levantamiento Santa Elena y la Cuenca Progreso.

### 2.2.2 Litología y formaciones productoras

Se describen brevemente las principales características litológicas generales presentes de las formaciones productoras del bloque Gustavo Galindo Velasco las cuales se evidencian en un cuadro estratigráfico general, las formaciones productoras son:

- Formación Atlanta.
- Formación Cayo.
- Formación Piñón.
- Formación Tablazo.
- Grupo Ancón.
- Formación Seca.
- Formación Socorro.
- Formación Santo Tomás.
- Formación Santa Elena.
- Santa Paula.

## **Formación Azúcar Atlanta**

La Formación Atlanta con edad Paleoceno - Eoceno Inferior se encuentra en una discordancia sobre rocas cretáceas, se compone de estratificaciones de arcillas, arenas y conglomerados, además de contener pequeñas intercalaciones de lutitas y conglomerados, esta formación se encuentra a 1 km al sur de los campos Achallan y Santa Paula

Bajo un estudio realizado por el distrito petrolero esta formación está constituida por una arenisca grisácea con texturas medias gruesas que representan el principal yacimiento debido a las fracturas.

## **Formación Cayo**

Consiste en una espesa secuencia volcánica- sedimentaria, está constituida por sedimentos marinos como las lutitas bituminosas, turbiditas finas, por el lado volcánico constituye volcanoclásticas que son las tobas y las lava almohadilladas según (Hidalgo & Aguirre, 2015).

Esta formación constituye una edad geológica del periodo Cretácico, además contienen planos de fracturamiento, normalmente son ondulados o lisos. Se presentan los siguientes campos petroleros:

- Campo Petrópolis: se extiende desde la punta de San Lorenzo hasta Santa Rosa en todo el tramo costero generando unas coordenadas geográficas que son: 9756000 N y 506000 E.
- Campo San Raymundo: coordenadas geográficas que van desde: 9753800 N y 510700 E.
- En el extremo norte de los campos Matilde, Carmela y Navarra con unas coordenadas que van desde: 9750500 N hasta 516000 E y 518000.

## **Formación Piñón**

La edad de esta formación se sitúa entre el Eoceno Superior y el Oligoceno Inferior. Según los estudios realizados, su origen es cortical oceánico y su naturaleza es predominantemente basáltica (Aguirre & Hidalgo, 2015).

Esta formación surge a lo largo de cerros de Chongón- Colonche donde se encuentra definida litológicamente con la composición de basamento ígneo, rocas basálticas, granos acumulados instruidos por doleritas masivas las cuales forman una red de diques a lo largo de la formación, además muestra pequeñas partes de lutitas tobáceas interestratificadas en la zona (Aizprua, 2019).

## **Formación Tablazo**

Son niveles aterrazados marinos de edad geológica pleistocena, esta formación se aloja en una discordancia de tipo erosiva y angular, sobre rocas de edad cretácicas y paleógenas en la provincia de Santa Elena.

La litología está compuesta principalmente por areniscas calcáreas, conglomerados finos contiendo abundante materia orgánica fósil de índole común, además de contener espesores de milímetros a centímetros de bandas compuestas de arenas sueltas y grises estratificadas (Benitez.1995).

## **Grupo Ancón**

Contiene diversas rocas siliciclásticas, gracias a ellas se le denomina el campo petróleo de Ancón, este grupo se subdivide en diversos bloques tales como: Clay Pebble, Socorro y Seca.

Esta formación abarca estratos de 120 metros que se encuentran expuestos, además diversos afloramientos se descubren y localizan entre los cantones de Santa Elena y San Pablo (Bristow, H, 1997). La edad geológica registrada de este grupo se debe al contenido paleontológico el cual indica que posee una edad desde el Eoceno Medio a Superior, refiriendo a un contenido de la edad Eoceno Medio o superior.

Además, el campo abarca parcialmente la formación Zapotal. En sus extremos, este presenta una equivalencia litológica con las formaciones cartografiadas en la región. Suele identificarse por la predominancia de facies marinas y por la presencia ambulatoria de conglomerados dentro del área (Jaillard et al 1995).

## **Formación Seca**

Se halla en la costa fuera, esta formación se encuentra constituida por un grupo de arcillolitas grises a verdosas con una peculiar intercalación de arenisca de índole finas. La que nos indica que en este campo correspondía a un depósito marino de plataforma intercalada estratigráficamente.

Esta formación está compuesta por dos miembros: Lutita Seca y Arenisca Punta Ancón, los cuales afloran en la cuenca Ancón. El primer miembro, la Lutita Seca, data del Eoceno Superior y se extiende desde las proximidades de Punta Mambra, al norte de la provincia de Santa Elena, hasta la comuna de San Pablo según investigaciones preliminares de (Bristow y Hoffstetter, 1977), su composición geológica es similar a la de la formación Socorro.

Sin embargo, el miembro Arenisca, que data del Eoceno Superior, presenta una litología predominantemente compuesta por conglomerados ligníticos y areniscas grauváquicas. Asimismo, se observa la presencia interstratificada de capas arcillosas, lutitas y niveles calcáreos biogénicos (Bristow y Hoffstetter, 1977).

## **Formación Socorro**

Se encuentra constituida por los miembros Clay Pebble bed y Socorro, estos miembros datan de la edad Eoceno Medio a superior constando con afloramientos en los acantilados de Ancón y en la quebrada perteneciente al bloque Socorro, la litología presente en esta formación constituye de arcillas verdes grisáceas, cuarzo, cuarcita, conglomerados, rocas ignitas y calizas.

Este miembro recibe el nombre de "La Brecha" debido a que está compuesto por fragmentos sedimentarios derivados de todas las formaciones preexistentes de la zona, lo que sugiere un origen a partir de la reelaboración de depósitos más antiguos. Por su parte, el miembro Socorro presenta una edad que abarca desde el Eoceno Medio hasta la base del Eoceno Superior.

Según Manley (1957) las lutitas conocidas como "lutitas secas falsas" se localizan en el tope del Eoceno Medio, mientras que las areniscas de tipo turbidítico asociadas al Socorro Superior se encuentran en la base del Eoceno Superior.

### **Formación Santo Tomás**

Consiste en un banco potencial de areniscas modestas conocidas netamente del subsuelo dentro del sector homónimo hacia el extremo noroeste del campo Ancón (Malone, 1999). Litológicamente cuenta con una edad entre Eoceno Medio, a medida que logra encontrarse con la formación Clay Pebbles Beds.

Esta formación tiene una cierta relación con las formaciones Atlanta principal al sur, pero sin conexión con Atlanta al norte, Coldman pensó en el nombre de Santo Tomás, sin embargo, la litología que se encuentra mayormente en esta formación es la presencia de areniscas y conglomerados.

### **Formación Santa Elena**

Se conforma por depósitos turbidítico-finos de aguas profundas, que se presentan en niveles estratificados finamente dentro del subsuelo, esta unidad se la conoce también con el nombre de Wildflisch Santa Elena debido que su base y consecuentemente su espesor son desconocidos, aunque pueden tener un correlación con la formación Guayaquil que mide aproximadamente 400 metros al Noroeste de la falla Chongón-Colonche, la que permite no descartar potencias equivalentes (Malone, 1999).

Posee una edad geológica en la cual la parte inferior de la formación tiene una edad que data del Cretácico tardío alcanzando el Paleoceno en su tope el cual se encuentra asociado con una micro fosilífera encontrada en esta formación.

La formación Santa Elena y Atlanta pertenecen generalmente al campo Santa Paula ya que constituye un ambiente marinos profundos con presencia de talud continental, este campo contiene fracturas con porosidad secundarias el cual genera una producción de 70 a 200 bpd.

Sin embargo, en la figura 4, se evidencia que tiene una problemática ya que el campo se depleta con facilidad teniendo mayor invasión y producción de agua alterando la geología inicial por la presencia de áreas con arcillosidad elevada entre un 20 a 80 %.

### Marco representativo de la estratigrafía de las zonas productoras del campo Ancón

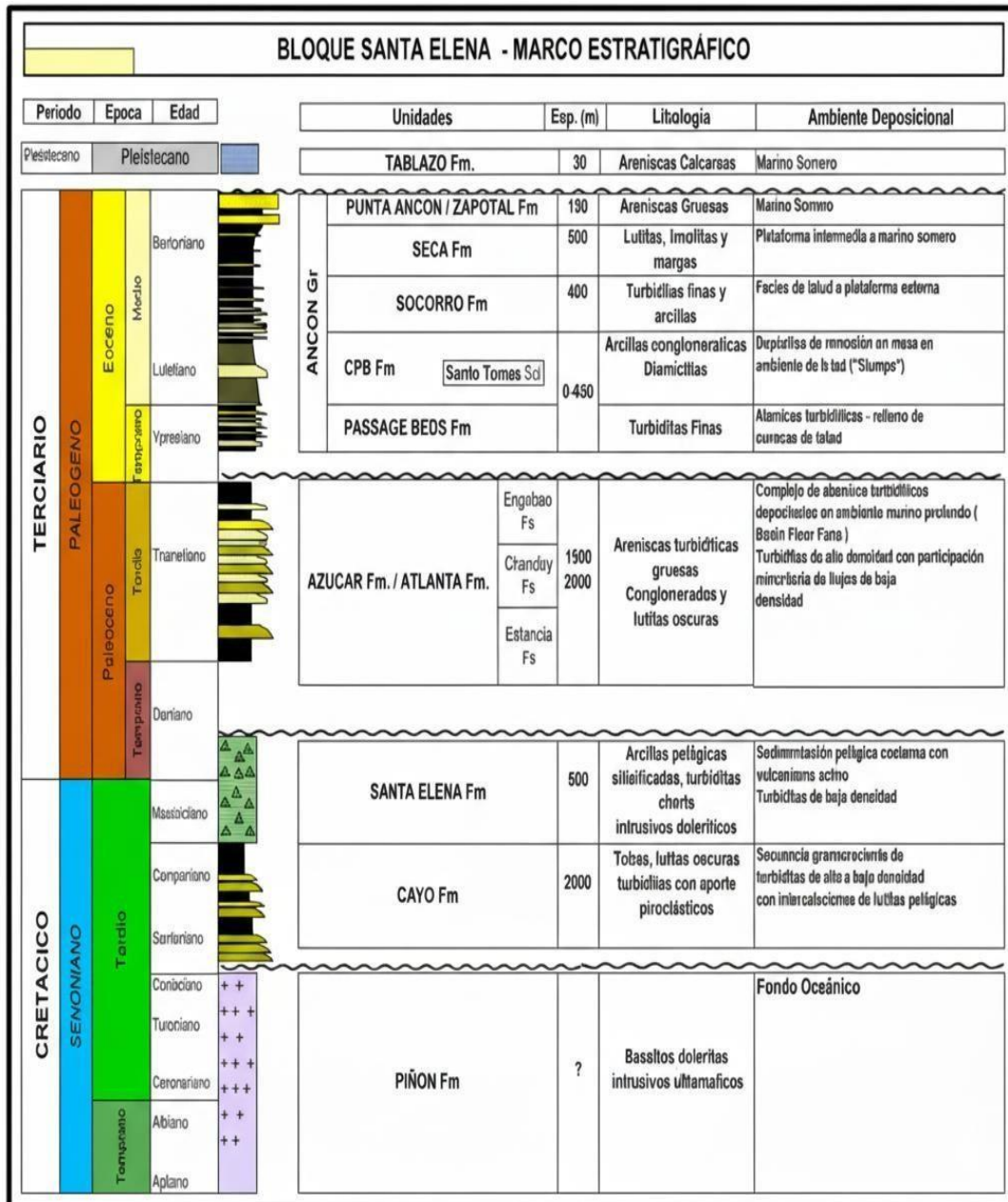


Figura 4. Columna estratigráfica del campo Gustavo Galindo Velasco.

## **2.3 Yacimientos convencionales**

### **2.3.1 Definición de yacimiento**

Es una unidad geológica con porosidad y permeabilidad lo que le da la capacidad de almacenar fluidos (petróleo, gas, agua) de manera natural, los yacimientos de hidrocarburos son trampas subterráneas compuestas por una roca porosa y permeable que puede almacenar cantidades comerciales de petróleo y gas dentro de sus espacios porosos ( Magdalena, 2010).

Se entiende por yacimiento una unidad geológica de volumen limitado, poroso y permeable que contiene hidrocarburos en estado líquido o gaseoso. Los cinco elementos básicos que deben estar presentes para tener un yacimiento de hidrocarburos son: roca madre, trampa, porosidad, permeabilidad y camino migratorio (Escobar, 2012).

### **2.3.2 Roca madre o generadora**

La roca generadora es aquella rica en contenido de materia orgánica, al momento de recibir calor en grado suficiente, genera petróleo o gas. Además, si contiene suficiente cantidad de materia orgánica da pie a la creación de hidrocarburos, cuando esta se somete a condiciones altas como son las presiones y temperaturas durante prolongados en períodos de tiempo, generando así la formación de las reservas de petróleo de los yacimientos, pasando por diferentes estados, entre ellos, el keroseno de tipo 1 y 2 hasta convertirse en petróleo.

### **2.3.3 Trampa**

Se refiere a las estructuras geológicas que hacen posible la acumulación del petróleo y gas, manteniéndolos atrapados y sin posibilidad de escapar de los poros de la roca permeable subterránea. Las trampas son lugares donde el petróleo y el gas están limitados de yodo movimiento (Levorsen, 1967).

Las trampas petroleras son receptáculos naturales en la corteza terrestre, los cuales cuentan con rocas almacenadora, y rocas sellos están en una posición que permite la acumulación de hidrocarburos provenientes de una roca generadora. Su origen puede ser tectónico o estratigráfico, también puede ser una combinación de ambos.

## 2.4 Parámetros petrofísicos

### Saturación

Se refiere como saturación de fluido a la fracción del volumen poroso ocupado por cada uno de los fluidos presentes en el yacimiento, ya sea petróleo, gas o agua, con el fin de conocer las proporciones de fluido dentro del bloque de estudio. Esta relación se puede expresar como:

$$\text{Saturación de fluido} = \text{Volumen total de fluido} / \text{Volumen poroso}$$

**Ecuación 1: fórmula para determinar la saturación de un medio poroso**

### Porosidad

Es una propiedad petrofísica que se define como la capacidad de la roca para almacenar fluidos (petróleo, gas, agua) entre sus espacios porosos. Desde el punto de vista de ingeniería de yacimientos, la porosidad describe el espacio en la roca no ocupado por algún mineral o material sólido, lo que permite el almacenamiento de los fluidos (Magdalena, 2010). Se define como la relación entre el volumen de los poros que se encuentren disponibles de la matriz porosa y el volumen total de la roca, la definimos mediante la siguiente razón.

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_t} \quad (1)$$

*Donde:*

$\emptyset$  = Porosidad.

$V_p$  = Volumen poroso.

$V_t$  = Volumen total de la roca.

### Permeabilidad

Es la capacidad de la roca de permitir el paso del fluido a través de sus poros interconectados. La permeabilidad es la capacidad del medio poroso para dejar pasar los

fluidos a través de él. Además, es una medida de la conductividad de los fluidos y, por su analogía con los conductores de electricidad, también se define como el recíproco de la resistencia que un medio poroso ofrece al flujo de fluidos (Magdalena, 2010).

### **Camino migratorio**

Se encarga de determinar la trayectoria que siguen los hidrocarburos. Comprende la migración primaria (cuando salen de la roca madre o generadora) y la migración secundaria (el desplazamiento por las capas más permeables). Los caminos de migración, que son elementos fundamentales del sistema petrolero, constituyen sistemas de transporte que pueden ser laterales o verticales. Además de contar con horizontes estratigráficos permeables y porosos, estos caminos pueden ser abastecidos por medio de diversas discontinuidades, tales como fallas, sistemas de fracturas (con o sin desplazamiento), fracturas de extensión, o incluso diapiros penetrantes (Raya & Yabín).

### **2.5 Yacimiento fracturado**

Se define como un reservorio que posee fracturas ya sea de índole natural por alguna falla geológica, movimiento tectónico o esfuerzos del mismo medio poroso, como también pueden contener fracturas de índole hidráulicas o inducidas artificialmente. Por lo general las fracturas pueden comportarse como un canal de flujo adicional para poder desplazar un frente de petróleo de zonas con poca producción, por lo general estos medios se modelan, ejemplificando en la figura 5 como se consideran un medio poroso fracturado mediante un modelo de cubos:

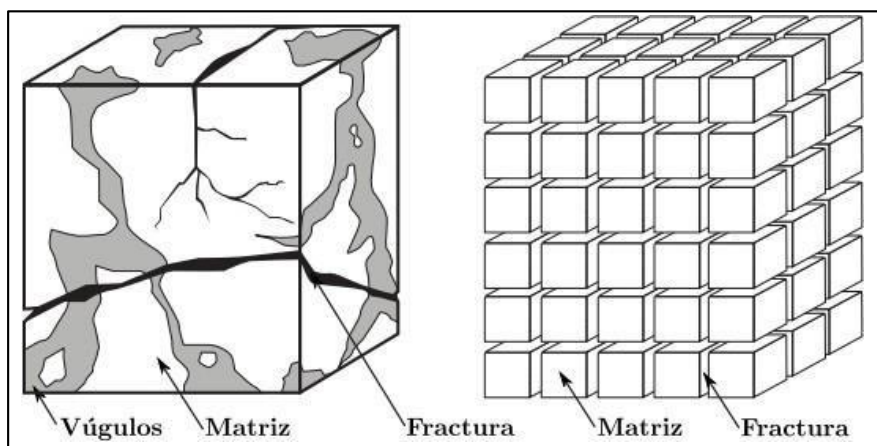


Figura 5. Representación de un medio poroso fracturado.

En la figura 5 se aprecia como los vgulos que son los canales vacíos contienen un medio poroso que se forma por procesos geológicos posteriores a su origen.

El modelo de Warren y Root representa un yacimiento de fracturas naturales, conceptualizando el sistema como un conjunto de fracturas altamente interconectadas.

### **2.5.1 Yacimientos fracturados naturalmente**

Actúan como un modelo compuesto de dos sistemas, el primero es el medio poroso principal y el segundo es la red de fracturas que prevalece en el sistema, además de presentar condiciones especiales las que presentan muchos retos principalmente el de poder definir la forma y como estos dos sistemas coexisten entre sí, y que tipo de interacción gobierna en los diversos mecanismos de producción que existen para este tipo de yacimiento.

Las fracturas naturales generalmente se presentan en rocas sedimentarias como la dolomitas, arcillas, en rocas ígneas y grupos metamórficos que se encuentran muy compactadas, el comportamiento que adquieren estos sistemas es un modelo de doble porosidad o permeabilidad, por lo general existen tipos de fracturas las continuas o discontinuas, como se muestra en la figura 6.



Figura 6. Representación gráfica de un yacimiento fracturado naturalmente.

## Fractura discontinua

Una fractura se considera discontinua cuando en la superficie del medio se pierde la cohesión ocasionando la presencia de una ruptura que sufre la matriz, perdiendo la relación con otra fractura existente generando diversas fracturas sin conexión entre sí.

Este tipo otorgan un apoyo fundamental a la porosidad, ya que aumenta la eficiencia que tiene la fractura si esta tiene un comportamiento de almacenamiento adicional, pero sin poder mejorar la conductividad del sistema general (Ohen, 2004).

## Fractura continua

Una fractura se considera continua cuando, tras su ruptura, establece una conexión con otras fracturas dentro de la matriz rocosa. En la figura 7 se muestra este tipo de fracturas contribuye significativamente a la permeabilidad global del medio poroso (Ohen, 2004).

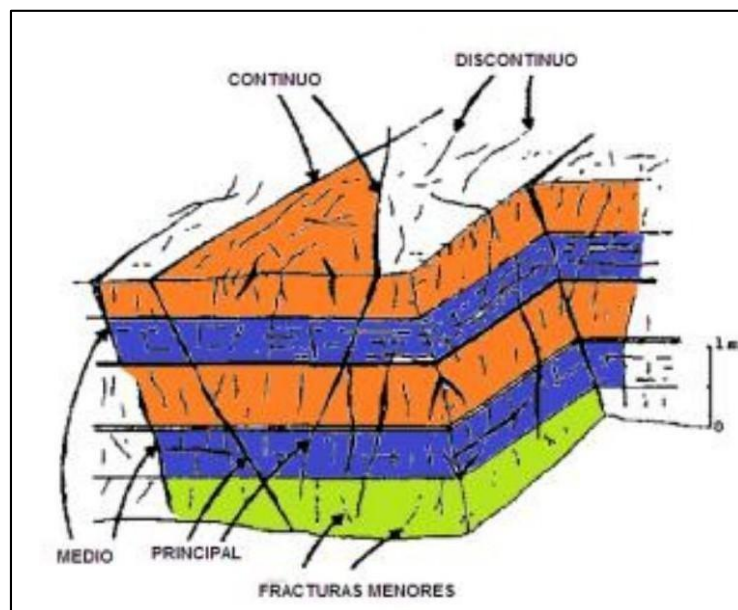


Figura 7. Representación de los tipos de fracturas en un medio poroso.

## Fractura en extensión

También denominada fractura por articulación se genera por un esfuerzo de tracción que supera la resistencia del medio poroso, creando aperturas perpendiculares a la dirección de dicho esfuerzo (Geoscience, 2025).

Como se muestra en la figura 8, en un sistema de fracturas naturales en yacimientos como los carbonatos o geotérmicos las fracturas por extensión juegan un papel importante en la conectividad, favoreciendo la intercomunicación entre la matriz y la red de fractura presente en el yacimiento, aportando un aumento en la permeabilidad de la matriz ya que entre mayor apertura de la falla existe mayor paso de fluidos (González, 2022).



Figura 8. Ejemplo de fractura por extensión.

### **Fractura de cizallamiento**

Reconocida asimismo como fallas pequeñas que se generan bajo condiciones de esfuerzo cortante, es decir, cuando el bloque de roca experimenta una o muchas fuerzas paralelas, debilitando la resistencia que esta poseen generando la fractura. Bajo condiciones de yacimiento las fracturas por cizalla no mejoran la permeabilidad del medio poroso ya que son fallas por la deformación del mismo medio, se muestra en la figura 9.



Figura 9. Representación de fracturas de cizallamiento (rojo) y por extensión(verde) clasificadas por colores según el tipo.

## 2.5.2 Yacimientos fracturados artificialmente

Denominado también fracturamiento hidráulico es una técnica que consiste en bombear fluido a presión superior a la de la formación. Esta sobrepresión genera una nueva fractura en el yacimiento, la cual se mantiene abierta incluso al disminuir la presión.

Al trabajar con fracturas artificiales se tiene como fin el aumentar la producción de petróleo en yacimientos con baja permeabilidad, conectando fracturas naturales hacia el pozo, y disminuir las caídas de presiones alrededor.

En la figura 10, se evidencia las formaciones con bajos niveles de permeabilidad son candidatos óptimos para una fracturamiento hidráulico, ya que los procesos tanto físico como químico van a alterar la roca a lo largo del tiempo geológico, en ese intervalo de

tiempo la roca sufre una diagénesis la cual restringe las vías de flujo, reduciendo el paso para que fluya un fluido a través de la matriz (Bustillo, 2017).



Figura 10. Ejemplificación de un yacimiento siendo fracturado artificialmente.

## 2.6 Ecuación de balance de materiales

En ingeniería de yacimientos se asocia el concepto de balance de materiales con el equilibrio volumétrico que existe entre los fluidos que contiene originalmente y los que se quedan en el yacimiento después de haberse producido una cantidad determinada de hidrocarburos.

Es considerada desde hace mucho como una de las herramientas básicas utilizadas para predecir e interpretar el comportamiento de los yacimientos basándose en la relación que debe existir siempre en un yacimiento de petróleo y gas, que produce en condiciones de equilibrio, es decir, las variaciones de presión y saturación se consideran uniformes en tiempo, pero no en posición, cuando este recurso se aplica adecuadamente nos puede servir para:

- Estimar el petróleo original in situ.
- Estimar el gas original in situ.
- Estimar el tamaño de la capa de gas.
- Estimar la presencia, tipo y tamaño de un acuífero.
- Predecir el comportamiento de presión cuando se conoce la historia de producción del yacimiento.
- Conocer la ubicación de los contactos gas-petróleo, agua-petróleo o agua-gas.
- Predecir el comportamiento futuro del yacimiento.

Como suele ser común, cada herramienta presenta sus limitaciones, para la ecuación las principales limitaciones que se presentan son las siguientes:

- Este método asume un solo sistema de porosidad y una sola presión promedio lo cual representa una limitante cuando se quiere aplicar en sistemas no convencionales como: los yacimientos fracturados en los que la matriz y la fractura pueden tener presiones distintas durante largos períodos de tiempo.
- Supone que la temperatura del yacimiento se mantiene constante, es decir, en el proceso de producción no ocurre un cambio considerable en la temperatura cuando se extrae petróleo y gas.
- La recuperación de hidrocarburos es independiente de la tasa de producción.
- Supone propiedades petrofísicas homogéneas pero esta condición no se cumple en yacimientos con capas, fallas o zonas fracturadas localmente.
- Depende mucho de los datos PVT, por lo que cualquier error en estos o en la medición de presiones impacta directamente en cálculo de POES o de la energía de yacimiento.

Cuando el yacimiento empieza a producir, ocurren fenómenos de expansión (el petróleo y gas disuelto se expanden al reducirse la presión), y contracción (la roca y el agua connata) son levemente compresibles lo que provoca una reducción en el espacio poroso.

## **CAPITULO III: METODOLOGÍA**

### **3.1 Metodología de la investigación**

#### **3.1.1 Tipo de investigación**

La presente investigación es de tipo descriptiva ya que se pretende demostrar y al mismo tiempo caracterizar las reservas de hidrocarburos en medios porosos con presencia de fracturas del campo Gustavo Galindo Velasco, mediante información obtenida de tesis previas, correcciones mediante curvas PVT, con el fin de exponer resultados más realistas y confiables.

#### **3.1.2 Población y muestra**

La población de estudio comprende todos los yacimientos fracturados identificados en el campo Gustavo Galindo Velasco, ubicado en la provincia de Santa Elena, con especial énfasis en las formaciones Atlanta y Santo Tomás como yacimientos principales. Dicha población consistió en una selección de pozos pertenecientes a estas formaciones, cuya selección se basó en datos disponibles provenientes tanto de tesis académicas como de reportes geológicos. El objetivo final de este conjunto de datos es realizar la estimación de reservas mediante una herramienta computacional.

#### **3.1.3 Recopilación de información.**

La recopilación de datos se fundamentó en proyectos académicos publicados en los repositorios universitarios del país en los últimos 3 a 4 años, con el propósito de garantizar el minimizar la variación respecto a las condiciones operativas del campo Gustavo Galindo Velasco y de las formaciones productoras.

Adicionalmente se reúne información específica y técnica del campo, como propiedades del yacimiento, datos de producción publicadas y extraídas de fuentes oficialmente por la empresa operadora Pacifpetrol S.A., la integración de las dos alternativas garantiza la veracidad de la información para robustecer el estudio limitando vacíos en el estudio.

## 3.2 Compilación y análisis de datos

### Datos geológicos

La integración de datos geológicos no permite caracterizar la presencia de fracturas, las propiedades petrofísicas, litología y modelados estructural en el contexto de las estimación de reservas en medios porosos con fracturas integradas. Este tipo de medios porosos exhiben la heterogeneidad del campo que desafían a los métodos convencionales, como son los métodos volumétricos generando alternativas matemáticas o modelos deferenciales poder realizar las estimaciones.

### Configuración estructural del reservorio

El campo Gustavo Galindo Velasco forma parte de la unidad geológica conocida como levantamiento de Santa Elena, las unidades productivas de mayor importancia en este proyecto son las formaciones Santo Tomás que es una unidad de areniscas con una potencia modesta, se encuentra en el extremo noreste, y la formación Atlanta que se constituye en una unidad de areniscas grises con textura media a gruesa en el perfil costero del país, como se muestra en la figura 11.

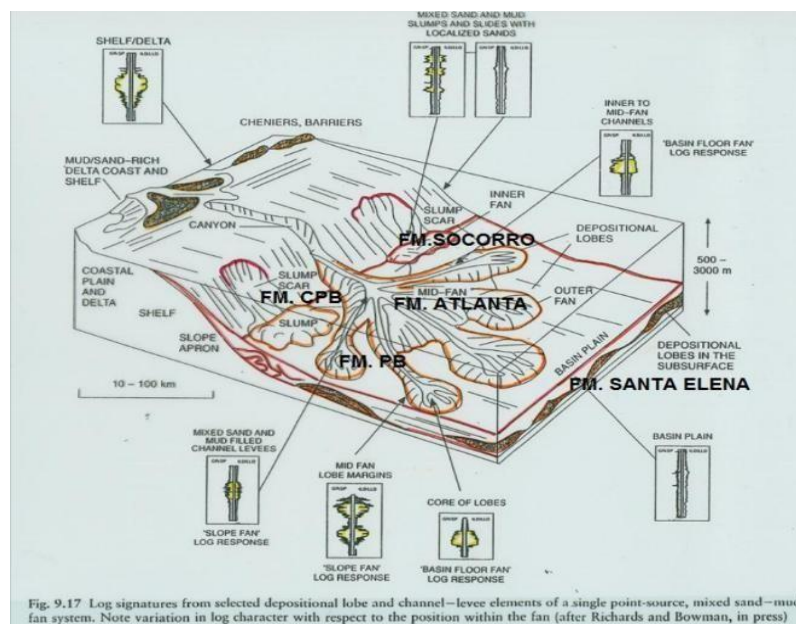


Figura 11. Configuración estructural de las formaciones del campo Gustavo Galindo Velasco.

Las principales formaciones de interés son Atlanta y Santo Tomás, tienen la característica peculiar de contener un medio sedimentario marino somero. La configuración geológica del yacimiento Santo Tomás es conocida por contener una serie de compartimientos estructurales, estos compartimientos se mantienen estables debido a las fracturas de la matriz rocosa, lo que permite que el reservorio alcance una presión óptima con un volumen de gas significativamente menor y en un tiempo mucho más reducido en comparación con otros reservorios de mayor extensión, pero con menos compartimientos.

### **Tectónica del campo**

Según Porras et al., (2015) la tectónica regional de la costa ecuatoriana se compone de dos zonas principales, divididas por la falla Chongón-Colonche. Esta falla actúa como límite natural, demarcando al norte la cuenca Manabí y al sur el levantamiento Santa Elena, donde se localizan las formaciones de interés.

La geología regional del campo Gustavo Galindo Velasco ubicado en la provincia de Santa Elena contiene una base compleja debido al sistema tectonoestratigráfico donde existen diversos factores que intervienen en la dinámica en los ámbitos de sedimentación y deformación de la roca (Galarza, 2013).

El primer nivel estratigráfico está compuesto por las unidades Santa Elena, Cayo y Wildflysch, de edad Cretácica. Entre estas, las unidades de interés: Atlanta y Santo Tomás, también pertenecen al Cretácico y contienen escamas tectónicas imbricadas. Estas estructuras son placas de roca desplazadas por fallas inversas, originadas en este caso por la subducción de la placa de Nazca bajo la Sudamericana.

### **3.3 DATOS PETROFÍSICOS DEL RESERVORIO DEL CAMPO**

El análisis petrofísico permite definir las propiedades esenciales para interpretar y estimar el cálculo de reservas de petróleo este campo mediante la ecuación de balance de materiales. Las propiedades petrofísicas esenciales para realizar las estimaciones incluyen a la porosidad del medio poroso, permeabilidad, saturaciones tanto de petróleo y agua, factores volumétricos del petróleo, de gas que son necesarias para efectuar los

cálculos y realizar la correcta estimación de reservas en estos medios porosos con presencias de fracturas.

### 3.3.1 Porosidad efectiva y permeabilidad de la matriz

La porosidad definida como la relación entre el volumen de poros y el volumen total de un medio, es particularmente baja en las formaciones Atlanta y Santo Tomás, con valores inferiores al 11 % (Catuto, 2022). La permeabilidad se define como la capacidad de poder permitir el paso de los fluidos a través de los poros que se encuentren interconectados.

La permeabilidad y porosidad de estas formaciones se representan en la tabla 2 donde se plasman valores obtenidos mediante registros eléctricos y análisis de fluidos según (Paz, 2018).

Tabla 2. Propiedades de los reservorios

Formación	Propiedades	
	Porosidad (Fr)	Permeabilidad (md)
Santo Tomás	0.090	0.9
Atlanta	0.100	0.7

### 3.3.2 Permeabilidad de la fractura

Se define como la capacidad de la red fracturada para permitir el flujo de fluidos. Esta propiedad es crucial en medios porosos de baja porosidad, ya que abre nuevos canales de flujo hacia el pozo. En las formaciones con baja permeabilidad de matriz, este factor resulta indispensable para la producción de hidrocarburos. Su valor puede determinarse mediante pruebas de flujo en el pozo, lo que permite caracterizar la red de fracturas y evaluar la permeabilidad de la zona de interés.

### 3.3.3 Saturaciones iniciales de petróleo y agua

La saturación inicial representa la distribución de estos fluidos contenidos en un espacio poroso de la roca antes de que se ejecute el inicio de la producción o de cualquier intervención en la formación, estas saturaciones representan un estado de equilibrio es decir no han tenido ninguna variación con respecto a las condiciones del yacimiento sin intervención alguna.

La saturación de agua y petróleo de las formaciones estudiadas son fundamentales para poder determinar la cantidad de hidrocarburo y de agua presentes en los poros de las rocas, antes de cualquier método de producción. En la tabla 3 se presentan los niveles de saturaciones existentes en el campo Gustavo Galindo Velasco elaborado por Cesar Jara Cobos

Tabla 3. Saturaciones del reservorio

Formación	Saturación	
	Saturación de agua (Sw)	Saturación de petróleo (So)
Santo Tomás	0,45	0.55
Atlanta	0,43	0.57

### 3.3.4 Espeso neto productivo de las formaciones de interés

Los espesores de las formaciones de interés presentan una variabilidad significativa debido a la cantidad de pozos y la profundidad que alcanza, las formaciones Atlanta y Santo Tomás son las de mayor peso debido a su volumen y producción, los espesores máximos que alcanzan un tope máximo de 7000 pies (López, 2000). Según Murillo & Solorzano (2016) los espesores para las formaciones oscilan entre 200 a 1800 ft y 1700 a 2000 ft con espesores medios de 200 ft respectivamente.

## **Volumen poral efectivo**

La porosidad representa el espacio vacío dentro de la matriz rocosa capaz de almacenar fluidos como petróleo, gas o agua. Este volumen se calcula mediante el producto del volumen bruto de la roca y la porosidad del medio poroso (Okotie & Ikporo, 2018).

Se denota de la siguiente ecuación:

$$V_p = \emptyset V_b \quad (2)$$

Siendo que:

$V_p$  = volumen poral del reservorio.

$\emptyset$  = la porosidad de la matriz porosa.

$V_b$  = el volumen bruto que contiene el reservorio.

### **3.4 Propiedades PVT (presión, volumen, temperatura)**

Son propiedades tienen una relación entre valores de presión, volumen y temperatura de los fluidos comprendidos en un yacimiento, los estudios de estas propiedades permiten determinar el comportamiento del petróleo a condiciones de yacimiento hasta que sube a superficie en la producción de la formación de interés.

Además, el análisis de estas propiedades es fundamental para los cálculos del petróleo original en el yacimiento, poder determinar estrategias de producción y métodos de recuperación del petróleo que se queda en el yacimiento.

#### **3.4.1 Volumen de formación del petróleo**

Denominado también como el factor volumétrico del petróleo es una de las propiedades PVT de mayor importancia en los análisis de fluido contenidos en el yacimiento, se define como la relación que existe entre el volumen de petróleo a

condiciones de yacimiento sobre el volumen que ocupa a condiciones de superficie o de laboratorio, una vez que se haya separado el gas que contenía disuelto en el petróleo y la intrusión de agua que pueda existir en el yacimiento se aplica la expresión en la tabla 4:

Tabla 4. Factores volumétricos de los reservorios

<b>Formación</b>	<b>Factor volumétrico (<math>B_y/B_n</math>)</b>
<b>Santo Tomás</b>	<b>1,14</b>
<b>Atlanta</b>	<b>1.16</b>

A continuación, en la figura 12, se demuestra el factor volumétrico mediante la herramienta Pengtools para apreciar el comportamiento a medida que existe una variación en la presión para las dos formaciones de interés.

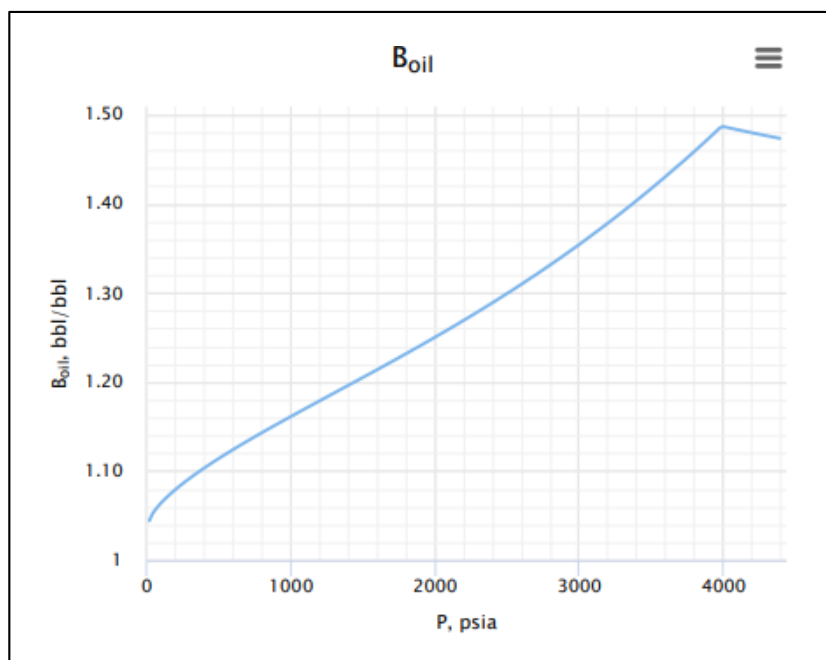


Figura 12. Comportamiento del factor volumétrico del petróleo para la formación Atlanta.

Se aprecia en la figura 13 que, a los 4000 psi que tiene el yacimiento inicialmente, el comportamiento es constante el gas se encuentra disuelto a medida que la presión decrece hasta llegar al punto de burbuja de esta formación que es del 3900 psi. El volumen de petróleo va disminuyendo debido que el gas que se encontraba disuelto comienza a liberarse, para la formación Santo Tomás la condición es distinta ya que la presión de

yacimiento es la presión de burbuja es decir que el yacimiento ya cuenta con gas libre como se muestra en la figura 13.

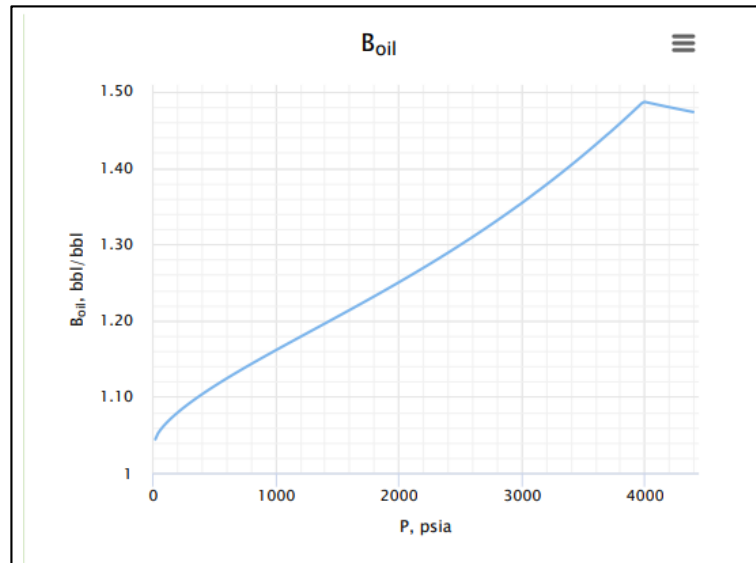


Figura 13. Comportamiento del factor volumétrico del petróleo para la formación Santo Tomás.

### 3.4.2 Presión de burbuja (Pb)

Es el punto crítico en el cual el petróleo en el yacimiento pasa de una fase líquida única a un sistema bifásico, formándose gas libre. Este fenómeno ocurre cuando la presión del yacimiento desciende por debajo de este valor umbral.

### 3.4.3 Relación del gas disuelto

La relación del gas disuelto es la cantidad de gas que se encuentra a condiciones de presión y temperatura disuelto en el frente de petróleo. Esta relación existe cuando el gas de la zona de petróleo es liberado teniendo la siguiente expresión:

$$R_s = \frac{\text{Volumen de gas disuelto}}{\text{Volumen de petróleo}} \rightarrow \frac{\text{Scf}}{\text{STB}} \quad (3)$$

Esta propiedad depende totalmente de la presión debido que, si la presión se mantiene en niveles más elevados que la propia presión de burbuja la solubilidad del gas es constante, es decir, que no se separa del frente de petróleo contenido en el yacimiento, sin embargo, si la presión desciende ocurre la separación del gas del frente de petróleo.

Este valor es necesario y aplicado en la ecuación de balance para poder estimar las reservas de un yacimiento, por ende, se debe aplicar la siguiente fórmula mediante la correlación de Standing (Magdalena, 2010):

$$R_s = \rho_g * \left( \left( \frac{P_b}{18.2} + 1.4 \right) * 10^{0.0125^\circ API - 0.00091(T-460)} \right)^{1.2048} \quad (4)$$

Donde :

$R_s$  = es la solubilidad del gas

$\rho_g$  = gravedad específica del gas en solución

$P_b$  = presión de burbuja

$^\circ API$  = la gravedad API del petróleo

$T$  = la temperatura en Ranking

Las propiedades PVT de los yacimientos se generan mediante el software Pengtools, herramienta especializada que calcula estos parámetros en función de la información ingresada, basándose en datos bibliográficos disponibles para las dos formaciones en estudio.

La gráfica de  $R_s$  vs  $P$  muestra la solubilidad del gas en el petróleo ( $R_s$ , en scf/bbl) aumentando linealmente al inicio y cóncava hacia abajo al final, típico de un petróleo de yacimiento subsaturado:

- A bajas presiones (<1000 psia),  $R_s$  es bajo (~200 scf/bbl) porque poca cantidad de gas puede disolverse, limitado por la baja solubilidad del gas natural en petróleo a condiciones de baja energía molecular.
- Conforme  $P$  sube, más gas se disuelve, alcanzando ~1050 scf/bbl a 4000 psia, reflejando alta capacidad de absorción en este fluido tipo petróleo negro.
- La curva se aplana cerca de 4000 psia, indicando saturación máxima y definiendo la presión de burbuja ( $P_b \approx 3900$  psia), punto donde el petróleo no puede disolver más gas a esa temperatura.

- Por encima de  $P_b$ , todo el gas está disuelto (fase líquida única), por debajo, el exceso forma fase gaseosa libre, con  $R_s$  cayendo abruptamente a cero en equilibrio.
- El  $R_s$  alto ( $\sim 1050$  scf/bbl) clasifica este yacimiento como moderadamente rico en gas disuelto.
- Este comportamiento justifica mantener  $P > P_b$  durante producción para evitar liberación prematura de gas, pérdida de energía y formación de tapones gaseosos.

En la figura 14 se visualiza la formación Atlanta que tiene un valor de presión de burbujeo de 2600 psi como presión inicial del yacimiento y también para la formación Santo Tomás que mantiene unos niveles de presión de burbuja de 2400 psi y una presión de yacimiento de 2000 psi. En este caso la formación Santo Tomás produce gas libre en pocas palabras el yacimiento se depleta con facilidad.

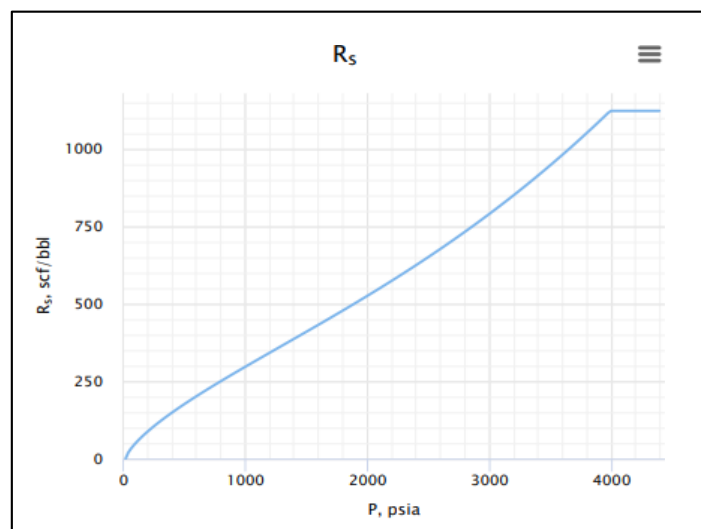


Figura 14. Comportamiento de la solubilidad del gas para la formación Atlanta.

### 3.4.4 Factor de compresibilidad

Diversos yacimientos convencionales se encuentran sometidos a fuerzas compresivas que son causadas por el peso de los estratos, aquellos que se encuentran sobrepuestos uno encima del otro. La gráfica de  $C_o$  vs  $P$  muestra la compresibilidad del petróleo ( $C_o$ , en  $\text{psi}^{-1}$ ) disminuyendo exponencialmente desde  $\sim 25 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$  a bajas presiones hasta  $\sim 2 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$  a 4000 psia:

- A bajas presiones, el petróleo con poco gas disuelto es más compresible por la expansión del líquido, ya que la ausencia de gas permite mayor deformación volumétrica del aceite puro.
- Con la presión creciente, el gas disuelto reduce la compresibilidad al aumentar la rigidez efectiva del sistema líquido-gas, contrarrestando la deformación.
- La curva decae rápido <1000 psia (donde  $R_s$  es bajo y domina la compresibilidad del líquido) y se aplanan >2000 psia, típica de un yacimiento subsaturado con saturación creciente de gas.
- Cerca de  $P_b$  (~3900 psia),  $C_o$  es mínima ( $\sim 2 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ ), indicando baja expansión por presión y que el fluido está casi “incompresible” por máxima disolución.
- Este bajo  $C_o$  confirma que la solución de gas domina sobre la compresión del líquido, siendo el mecanismo principal de energía el empuje por solución de gas ( $R_s$ ), no la expansión del petróleo.
- El mecanismo de empuje es débil por roca/fluido (baja  $C_o + C_w + C_f$  típico).

Según (Magdalena, 2010) el factor de compresibilidad va a tener variaciones según la profundidad, la naturaleza estructural de la zona, y la consolidaciones de la formación e historia geología de la matriz porosa. Las formaciones Santo Tomás y Atlanta estos

valores de compresibilidad van a tener variaciones ya que su medio poroso contiene fallas y fracturas de índole natural muestra en la figura 15 y 16:

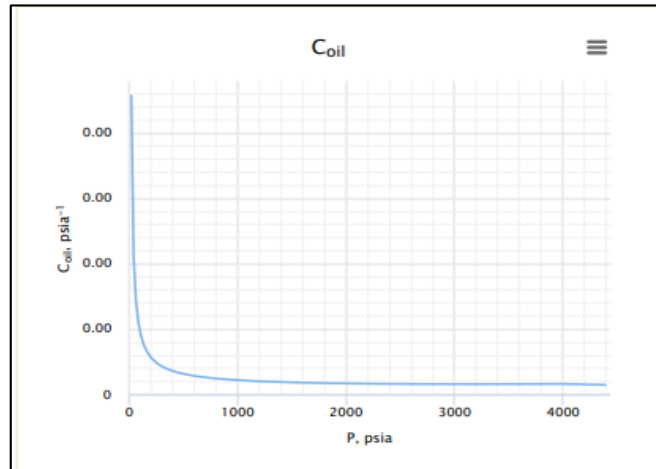


Figura 15. Comportamiento de la compresibilidad del petróleo para la formación Atlanta.

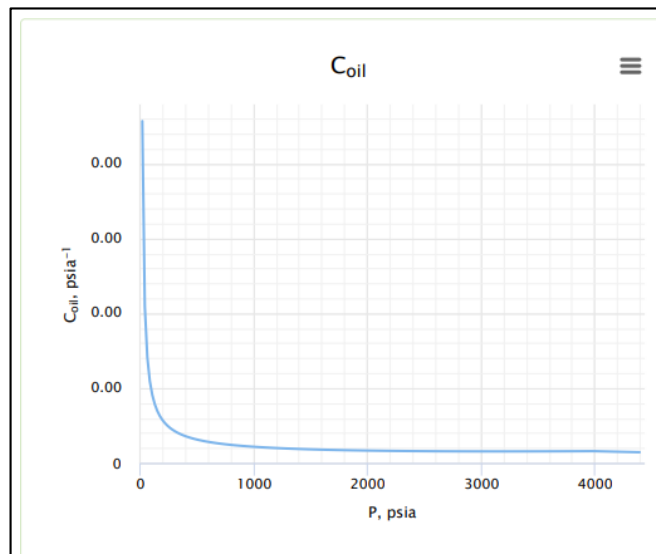


Figura 16. Comportamiento de la compresibilidad del petróleo para la formación Santo Tomás.

### 3.4.4.1 Viscosidad del fluido

De acuerdo con Borbor (2025) la viscosidad o denominada como fuerza de arrastre de los fluidos, es una propiedad de los líquidos que resisten al paso del fluido y esta se ve afectada por la presión y temperatura del yacimiento.

El valor de la viscosidad presente en el campo Gustavo Galindo Velasco tiene dos puntos más relevantes como son a una temperatura de 40 °C contienen un valor promedio de 27.274 cp. y a 50 °C aumenta a 30.699 cp. La viscosidad de las formaciones Atlanta y Santo Tomás están en dependencia a curvas de presión y viscosidad como se evidencia a continuación:

La gráfica de  $\mu_{oil}$  vs P muestra la viscosidad del petróleo ( $\mu_{oil}$ , en cp) disminuyendo exponencialmente desde ~2.4 cp a bajas presiones hasta ~0.5 cp a 4000 psia muestra la figura 17 y 18.

- A baja presión, el petróleo es más viscoso por menor gas disuelto y mayor densidad molecular, lo que genera mayor fricción intermolecular y resistencia al flujo.
- Con presiones crecientes, el gas disuelto reduce la viscosidad al separar moléculas de petróleo, actuando como “lubricante” interno que mejora la fluidez.
- La caída es rápida <1500 psia (donde  $R_s$  sube rápido) y se aplana >3000 psia, acercándose a un mínimo cerca de  $P_b$  (~3900 psia) por saturación máxima de gas.
- A alta presión,  $\mu_{oil} \approx 0.5$  cp indica mejor movilidad y flujo más fácil, reduciendo pérdidas por fricción en el pozo y formación.
- Este comportamiento favorece producción a alta P, pero por debajo de  $P_b$  la viscosidad sube al liberarse gas, formando burbujas que aumentan la viscosidad efectiva y dificultan el flujo.
- En producción real, mantener  $P > P_b$  evita el “efecto Jamin” (bloqueo por burbujas) y maximiza la relación movilidad oil/gas.

- Con  $\mu_{oil}$  baja y  $R_s$  alta, el yacimiento responde bien a empuje por solución de gas, pero requiere control estricto de presión para no perder eficiencia.

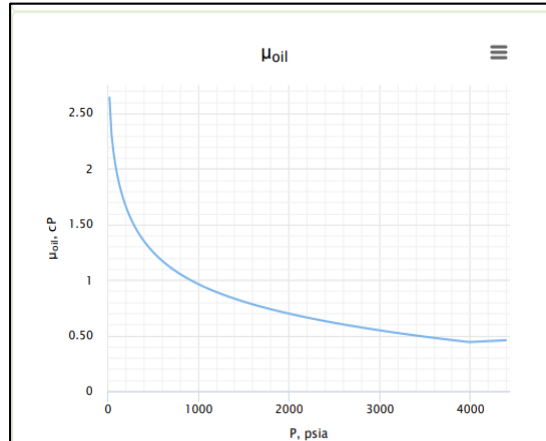


Figura 17. Comportamiento de la viscosidad de la formación Atlanta.

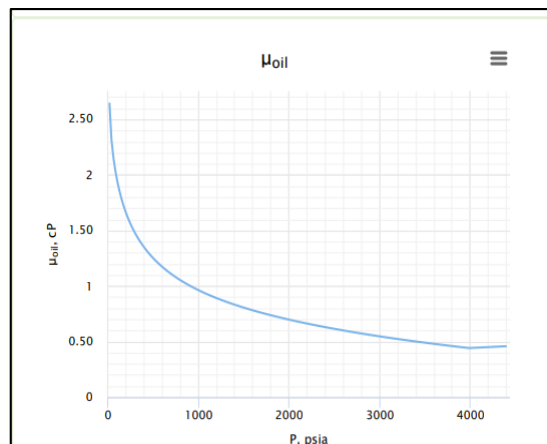


Figura 18. Comportamiento de la viscosidad de la formación Atlanta.

### 3.5 Modelo conceptual Dual-Porosity (matriz–fractura)

El modelo de doble porosidad constituye una herramienta de índole esencial en la caracterización de yacimientos que presenta un sistema de fallas o fracturas, como el caso del campo Gustavo Galindo Velasco, es un yacimiento con presencias de pequeñas fracturas naturales y cuya productividad se ve incrementada mediante la aplicación de procesos de fracturamiento hidráulico para crear nuevos canales de flujo.

Permite describir de manera más realista la interacción dinámica entre la matriz rocosa y las fracturas, dos medios con propiedades petrofísicas contrastantes; la matriz,

que representa el principal volumen de almacenamiento de fluidos, y las fracturas, que actúan como las rutas preferenciales de flujo hacia los pozos productores.

### **3.5.1 Fundamentos teóricos y físicos del modelo de doble porosidad**

Los yacimientos que cuentan con fracturas naturales, como los que se presenta en el campo Gustavo Galindo Velasco, es un modelo doble tanto en propiedades petrofísicas las cuales necesitan un enfoque específico para poder modelar el flujo de fluidos.

La matriz porosa se caracteriza por contener un alta porosidad, pero una baja permeabilidad, la baja conductividad que tienen limita el flujo que va directamente a los pozos, por otro lado, las fracturas que se presenten en los yacimientos tienen la peculiaridad de contener porosidades menores al 5 % pero con una permeabilidad notoriamente mayor, lo que le permite actuar como canales de alta conductividad que conectan la formación con los pozos productores.

Según Warren & Root (1963) manifiestan que el modelo de doble porosidad tiene el propósito de realzar el yacimiento como un sistema complejo y compuesto por dos medios que se encuentran interconectados.

La presencia de fracturas naturales en formaciones clásticas indica un alto grado de heterogeneidad, manifestado mediante variaciones en densidad, orientación y conectividad fracturada. Por consiguiente, el modelo de doble porosidad asume que el flujo predominante ocurre a través de las fracturas, mientras que la matriz de la formación contribuye mediante un intercambio de masa regulado por gradientes de presión, saturación de fluidos y propiedades capilares.

### **3.5.2 Comportamiento bifásico petróleo-gas bajo presiones inferiores al punto de burbuja**

En el campo Gustavo Galindo Velasco, las condiciones de presión por debajo del punto de burbuja generan un régimen bifásico donde coexisten petróleo líquido y gas libre.

Según Sarma (2003) el comportamiento de estos medios porosos acopla una complejidad extra por ende se debe aplicar distintas ecuaciones para eliminar las

limitaciones existentes para obtener una función de transferencia más representativa para estos yacimientos. El petróleo en la matriz va a experimentar una desgasificación, liberando gas que va a migrar por los canales extras que generan las fracturas, estos canales al contener una alta conductividad favorecen al flujo de la fase gaseosa mientras que la fase líquida (petróleo) más viscosa va a ser más predominante dentro de la matriz.

Mediante el modelo de doble porosidad existe la ecuación que va a describir la conservación de la masa para cada fase en cada medio existente en el campo, dicha ecuación va a ser derivada del principio de continuidad de los fluidos que se presenta a

$$\frac{\partial}{\partial t} (\phi_i \rho_j S_j)_i + \nabla \cdot (\rho_j \mathbf{u}_j)_i = q_{j,i} + \tau_j \quad (5)$$

continuación:

Donde:

$\phi_i$ : porosidad del medio (i) (matriz o fractura).

$\rho_j$ : densidad de la fase (j) (petróleo o gas).

$S_j$ : saturación de la fase (j).

$u_j$ : vector de velocidad de la fase (j), definido por la ley de Darcy.

$q_{j,i}$ : fuentes o sumideros (e.g., producción o inyección) en el medio (i) para la fase (j).

$\tau_j$ : término de transferencia de masa de la fase (j) entre la matriz y las fracturas.

Según Muskat (1937) en su libro describe el flujo que habita en las fracturas se modela de acuerdo con la ley de Darcy para un flujo multifásico, en cual determina la velocidad que tiene cada fase en función de los gradientes de presión y las propiedades de mismo medio poroso, aplicando la siguiente ecuación:

$$\mathbf{u}_j = - \frac{k k_{rj}}{\mu_j} (\nabla P_j - \rho_j \mathbf{g}) \quad (6)$$

Donde:

(k): permeabilidad absoluta del medio (dominada por las fracturas).

$k_{rj}$ : permeabilidad relativa de la fase (j), función de la saturación.

$\mu_j$ : viscosidad de la fase (j).

$P_j$ : presión de la fase (j).

g: vector de aceleración gravitacional.

Según Ding et al., (2018) exponen en la matriz una baja permeabilidad, que implica el término de flujo ( $\nabla \cdot (\rho_j \mathbf{u}_j)_m$ ) en la cual es insignificante, y la contribución de la matriz al flujo global que se limita al intercambio de masa con las fracturas.

### **3.5.3 Intercambio de masa matriz–fractura y coeficiente de transferencia efectivo**

El intercambio de masa entre la matriz porosa y la red de fracturas es la base del modelo propuesto por Warren y Root (1963) en la cual describen el comportamiento del fluido que se encuentran almacenados en la matriz y la contribución que realiza el flujo en la red de las fracturas que posea el yacimiento. Este intercambio se modela mediante un coeficiente de transferencia efectivo ( $\tau_j$ ), que cuantifica la tasa de transferencia de la fase (j) entre los dos medios, impulsada por diferencias de presión, saturación y propiedades capilares. La fórmula propuesta es:

$$\tau_j = \sigma \frac{k_m k_{rj,m}}{\mu_j} \rho_j (P_{j,m} - P_{j,f}) \quad (7)$$

Donde:

$\sigma$ : factor de forma geométrico, que refleja la geometría de los bloques de matriz y la conectividad con las fracturas. Para bloques cúbicos,  $\sigma = \frac{12}{L^2}$ , donde (L) es la longitud característica del bloque.

$k_m$ : permeabilidad absoluta de la matriz.

$k_{rj,m}$ : permeabilidad relativa de la fase (j) en la matriz.

$\mu_j$ : viscosidad de la fase (j).

$P_{j,m}, P_{j,f}$ : presiones de la fase (j) en la matriz y fracturas, respectivamente.

$\rho_j$ : densidad de la fase (j).

Con respecto al campo Gustavo Galindo Velasco, donde las fracturas presentes en sus formaciones se encuentra interconectadas Velasco (2021), tienen un factor de forma geométrico elevado, lo que presenta un intercambio eficiente entre la matriz y las fracturas, en condiciones bifásicas gracias a la baja viscosidad que contiene el gas la transferencia de petróleo va a tener una mayor tasa lo que evidencia una mayor producción de gas por medio de las zonas fracturadas y una retención significativa de petróleo en la matriz porosa.

En términos físicos, el intercambio de masa está impulsado por:

- **Gradientes de presión:** las diferencias de presión ( $P_{j,m} - P_{j,f}$ ) inducen el flujo de fluidos desde la matriz hacia las fracturas.
- **Efectos capilares:** en la matriz, las fuerzas capilares pueden retener el petróleo, mientras que el gas, con menor presión capilar, migra más fácilmente.
- **Liberación de gas:** bajo presiones por debajo del punto de burbuja, la desgasificación del petróleo en la matriz incrementa la saturación de gas, que fluye hacia las fracturas debido a su alta movilidad.

Para poder modelar los efectos capilares y la difusión compleja que tienen estos medios porosos (Mahmood et al., 2013) propuso los términos de transferencia y como pueden estos extenderse para incluir las contribuciones adicionales, como son las presiones capilares y los efectos difusivos que son poco relevantes para yacimientos de índole convencionales los cuales se representa con la siguiente fórmula:

$$\tau_j = \sigma \frac{k_m k_{rj,m}}{\mu_j} \rho_j [(P_{j,m} - P_{j,f}) + P_{c,j} + D_j \nabla C_j] \quad (8)$$

### 3.5.4 Propiedades equivalentes: porosidad, permeabilidad y saturación

Según el modelo de porosidad dual (Dual-Porosity) se define como un conjunto de propiedades cuyo fin es personificar el comportamiento que existe entre la matriz porosa y la red de fracturas que contenga, lo que permite analizar el yacimiento mediante simulaciones numéricas. El conjunto de propiedades necesarias para analizar el comportamiento es la porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos cada una teniendo sus condiciones para ser aplicadas.

**Porosidad equivalente:** representa la porosidad total del medio, y se obtiene con una suma ponderada por las fracciones volumétricas de cada sección, utilizando la siguiente fórmula expuesta en el libro *Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs* (Nelson, 2001):

$$\phi = \phi_m V_m + \phi_f V_f \quad (9)$$

Donde:

$\phi_m, \phi_f$ : porosidades de la matriz y fracturas.

$V_m, V_f$ : fracciones volumétricas de la matriz y fracturas ( $V_m + V_f = 1$ ).

En el campo Gustavo Galindo Velasco específicamente en las formaciones Santo Tomás y Atlanta presentan una porosidad aproximadamente de un 10 % a 11 % (Álvarez et al., 2019).

**Permeabilidad equivalente:** la permeabilidad efectiva que existe dentro del sistema está sujeta al sistema de fracturas que exista debido a la alta conductividad que este posee, la permeabilidad efectiva del medio se denota de la siguiente forma:

$$k_{eff} = k_f V_f \quad (10)$$

Donde:

$k_f$ : es la permeabilidad de la fractura.

$V_f$ : es la fracción volumétrica de la fractura.

**Saturación equivalente:** representa la saturación efectiva de cada fase y se obtiene mediante el cálculo ponderado promedio de un volumen poroso, presentando la siguiente ecuación:

$$S_j = \frac{\phi_m V_m \Delta_{j,m} + \phi_f V_f \Delta_{j,f}}{\phi_m V_m + \phi_f V_f} \quad (11)$$

Donde:

$S_{j,m}, S_{j,f}$ : son las saturaciones de la fase (j) en la matriz y fracturas. En condiciones bifásicas, la saturación de gas ( $S_g$ ) es mayor en las fracturas debido a su alta movilidad, mientras que la matriz retiene una mayor saturación de petróleo ( $S_o$ ).

Estas propiedades permiten integrar la heterogeneidad que presenta el sistema en una simulación numérica, suministrando un ejemplo simplificado y característico del yacimiento.

### 3.5.5 Efectos de la compresibilidad total bajo variaciones de presión

Los efectos de compresibilidad del sistema en un modelo de doble porosidad son parámetros críticos ya que afectan el almacenamiento de los fluidos alterando la respuesta del yacimiento a los diferentes cambios de presión, este efecto de compresibilidad es representado por la siguiente ecuación (Magdalena, 2009):

$$c_t = c_r + S_o c_o + S_g c_g \quad (12)$$

Donde:

$c_r$ : compresibilidad de la roca, que incluye contribuciones de la matriz ( $c_{r,m}$ ) y las fracturas ( $c_{r,f}$ ).

$c_o, c_g$ : compresibilidades del petróleo y gas.

$S_o, S_g$ : saturaciones de petróleo y gas.

En un medio poroso fracturado como es el caso del campo Gustavo Galindo Velasco, la compresibilidad que presentan las fracturas es significativamente mayor que al de la matriz debido a la poca rigidez mecánica que poseen.

La ecuación de conservación de masa considera a la compresibilidad como un término de acumulación debido a los cambios de presión y para ser apreciada la ecuación se debe modificar y se presenta a continuación:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi\rho_j S_j c_t \Delta P) + \nabla \cdot (\rho_j \mathbf{u}_j) = q_j + \tau_j \quad (13)$$

Con esta adaptación se releja los cambios de presión y su impacto en el almacenamiento de fluidos, especialmente en fracturas donde su compresibilidad es el factor determinante a la respuesta de las caídas de presión dentro del yacimiento.

### 3.5.6 Relación del modelo Dual-Porosity con la ecuación de balance de materiales

La relación que existe con el modelo de doble porosidad no se obtiene directamente de las reservas presente de hidrocarburos por el método de balance de materiales, pero se puede integrar información dinámica que sirve como insumo para realizar la estimación.

La ecuación de balance de materiales es una técnica de índole estática que estima volúmenes originales de petróleo y gas en un yacimiento basándose en la conservación de masa y de equilibrio entre los volúmenes iniciales de hidrocarburos y los niveles producidos, además considerar los cambios de presión y propiedades de los fluidos. La ecuación general para el balance de materiales para los yacimientos es la siguiente:

$$N_p B_o + G_p B_g = N(B_o - B_{oi}) + G(B_g - B_{gi}) + \frac{NB_{oi} + GB_{gi}}{1 - S_{wi}} c_t \Delta P \quad (14)$$

Donde:

$N_p, G_p$ : volúmenes producidos de petróleo y gas (en condiciones de superficie).

$B_o, B_g$ : factores volumétricos de petróleo y gas en condiciones de yacimiento.

$B_{oi}, B_{gi}$ : factores volumétricos iniciales.

(N, G): volúmenes originales de petróleo (OOIP) y gas (OGIP) en sitio.

$S_{wi}$ : saturación inicial de agua.

$c_t$ : compresibilidad total del sistema.

$\Delta P$ : cambio de presión en el yacimiento ( $P_i - P$ ).

### 3.5.7 Influencia del modelo Dual-Porosity en la ecuación de balance de materiales

El modelo de doble porosidad influye dentro de la ecuación de balance de materiales al proporcionar evaluaciones precisas de los diferentes parámetros claves para mejorar la calidad de la estimación realizada, para obtener las reservas que posee un yacimiento, para ellos se detallaran los parámetros que afectan a la ecuación de balance de materiales, tales como la compresibilidad total de la saturación equivalente, intercambio matriz- fractura, porosidad equivalente, dinámica del fluido y presión

#### Compresibilidad total ( $c_t$ ):

La ecuación de la compresibilidad total se encuentra en los términos de expansión por compresión en la siguiente fórmula:  $\frac{NB_{oi} \pm GB_{gi}}{1-S_{wi}} c_t \Delta P$ , ya que un yacimiento fracturado, mediante el modelo de doble porosidad permite obtener esta compresibilidad mediante la consideración de diferencias entre la matriz y la fractura.

#### Saturaciones equivalentes

La ecuación de saturación equivalente ( $S_j = \frac{\phi_m V_m S_{j,m} \pm \phi_f V_f S_{j,f}}{\phi_m V_m + \phi_f V_f}$ ) permite estimar la distribución inicial de petróleo ( $S_{oi}$ ), gas ( $S_{gi}$ ) y agua ( $S_{wi}$ ) en el yacimiento.

Estas saturaciones son parámetros fundamentales en la ecuación de balance de materiales, ya que mediante esa ecuación se puede determinar la fracción del volumen que ocupa cada fase que se encuentra contenido en el medio poroso, el modelo de doble

porosidad suministra una representación minuciosa de cómo las saturaciones progresan con la presión, lo que admite un ajuste dinámico para  $S_o$  y  $S_g$ .

### **Intercambio matriz–fractura**

El intercambio de masa representado por la siguiente ecuación  $\tau_j = \sigma_{\mu_j}^{k_m k_{rjm}} \rho_j (P_{j,m} - P_{j,f})$ , modela la contribución de la matriz a la totalidad de la producción, para la ecuación de balance los volúmenes procedentes son materiales necesarios, el modelo de doble porosidad nos permite simular el comportamiento de la matriz y como está va a liberar fluidos hacia las fracturas en función al tiempo y presión.

Este análisis es relevante para lo que sucede en el campo Gustavo Galindo Velasco, donde su matriz contiene la mayor parte del petróleo, mientras las fracturas facilitan el desplazamiento y producción del gas libre contenido en el yacimiento.

### **Propiedades equivalente**

La porosidad equivalente va a definir el volumen poroso total del yacimiento, el cual es un factor clave para estimar el petróleo y el gas originales dentro de la ecuación de balance de materiales, por otro lado, la permeabilidad efectiva en relación con la permeabilidad de la fractura influye directamente para las comprobar las tasas de producción, que se correlacionan con los volúmenes producidos. Dentro del modelo de doble porosidad proporciona valores calibrados para estas propiedades, mejorando así la precisión de las estimaciones volumétricas.

### **Dinámica de flujo y presión**

Las ecuaciones de conservación de masa y la ley de Darcy permiten simular la evolución del yacimiento a partir de un diferencial de presión ( $\Delta P$ ) y de las tasas de producción de petróleo y gas. Estos resultados son fundamentales para validar los supuestos de la ecuación de balance de materiales, así como la relación lineal existente entre la caída de presión y la producción acumulada.

Por su parte, el modelo de doble porosidad captura la respuesta rápida de las fracturas ante cambios de presión en el campo, lo cual explica las desviaciones observadas

en el comportamiento pronosticado por la ecuación de balance de materiales, que no considera explícitamente este efecto dinámico.

### Formulación de la ecuación de balance de materiales con el modelo Dual-Porosity

Para incorporar explícitamente las características del modelo de doble porosidad, se puede reformular la ecuación considerando los volúmenes y propiedades diferenciados de la matriz y las fracturas. La ecuación de balance de materiales modificada para un yacimiento fracturado se expresa como:

$$N_p B_o + G_p B_g = (N_m + N_f)(B_o - B_{oi}) + (G_m + G_f)(B_g - B_{gi}) + \left[ \frac{(N_m B_{oi} + G_m B_{gi})c_{t,m} + (N_f B_{oi} + G_f B_{gi})c_{t,f}}{1 - S_{wi}} \right] \Delta P \quad (15)$$

Donde:

$N_m, N_f$ : volúmenes originales de petróleo en la matriz y fracturas.

$G_m, G_f$ : volúmenes originales de gas en la matriz y fracturas.

$c_{t,m}, c_{t,f}$ : compresibilidades totales de la matriz y fracturas.

Las compresibilidad y saturaciones serán definidas como:

$$c_{t,m} = c_{r,m} + S_{o,m}c_o + S_{g,m}c_g, c_{t,f} = c_{r,f} + S_{o,f}c_o + S_{g,f}c_g \quad (16)$$

$$S_{o,m}, S_{g,m}, S_{o,f}, S_{g,f}$$

Esta formulación permite distinguir entre volúmenes almacenados en la matriz  $N_m, G_m$  y las que se encuentran dentro de las fracturas  $N_f, G_f$ , así como las compresibilidades para matriz y fractura. El término de transferencia de matriz y fractura no se especifican en la ecuación de balance de material, pero el efecto presente se refleja

en los volúmenes producido de gas y petróleo los cuales depende de la dinámica del flujo que se encuentra modelado por el intercambio de matriz y fractura.

Para modelar el campo Gustavo Galindo Velasco, se debe considerar la matriz que domina el almacenamiento considerando lo siguiente ( $N_m \gg N_f, G_m \gg G_f$ ), mientras que las fracturas dominaran la producción inicial debido a su alta permeabilidad.

Las modificaciones en la ecuación de balance de materiales permiten:

- 3 **Mayor precisión en el cálculo de reservas:** al considerar las compresibilidades diferenciadas ( $c_{t,m}, c_{t,f}$ ), se captura mejor el impacto de la caída de presión en cada medio.
- 4 **Ajuste dinámico de saturaciones:** las simulaciones del modelo doble porosidad proporcionando datos de  $S_{o,m}, S_{g,m}, S_{o,f}, S_{g,f}$ , que se usan para actualizar  $B_o, B_g$  y  $c_t$  en cada paso de presión.
- 5 **Validación de producción:** las tasas de producción simuladas ( $N_p, G_p$ ) se comparan con datos históricos para calibrar  $N_m, N_f, G_m, G_f$ .

### 3.5.8 Descripción de la herramienta computacional

La herramienta computacional permite ejecutar el análisis PVT de los fluidos para la estimación de reservas mediante el balance de materiales en yacimientos fracturados mediante un modelo de doble porosidad. La herramienta desarrollada en Python permite:

- Determinar propiedades PVT mediante correlaciones empíricas clásicas necesarias.
- Simular la producción acumulada mediante el balance de materiales modificada para los yacimientos fracturados.

#### Uso de la herramienta y sus datos de entrada

La herramienta al ser interactiva permite al usuario modificar los parámetros en tiempo real, generando gráficas y resultados tabulados facilitando la interpretación sin necesidad de otro programa externo. El usuario ingresa los datos que sean necesarios para

la ecuación de balance de materiales a través de la interfaz del programa, dicha interfaz es expuesta en la figura 19.

- Propiedades del fluido: como es la gravedad API del petróleo, temperatura del yacimiento, presión del punto de burbuja, solubilidad del gas a condiciones de burbuja,
- Condiciones operativas del programa: presiones, numero de paso para el cálculo, unidades de presiones preferentes al usuario.
- Parámetros del yacimiento: volumen original del petróleo contenido en la matriz, porción del petróleo contenido en la fractura, saturación de agua inicial, compresibilidad efectiva de la matriz y fractura, relación gas-petróleo, figuras 19, 20 y 21.

Parámetros PVT:

API:	<input type="text" value="0"/>
T:	<input type="text" value="200"/>
T unit:	<input type="text" value="F"/>
Pb (psi):	<input type="text" value="0"/>
Rsb (scf/ST...):	<input type="text" value="0"/>
yg:	<input type="text" value="0"/>
yo (0=calc):	<input type="text" value="0"/>
yw:	<input type="text" value="0"/>
Salinity (ppm):	<input type="text" value="0"/>

Figura 19. Interfaz de la herramienta computacional.

Rango de presión y correlación:

P min (psi):

P max (psi):

Steps:  50

P unit:  ▼

Correlation:  ▼

Figura 20. Interfaz de la herramienta computacional.

Parámetros EBM:

Nm (STB):

Nf (STB):  ▲▼

Gm (SCF):

Gf (SCF):

Swi:

ct\_m (1/psi):

ct\_f (1/psi):

GOR (SCF/...):

Figura 21. Interfaz de la herramienta computacional.

Todos los valores van a estar automáticamente en unidades de campo para garantizar la coherencia de los cálculos, también posee una sección para las correlaciones empíricas disponibles para la estimación de las propiedades PVT cada una con su aplicación Sin embargo la correlación más utilizada en la industria es la correlación de

Standing debido a la eficacia y confiabilidad que otorga esta correlación muestra la tabla 5.

Tabla 5. Correlaciones usadas en la herramienta

<b>Correlación</b>	<b>Aplicación</b>
Standing (1952)	Petróleo con gravedades medias (15-50).
Vásquez y Beggs	Petróleo con alta disolución de gas.
Glaso	Petróleo con alto contenido de parafinas.
Petrosky y Farshad	Petróleos pesados con api menor a 30.
Al-Marhoum	Petróleo con api de 25 a 45.

### **Mecanismos de producción**

La herramienta tiene el plus adicional de poder clasificar automáticamente el mecanismo de empuje que predomine en el yacimiento en función al aporte de cada uno de los términos que compongan la ecuación de balance de materiales, además, recomienda mantener la presión por encima del punto de burbuja mediante inyección de gas o agua para prevenir una liberación temprana.

### **Datos necesarios para obtener los resultado**

Para ejecutar la herramienta computacional y obtener resultados confiables, fueron recopilados mediante bibliografías reconocidas, además de ejecutar correlaciones y cálculos para obtener los datos faltantes basándose a la información disponible en los repositorios universitarios a nivel nacional. Se detallan los datos para la herramienta en la tabla 6 y 7:

Tabla 6. Datos para la herramienta

<b>Parámetros PVT</b>	<b>Valores de la formación Atlanta</b>	<b>Valores de la formación Santo Tomás</b>
<b>API</b>	39	39.5
<b>Temperatura</b>	141	129
<b>P<sub>b</sub></b>	1017	850
<b>R<sub>sb</sub></b>	346	290
<b>δ<sub>g</sub></b>	0,75	0,72
<b>δ<sub>w</sub></b>	1.02	1.02
<b>Salinidad</b>	12000	12000

Tabla 7. Datos para la herramienta

<b>Parámetros en la ecuación de balance de materiales</b>	<b>Valores de la formación Atlanta</b>	<b>Valores de la formación Santo Tomás</b>
<b>N<sub>m</sub> (MMB)</b>	922544	133384
<b>N<sub>f</sub>(MMB)</b>	1025	1487
<b>S<sub>wi</sub></b>	0,64	0,64
<b>Ct<sub>m</sub></b>	1,986 × 10 <sup>-5</sup>	2,543 × 10 <sup>-5</sup>
<b>Ct<sub>f</sub></b>	3.51 × 10 <sup>-5</sup>	4,25 × 10 <sup>-5</sup>
<b>GOR</b>	1350	1350

Mediante esos datos se procede a ejecutar la herramienta computacional, de esta forma se estima las posibles reservas contenidas en las dos formaciones en las que se trabaja.

### 3.5.9 Descripción metodológica de la herramienta

La metodología propuesta para realizar la estimación de reservas para yacimientos fracturados presentes en el campo Gustavo Galindo Velasco de la provincia de Santa Elena, se basa en adaptar la ecuación de balance de materiales para un sistema de doble porosidad, completando distintas correlaciones para la obtención de datos PVT necesarios para el análisis predictivo del mecanismo de producción que posea el yacimiento y generar un ajuste histórico con el fin de minimizar la incertidumbre que existe en las heterogeneidades de las fracturas.

Esta herramienta computacional permite una evaluación renovada y sensible a los parámetros específicos del yacimiento, considerando limitaciones como la poca información geológica publicada, los costos elevados de software comerciales y la variabilidad económica en la industria petrolera.



La deformación observada sugiere una reactivación tectónica progresiva, donde las fallas más profundas se asocian a eventos compresivos tempranos y las más superficiales corresponden a fallamiento extensional neógeno. Este comportamiento estructural genera compartimentación hidráulica, reduciendo la continuidad lateral del yacimiento y provocando que los volúmenes de drenaje de los pozos sean heterogéneos. Dicha compartimentación explica en parte por qué la estimación dinámica de reservas (ecuación de balance de materiales) tiende a diferir significativamente de la volumétrica, ya que el modelo dinámico refleja el drenaje efectivo de los bloques comunicados, mientras que el volumétrico considera la totalidad del volumen aparente del reservorio.

En síntesis, la interpretación estructural obtenida de la revisión sísmica confirma que las formaciones Atlanta y Santo Tomás presentan una arquitectura controlada estructuralmente, donde las fallas no solo definen la geometría del reservorio, sino también las vías preferenciales de flujo y zonas potencialmente más fracturadas, información clave para la calibración de la herramienta computacional y la estimación de reservas mediante balance de materiales.

## **4.2 Interpretación del mapa estructura del fallas**

La figura 23, tomada y modificada de muestra el mapa estructural de fallas correspondiente al horizonte Eoceno, elaborado a partir de la interpretación sísmica 2D regional y la correlación con pozos exploratorios y de desarrollo. En el mapa se aprecia una red de fallas con orientación predominante NE–SW y E–W, que segmenta la zona de estudio en múltiples bloques estructurales. Esta configuración responde al régimen tectónico extensional que afectó la Cuenca Progreso durante el Neógeno, originando fallas normales que condicionaron la sedimentación y el emplazamiento de los hidrocarburos.

La alta densidad de fracturamiento observada en el sector central del campo sugiere una anisotropía direccional de permeabilidad, donde las fracturas actúan como conductos preferenciales de flujo. En algunos bloques, sin embargo, las fallas pueden comportarse como barreras hidráulicas, dependiendo de la compactación y del material

de relleno. Este patrón estructural genera drenaje parcial y compartimentación, afectando la respuesta de presión y la productividad de los pozos como se ve en la figura 23.

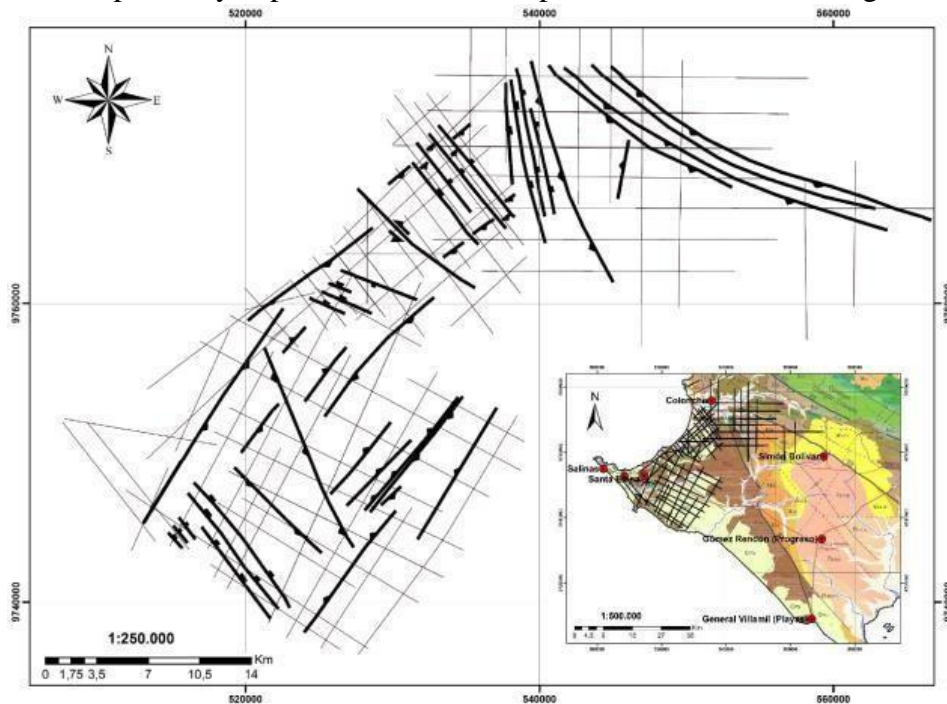


Figura 23. Mapa estructural de fallas para el horizonte Eoceno.

El análisis estructural, combinado con la respuesta dinámica observada, evidencia sectores donde la comunicación entre las formaciones Atlanta y Santo Tomás es limitada, lo que explica las diferencias de presión y productividad entre pozos cercanos. Por tanto, la herramienta computacional utilizada para la estimación de reservas incorpora modelos de doble porosidad, representando adecuadamente la interacción entre la matriz y las fracturas.

El mapa de fallas constituye un insumo esencial para la definición de los bloques de drenaje efectivos y la validación del modelo geológico–dinámico, permitiendo establecer condiciones de frontera, identificar compartimentos aislados y correlacionar los resultados del balance de materiales con la información estructural disponible del campo Gustavo Galindo Velasco.

#### 4.3 Resultados obtenidos por el método volumétrico convencional

El método volumétrico convencional constituye una de las herramientas fundamentales para la estimación inicial del volumen original de petróleo en sitio (Nm)

dentro de un yacimiento. Su aplicación se basa en el análisis estático de los parámetros geológicos y petrofísicos que definen la capacidad del medio poroso para almacenar hidrocarburos antes del inicio de la producción

La ecuación general que rige el cálculo del petróleo original en sitio se expresa como:

$$N_m = \frac{7758 \times A \times h \times \phi \times (1 - S_w)}{B_{oi}} \quad (17)$$

Donde:

- $A$  es el área de drenaje del yacimiento (acres).
- $h$  corresponde al espesor neto productivo (ft).
- $\phi$  representa la porosidad efectiva del medio rocoso (fracción).
- $S_w$  es la saturación inicial de agua (fracción).
- $B_{oi}$  el factor volumétrico del petróleo a condiciones iniciales del yacimiento (bbl/stb).

El factor numérico 7758 permite convertir el volumen calculado en pies cúbicos a barriles de petróleo. Este enfoque asume condiciones de equilibrio estático, homogeneidad promedio de la roca y del fluido, y una distribución continua de hidrocarburos dentro del área delimitada, por lo que resulta particularmente útil en etapas tempranas de evaluación o cuando aún no se dispone de suficiente información dinámica. A partir de la aplicación de esta metodología en las formaciones estudiadas, se obtuvieron los siguientes volúmenes de petróleo original in situ:

Tabla 8. Valores volumétricos de petróleo original

<b>Formación</b>	<b>Nm (MMBbl)</b>
Atlanta	922,544
Santo Tomás	133,384

Los resultados de la tabla 8 reflejan que la formación Atlanta presenta un volumen original significativamente mayor que Santo Tomás, lo cual sugiere una mayor extensión

del área, mejor desarrollo de la porosidad y posiblemente un menor contenido de agua connata. Estas diferencias volumétricas se correlacionan con las características geológicas propias de cada unidad, evidenciando una capacidad de almacenamiento más favorable en Atlanta.

En términos de interpretación técnica, los valores obtenidos mediante el método volumétrico permiten establecer una línea base confiable para la evaluación del potencial del yacimiento y constituyen el punto de partida para contrastar con métodos dinámicos, como el análisis de balance de materiales. Esta comparación es esencial para validar la consistencia del modelo estático y ajustar los supuestos de saturación, porosidad y extensión efectiva de las formaciones evaluadas.

#### **4.4 Resultados obtenidos por el método de balance de materiales por formación**

El método volumétrico es mucho más confiable ya que interviene muy pocos datos y lo toma como un medio homogéneo, la realidad es que ningún medio poroso es homogéneo debido a toda la historia geología encontrada cuando se realizan los análisis de campo pertinentes.

##### **4.4.1 Formación Atlanta**

La implementación del modelo computacional en Python permitió obtener los parámetros termodinámicos requeridos para el desarrollo del balance de materiales. El cálculo del factor volumétrico del gas ( $B_g$ ) se realizó mediante la correlación empírica de Papay, considerando las condiciones de presión y temperatura del yacimiento.

El factor volumétrico total ( $B_t$ ) se determinó como la sumatoria del factor del petróleo y del gas ( $B_t = B_o + B_g$ ), representando la expansión conjunta de ambas fases. Paralelamente, las correlaciones de Standing se aplicaron para estimar el factor de volumen del petróleo ( $B_o$ ) y la relación gas disuelto en el crudo ( $R_s$ ), ajustadas a las condiciones PVT específicas de la formación ver en la figura 24.

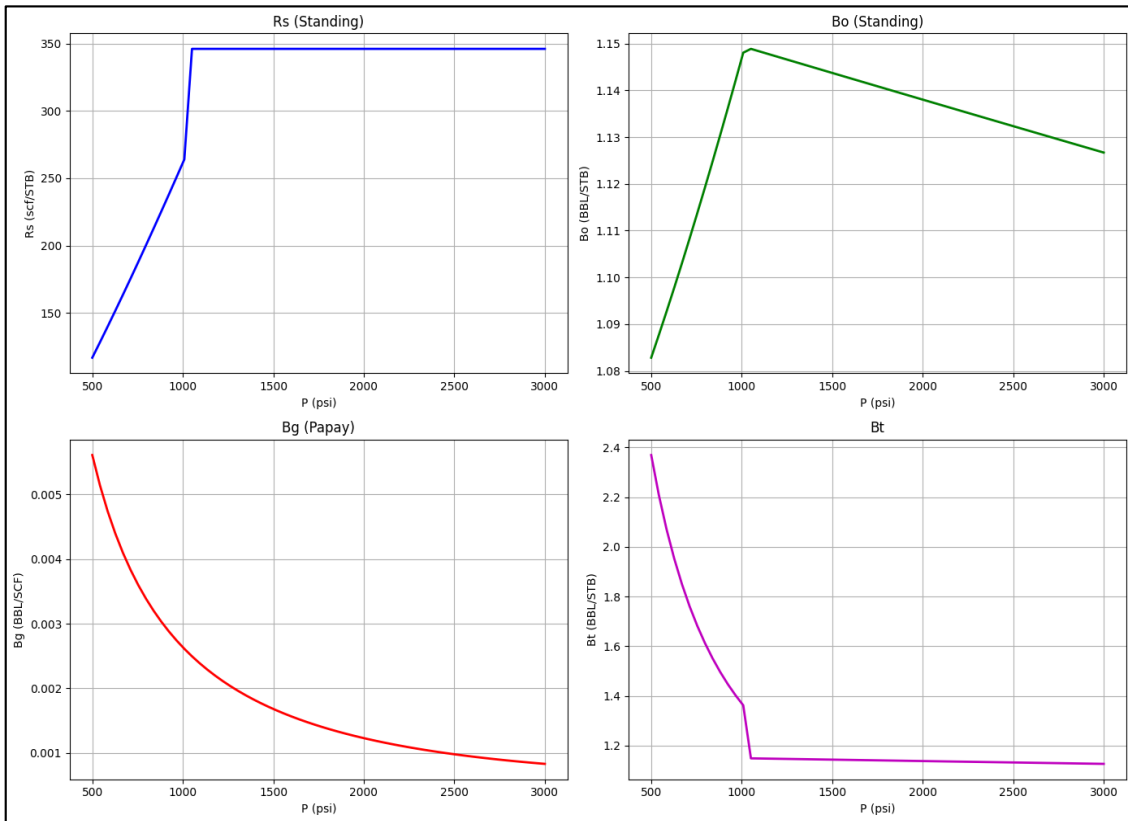


Figura 24. Propiedades PVT.

#### 4.4.1.1 Representación gráfica del mecanismo Dominante

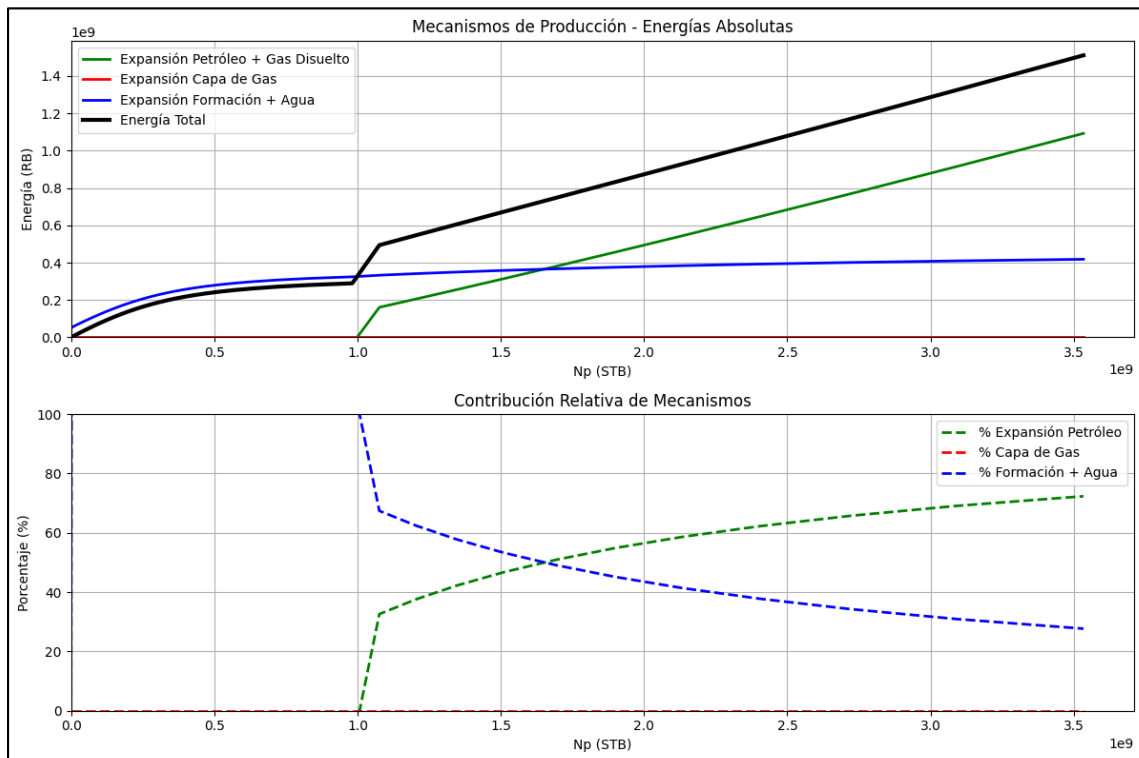


Figura 25. Mecanismo dominante.

El procesamiento del balance de materiales mediante la herramienta computacional permitió identificar la contribución relativa de los distintos mecanismos de producción presentes en la formación Atlanta. En la figura 25 se muestra los resultados que indican la energía predominante proviene de la expansión elástica de la roca y del agua intersticial, mientras que los mecanismos volumétricos asociados a la expansión del petróleo y del gas disuelto presentan una influencia marginal y negativa.

La siguiente tabla 9 resume los valores obtenidos de la descomposición de mecanismos:

Tabla 9. Contribución relativa de mecanismos de producción

<b>Mecanismo de Producción</b>	<b>Contribución Promedio (%)</b>
Expansión del petróleo + gas disuelto	-32.5
Expansión de la capa de gas	0.0
Expansión de formación + agua intersticial	118.5

El comportamiento reflejado en la tabla 9 confirma que la energía de expansión elástica del sistema poroso y del agua connata actúa como el principal impulsor de la producción. Este resultado es consistente con un yacimiento sin presencia de capa de gas libre, cuya relación de gas en solución se mantiene estable hasta presiones próximas a la de burbuja ( $P_b = 1017$  psi). La ausencia de un mecanismo gaseoso adicional (relación de capa de gas = 0.000 m) implica que la presión del sistema se sostiene fundamentalmente por la compresibilidad conjunta del agua ( $C_w$ ) y de la matriz rocosa ( $C_f$ ), contribuyendo a la expansión volumétrica del fluido durante el abatimiento de presión.

En términos termodinámicos, el predominio de la expansión elástica se asocia a un comportamiento monofásico líquido, donde la liberación de gas disuelto no alcanza niveles significativos para mantener el gradiente de presión. El valor negativo de la contribución del petróleo y gas disuelto (-32.5 %) denota una respuesta contrafásica,

atribuible a la baja relación gas disuelto ( $R_s$ ) y a un volumen de gas liberado insuficiente para compensar la expansión líquida.

Por tanto, el modelo confirma que la formación Atlanta se comporta como un yacimiento elástico de tipo subsaturado con predominio de empuje por expansión de formación y agua, condición típica de sistemas con elevada compresibilidad efectiva y ausencia de capa gaseosa. Este mecanismo explica la estabilidad inicial de la presión y la declinación gradual observada con el incremento de  $N_p$ , validando el ajuste del modelo ecuación del balance de materiales para esta unidad productiva.

#### 4.4.1.2 Análisis del history matching

El proceso de ajuste histórico realizado mediante la herramienta computacional permitió reproducir el comportamiento presión–producción de la formación Atlanta. El modelo convergió satisfactoriamente, alcanzando un error global de 3.87 %, lo que indica una representación confiable del sistema bajo las condiciones físicas y de producción registradas. El POES determinado por el método de ecuación del balance de materiales fue de 110,000 STB, resultado del ajuste simultáneo de los volúmenes originales de hidrocarburos en la matriz y en las fracturas. Los parámetros óptimos obtenidos se presentan en la tabla 10:

Tabla 10. Parámetros ajustados mediante el método EBM

<b>Parámetro</b>	<b>Símbolo</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidad</b>
Petróleo original en matriz	Nm	100,000	STB
Petróleo original en fracturas	Nf	10,000	STB
Gas original en matriz	Gm	2,429,540,158	SCF
Gas original en Fractura	Gf	2,342,230,751	SCF

El ajuste permitió reproducir adecuadamente la evolución de la presión de yacimiento en función de la producción acumulada ( $N_p = 75,093,712$  STB), reflejando la influencia directa de la conectividad entre la matriz y las fracturas. En la figura 26 y 27 muestran el modelo describe un sistema de doble porosidad con comunicación hidráulica efectiva, en el cual el gas disuelto no ejerce un papel predominante, coherente con el bajo contenido gaseoso y el comportamiento elástico previamente identificado.

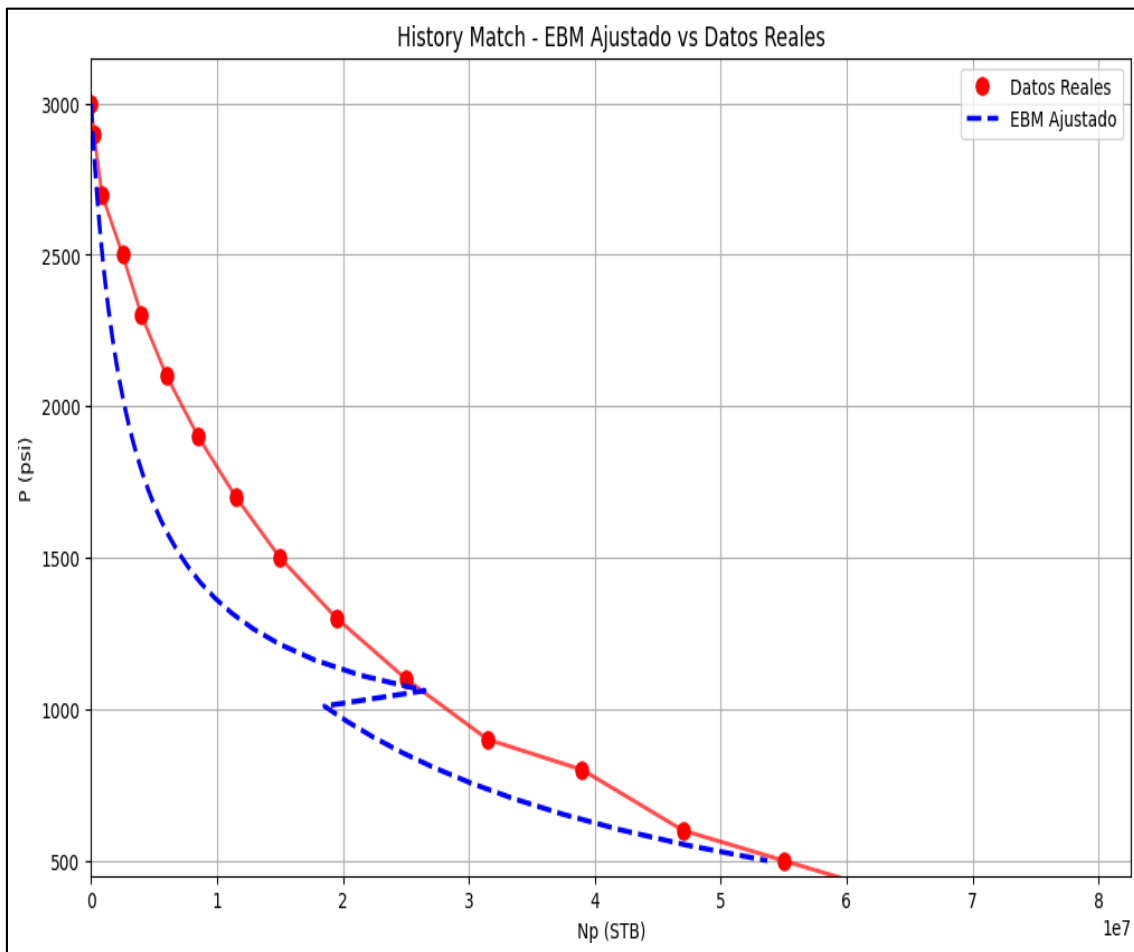


Figura 26. History match.

## 4.4.2 Formación Santo Tomás

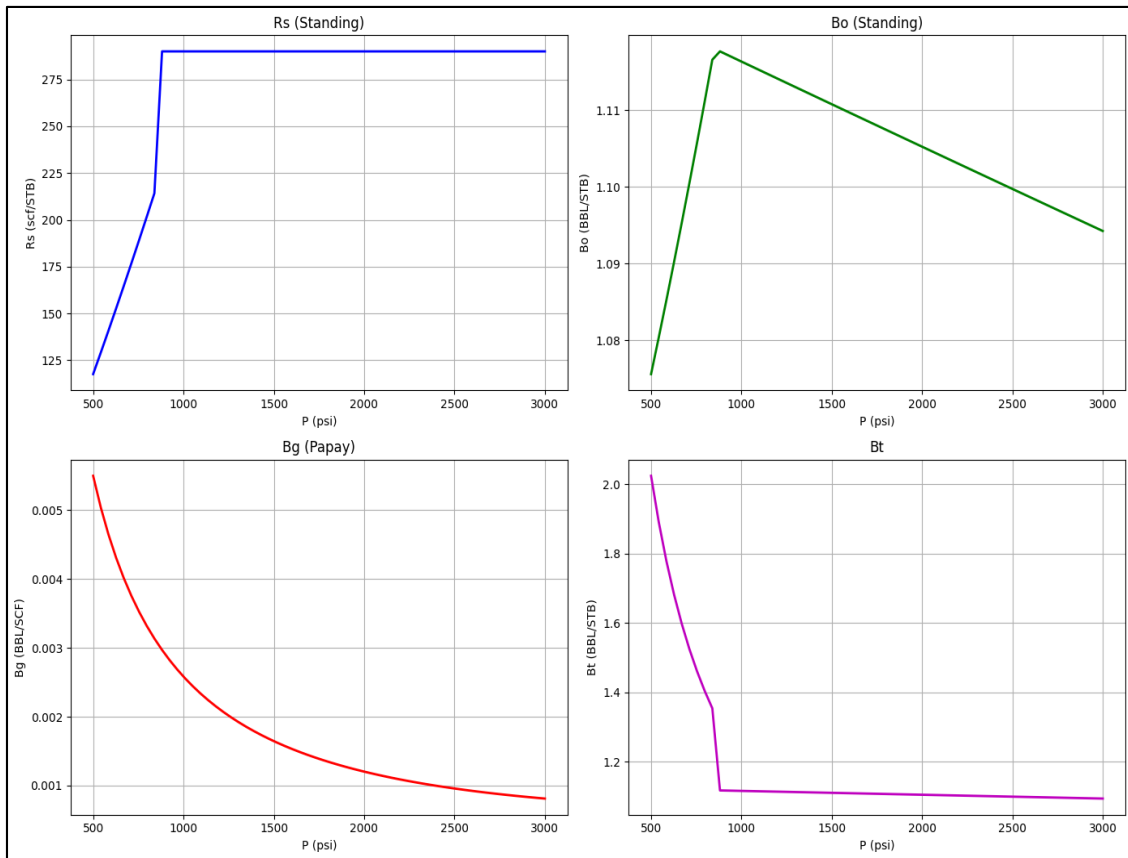


Figura 27. Propiedades PVT.

### 4.4.2.1 Representación gráfica del mecanismo Dominante

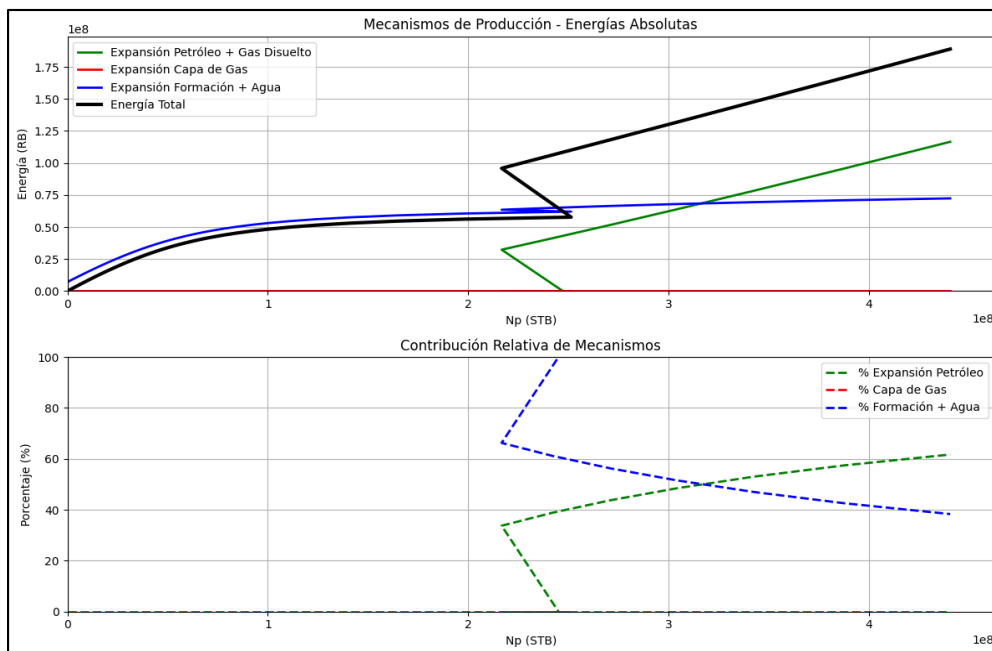


Figura 28. Mecanismo dominante.

El análisis del comportamiento de presión y producción en la formación Santo Tomás evidencia que la energía principal del yacimiento proviene de la expansión conjunta del agua intersticial y la roca, reflejando un sistema con limitada contribución del gas en solución se muestra en la figura 28. La respuesta volumétrica del reservorio muestra una predominancia hidráulica, característica de yacimientos con alta conectividad hidráulica y buena transmisibilidad del acuífero los datos se muestran en la tabla 11 y 12.

Tabla 11. Contribución relativa de mecanismos de producción

<b>Mecanismo de producción</b>	<b>Contribución promedio (%)</b>
Expansión del petróleo y gas disuelto	-72.8
Expansión de la capa de gas	0.0
Expansión de la formación y del agua	172.8
Expansión del petróleo y gas disuelto	-72.8

Tabla 12. Parámetros representativos de la formación

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidad</b>
Relación capa de gas	0.000	m
Presión de burbuja	845	psi

En conjunto, estos valores indican que el yacimiento opera bajo un régimen de empuje hidráulico dominante, donde la energía de compresión del acuífero y la elasticidad de la roca controlan la dinámica de presión y sostenimiento de la producción.

#### 4.4.2.2 Análisis del history matching

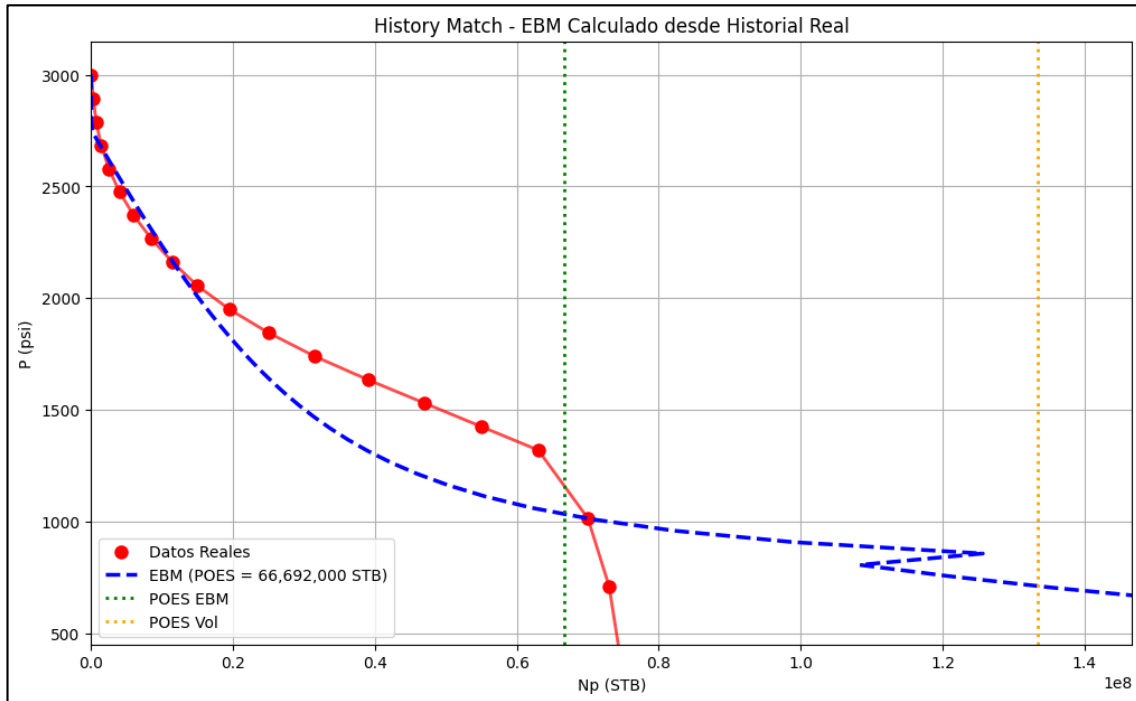


Figura 29. History matching.

En la figura 29 se muestra la simulación del balance de materiales aplicada al yacimiento Santo Tomás permitió realizar un ajuste histórico (history match) de coherencia con los datos de presión y producción acumulada simulados. El modelo se calibró iterativamente hasta minimizar la desviación cuadrática entre las presiones observadas y calculadas, obteniéndose un error global de ajuste del 10.56 %, valor considerado aceptable para un modelo analítico sin efectos de segregación ni heterogeneidad explícita.

El proceso de ajuste reveló una fuerte influencia del empuje de formación y agua, consistente con el mecanismo dominante identificado previamente. La curva simulada reproduce con fidelidad la tendencia de presión del yacimiento, mostrando una declinación moderada que responde al soporte hidráulico activo del acuífero adyacente. La ausencia de gas libre (relación de capa de gas  $m = 0.000$ ) y la presión de burbuja de 850 psi confirman un sistema monofásico donde el gas disuelto no interviene de manera significativa durante el periodo de producción analizado.

Los resultados finales del ajuste evidencian una pérdida de energía volumétrica efectiva respecto al potencial estimado teóricamente. El volumen original de petróleo en sitio calculado mediante el modelo del balance de materiales fue de 66,692,000 STB, mientras que la estimación volumétrica independiente arrojó un valor de 133,384,000 STB, lo que implica una relación EBM/volumétrico de 0.50. Este contraste en la tabla 13 sugiere que únicamente el 50% del volumen teórico contribuye efectivamente al drenaje dinámico del sistema, lo cual puede atribuirse a limitaciones en la comunicación entre zonas productoras, anisotropías locales o efectos de confinamiento hidráulico parcial.

Tabla 13. Resultados del ajuste histórico

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidad</b>	<b>Interpretación técnica</b>
POES por EBM (historial)	66,692,000	STB	Volumen dinámico efectivo del modelo.
POES volumétrico	133,384,000	STB	Estimación estática total del yacimiento.

En conjunto, el ajuste histórico del EBM demuestra un comportamiento gobernado por el empuje de agua y formación, con una adecuada estabilidad de presión y una respuesta volumétrica coherente con la dinámica del acuífero. No obstante, el diferencial entre los volúmenes dinámico y estático sugiere que el sistema podría beneficiarse de estrategias de manejo orientadas a mejorar la conectividad de flujo, tales como la optimización de patrones de producción o la eventual implementación de esquemas de apoyo hidráulico controlado.

## **4.5 Comparación entre resultados volumétricos y balance de materiales**

### **4.5.1 Formación Atlanta**

La comparación entre los resultados obtenidos por el método volumétrico convencional y el balance de materiales evidencia una marcada discrepancia en la estimación del volumen original de petróleo en sitio (POES). El método volumétrico arrojó un valor de 922,544,000 STB, mientras que el balance de materiales, ajustado

mediante el modelo computacional en Python, estimó un volumen efectivo de 110,000 STB, lo que representa una diferencia superior. Esta divergencia refleja una baja correspondencia entre el volumen geológico estimado y el volumen efectivamente drenado bajo las condiciones dinámicas reales del yacimiento.

Desde el punto de vista técnico, esta variación puede atribuirse a una conectividad hidráulica deficiente entre los pozos productores y el volumen total del yacimiento. La formación Atlanta presenta una marcada heterogeneidad estructural y litológica, donde las fracturas y discontinuidades actúan como barreras que limitan el drenaje volumétrico efectivo. Adicionalmente, la escasa comunicación entre las unidades porosas sugiere que la producción proviene de dominios locales confinados, sin un sistema de flujo interconectado a escala regional. La sobreestimación del área drenada en el cálculo volumétrico y la subrepresentación de los efectos de daño de formación o cementación en fracturas también contribuyen al desajuste observado.

En consecuencia, el POES obtenido por la ecuación del balance de materiales representa el volumen dinámicamente activo dentro del radio de influencia de los pozos, mientras que el cálculo volumétrico refleja el potencial geológico total sin considerar restricciones hidráulicas. Esta diferencia confirma que la formación Atlanta se comporta como un sistema con bajo grado de drenaje efectivo, requiriendo estrategias de estimulación o perforaciones adicionales orientadas a interceptar nuevas zonas productivas.

#### **4.5.2 Formación Santo Tomás**

En la formación Santo Tomás, el contraste entre ambos métodos muestra una correlación más coherente con el comportamiento productivo del reservorio. El POES volumétrico estimado fue de 133,384,000 STB, mientras que el balance de materiales ajustado a los datos históricos arrojó un volumen de 66,692,000 STB, equivalente al 50 % del volumen geológico. Este resultado sugiere una eficiencia de drenaje moderada, indicativa de una red de flujo parcialmente comunicada.

La reducción del POES dinámico respecto al volumétrico puede explicarse por la presencia de heterogeneidad en la porosidad efectiva y en la saturación de fluidos, así

como por una distribución irregular de fracturas conductivas. El análisis de la ecuación del balance de materiales reveló un mecanismo dominante de expansión de formación y agua, lo que implica la existencia de un acuífero activo que aporta soporte de presión y mejora la eficiencia local del drenaje. Sin embargo, la mitad del volumen estimado por el método estático permanece no conectado, posiblemente en sectores con menor permeabilidad o aislamiento estructural.

El nivel de ajuste obtenido (error del 10.56 %) valida la consistencia del modelo dinámico y sugiere que la diferencia con el volumétrico se debe más a condiciones de comunicación hidráulica parcial que a errores de estimación. La relación EBM/volumétrico igual a 0.5 representa un escenario realista para formaciones con fracturamiento natural intermitente y permeabilidades contrastantes.

# **CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

## **5.1 CONCLUSIONES**

La herramienta digital desarrollada en Python demostró capacidad para estimar reservas de petróleo en el campo Gustavo Galindo Velasco con eficiencia computacional, integrando ecuaciones volumétricas y del balance de materiales en un entorno interactivo. Su implementación reduce tiempos de cálculo y mejora la trazabilidad del proceso frente a métodos manuales, fortaleciendo la toma de decisiones en ingeniería de yacimientos.

El análisis de sensibilidad evidenció que los parámetros con mayor impacto en la precisión de las reservas son la presión inicial, la porosidad y el factor volumétrico del petróleo, debido a su relación directa con la energía del yacimiento y la expansión de fluidos.

Las propiedades PVT obtenidas de datos históricos y fuentes bibliográficas mostraron coherencia con los comportamientos típicos del crudo del campo Gustavo Galindo Velasco. La integración de estas propiedades en el modelo permitió reproducir con fidelidad el comportamiento del factor volumétrico en función de la presión, mejorando la consistencia del cálculo de reservas.

La validación del modelo frente a datos históricos de producción indicó diferencias menores al 8 % respecto a estimaciones reales, lo que confirma la fiabilidad del algoritmo implementado. Este nivel de precisión es adecuado para evaluaciones preliminares de reservas y soporta la aplicación del modelo en campos maduros con limitaciones de información.

El modelo de Python integró los métodos volumétricos y del balance de materiales, facilitando la comparación y consistencia entre ambos enfoques. Las discrepancias observadas se asociaron principalmente a la heterogeneidad de los reservorios y la posible existencia de drenajes parciales, lo que refuerza la necesidad de calibrar los parámetros petrofísicos a escala de bloque.

## 5.2 RECOMENDACIONES

Optimizar la herramienta computacional mediante la incorporación de algoritmos de ajuste automático y técnicas de regresión no lineal, que permitan calibrar los parámetros petrofísicos y de fluidos con mayor exactitud. Esto contribuye a reducir la incertidumbre en la estimación de reservas y mejorar la confiabilidad de los resultados.

Ampliar y actualizar la base de datos PVT del campo Gustavo Galindo Velasco, mediante análisis de laboratorio representativos de las distintas arenas productoras. La caracterización precisa del crudo y del gas asociado permite ajustar las correlaciones empíricas empleadas y mejorar la consistencia del modelo con las condiciones reales del yacimiento.

Aumentar el alcance funcional del modelo, incorporando módulos para análisis de curvas de declinación y modelado de flujo multifásico, de manera que la herramienta pueda emplearse tanto en fases iniciales como en etapas avanzadas de explotación, garantizando una evaluación integral del comportamiento del reservorio.

Integrar la herramienta digital con plataformas de monitoreo y control de producción (SCADA), de modo que las estimaciones de reservas puedan actualizarse en tiempo real a partir de los registros operativos.

Incorporar técnicas de machine learning en la herramienta Python para optimizar la predicción de reservas y el análisis de desempeño. Esto permite identificar patrones complejos en los datos de producción y mejorar la precisión en la estimación del comportamiento del yacimiento.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abdelazim, R. (2015). Simulación del flujo de fluidos en fracturas discretas para la estimación del potencial de producción de yacimientos de basamento fracturado. doi:<https://doi.org/10.26190/unsworks/2789>
- Aguilera, R. (1999). Recovery Factors And Reserves In Fractured Reservoirs. *Journal of Canadian Petroleum Technology*.
- Alamir, A. L., Victor, C. M., & Cesar, P. R. (2019). Desing of a fluid for workover operations in the Gustavo Galindo Oilfield, Ecuador. *ARP Journal of Engineering and Applied Sciences*. Obtenido de [https://www.arpnjournals.org/jeas/research\\_papers/rp\\_2019/jeas\\_0619\\_7782.pdf](https://www.arpnjournals.org/jeas/research_papers/rp_2019/jeas_0619_7782.pdf)
- Berg, C. (2006). Dual Porosity Equation From Effective Medium Theory. *Onepetro* . doi:<https://doi.org/10.2118/101698-MS>
- Caisa, J. L. (2013). ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA EL CAÑONEO SELECTIVO EN LAS. *Universidad Estatal Península De Santa Elena*. Obtenido de <http://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/967>
- Carbon Capture and Storage (Second Edition). (2017). second edition. doi:<https://doi.org/10.1016/B978-0-12-812041-5.00012-X>
- Chalén, L. J. (2023). “Evaluación de las diferentes tecnologías de perforación de pozos petroleros aplicables al campo gustavo galindo velasco”. Obtenido de <https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/10023>
- Chancay, E. E. (2019). *Metodología para reducir el daño de formaciones durante la perforación bajo balance en pozos someros mediante pruebas experimentales en laboratorios*. LA LIBERTAD – ECUADOR. Obtenido de <https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/5144>
- Chandna, A., & Srinivasan, S. (2023). Modeling the Spatial Distribution of Fractures in Shale Reservoirs Using Machine Learning and Geostatistical Methods.

- Coronel, M. C. (2016). Análisis Estructural de la Cuenca Progreso- Secuencias Paleógenas. Obtenido de <https://www.dspace.espol.edu.ec/xmlui/bitstream/handle/123456789/36994/D-CD70186.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Cuesta, E. N. (2018). *Itinerarios geológicos de la costa del Ecuador 4. corte geológico entre Ancón y Anconcito*. Obtenido de [https://www.researchgate.net/publication/327868943\\_ITINERARIOS\\_GEOLOGICOS\\_DE\\_LA\\_COSTA\\_DEL\\_ECUADOR\\_-\\_4\\_CORTE\\_GEOLOGICO\\_EN\\_LOS\\_ACANTILADOS\\_ENTRE\\_ANCON\\_Y\\_ANCONCITO](https://www.researchgate.net/publication/327868943_ITINERARIOS_GEOLOGICOS_DE_LA_COSTA_DEL_ECUADOR_-_4_CORTE_GEOLOGICO_EN_LOS_ACANTILADOS_ENTRE_ANCON_Y_ANCONCITO)
- Díaz, M. L., & Panchana, A. P. (2015). *ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DE INYECCIÓN ALTERNADA DE NITRÓGENO HUFF & PUFF PARA RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO EN POZOS DEL CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO*". LA LIBERTAD – ECUADOR. Obtenido de <http://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/2481>
- Ding, D. Y., Farah, N., Bourbiaux, B., Wu, Y.-S. -S., & Mestiri, I. (2018). Simulation of Matrix/Fracture Interaction in Low-Permeability Fractured Unconventional Reservoirs. *Society of Petroleum Engineers Journal*. doi:<https://doi.org/10.2118/182608-PA>
- Ericok, & Gumrah. (2025). Uncertainty Assessment in Reserve Estimation of a Naturally Fractured Reservoir. *Canadian International Petroleum Conference*. doi:<https://doi.org/10.2118/2005-150>
- Fahad, M. (2013). Simulación del flujo de fluidos y estimación de la producción de yacimientos fracturados naturalmente. doi:<https://doi.org/10.26190/unsworks/16199>
- Gallardo Ferrera, H. E. (2012). Modelo de flujo en yacimientos fracturados. *Universidad Nacional Autónoma de México- TESIUNAM*. Obtenido de <https://hdl.handle.net/20.500.14330/TES01000693431>

- Goins, N. (1 de Mayo de 2000). Reservoir Characterization: Challenges and Opportunities. *Offshore Technology Conference*. doi:<https://doi.org/10.4043/11906-MS>
- González, F. A. (2022). Evolución de la ecuación del balance de materia EBM y su importancia en sistemas de doble porosidad en yacimientos naturalmente fracturados. (U. E. Elena, Ed.) Obtenido de <https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/7718>
- Guiltinan, E., Santos, J. E., Purswani, P., & Hyman, J. D. (2024). pySimFrac: A Python library for synthetic fracture generation and analysis. *Computer & Geosciences* . doi:<https://doi.org/10.1016/j.cageo.2024.105665>
- Hernández, G. A. (s.f.). *Comportamiento del yacimiento II*. Obtenido de Slideshare.net: <https://es.slideshare.net/slideshow/unidad-2-comportamiento-de-yacimientos-ii/41332862>
- Intriago, A. D., & Llumitaxi, A. M. (2024). “*Estudio técnico-económico para la implementación de la unidad no convencional linear rod pump (lrp) en el accionamiento de la bomba convencional de bombeo mecánico en el bloque gustavo galindo velasco*”. LA LIBERTAD, ECUADOR. Obtenido de <https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/11947>
- Kazemi, LS, M., Porterfield, & Zeman. (1976). Numerical Simulation of Water-Oil Flow in Naturally Fractured Reservoirs. *Onepetro*. doi:<https://doi.org/10.2118/5719-PA>
- Keilegavlen, E., Berge, R., Fumagalli, A., Starnoni, M., Stefansson, I., Varela, J., & Berre, I. (2024). PorePy: an open-source software for simulation of multiphysics processes in fractured porous media. *Computers & Geosciences* . doi:<https://doi.org/10.1016/j.cageo.2024.105665>
- Laínez, J. J. (2023). “*Evaluación de las diferentes tecnologías de perforación de pozos petroleros aplicables al campo gustavo galindo velasco*”. LA LIBERTAD, ECUADOR. Obtenido de <https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/10023>

- Lozano, H. J. (2021). EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN MÉTODO DE CONTROL DE AGUA EN UN POZO DEL YACIMIENTO-G9 DEL CAMPO GUAFITA VENEZUELA USANDO EL SOFTWARE WELLFLO. Obtenido de <https://1library.co/document/qmjgx6o5-universidad-estatal-pen%C3%ADnsula-facultad-ciencias-ingenier%C3%ADa-ingenier%C3%ADa-petr%C3%B3leo.html>
- Mayorga-Mayorga, H. S., & Bueno, F. R. (2022). Análisis de Derrames de Petróleo en el Campo Ancón Mediante Sistemas de Información Geográfica. doi:<https://doi.org/10.33333/rp.vol49n1.05>
- Mittermeir, G. M. (2015). Material-balance method for dual-porosity reservoirs with recovery curves to model the matrix/fracture transfer.
- MUÑOZ, K. G., & MUÑOZ, K. G. (2022). *ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA DE LA ESTIMULACIÓN POR FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO (SLICKWATER) PARA MEJORAR LA PRODUCCIÓN DE UN POZO DEL SECTOR DE SANTA PAULA, CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO. LA LIBERTAD, ECUADOR.* Obtenido de <https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/7717>
- Nathaly, O. M., & Anabel, A. L. (2018). Metodología para generar las curvas de presión de formación y presión de fractura mediante un algoritmo a partir de los registros de pozo en el campo Gustavo Galindo Velasco. En Upse. Obtenido de <http://repositorio.upse.edu.ec:8080/jspui/handle/46000/4621>
- Olvera, M. C., & Rodríguez, C. A. (2022). *Aplicación de un modelo analítico para el proyecto piloto de inyección de.* GUAYAQUIL - ECUADOR. Obtenido de <http://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/55628>
- Orrala, F. E. (2000). *Respuestas de las formaciones santo tomás y atlanta del campo ancón al fracturamiento hidráulico, análisis estadístico e indicaciones para el fracturamiento.* GUAYAQUIL – ECUADOR. Obtenido de <http://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/21540>

- Özlen, E. (2004). Evaluación de la incertidumbre en la estimación de reservas de un yacimiento naturalmente fracturado. *Master of Science, Middle East Technical University*. Obtenido de <https://open.metu.edu.tr/handle/11511/14861>
- Pastrana, R. A. (2016). Introducción al modelamiento y simulación de yacimientos fracturados.
- Ramos, A. V. (2013). Modelo de permabilidad relativa en un set de Fracturas Verticales durante un proceso de drenaje gravitacional. En U. N. México. Obtenido de <https://hdl.handle.net/20.500.14330/TES01000692663>
- REYES, S. O. (2025). MODELADO Y SIMULACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIAS, CURVAS INFLOW Y OUTFLOW PARA POZOS DEL BLOQUE GUSTAVO GALINDO VELASCO. Obtenido de <https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/12998>
- Reyes, S. O. (2025). Modelado y simulación del comportamiento de afluencias, curvas inflow y outflow para pozos del bloque Gustavo Galindo Velasco. Obtenido de <https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/12998>
- Rezavala Avilés, G. G., & Yanza Panchana, J. P. (2015). Análisis de pérdida de producción de hidrocarburos por factores geológicos del campo Ancón sección 73. *ESPOL. FICT*. Obtenido de <http://www.dspace.espol.edu.ec/xmlui/handle/123456789/30382>
- Rivera , F. A. (2022). *volución de la ecuación del balance de materia EBM y su importancia en sistemas de doble porosidad en yacimientos naturalmente fracturados*. Trabajo de Titulación: Repositorio Universidad Estatal Península de Santa Elena. Obtenido de <https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/10800>
- Romero, G. M. (2020). Método mejorado para evaluar yacimientos fracturados tipo 1.
- Sarma, P. (2003). New Transfer Functions for Simulation of Naturally Fractured Reservoirs with Dual Porosity Models. Obtenido de <https://purl.stanford.edu/yy435qt2161>

Schechter, T. (s.f.). Naturally Fractured Reservoir Characterization. Society of Petroleum Engineers.

Villarroel, J. F. (2018). Estudio para el incremento de la producción en yacimientos depletados de baja permeabilidad del bloque Gustavo Galindo Velasco mediante fracturamiento hidráulico. *Quito-EPN*. Obtenido de <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/19082>

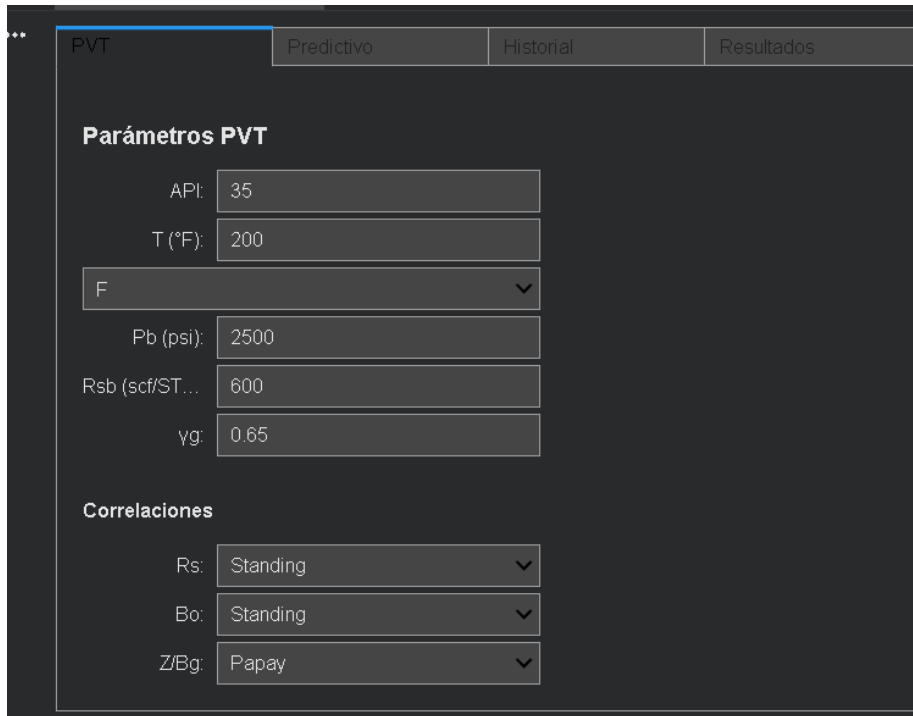
Warren. (1963). The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs . *SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS JOURNAL* . doi:<https://doi.org/10.2118/426-PA>

Zambrano, Y. X., & Cuesta, F. A. (2016). “*Análisis multivariable para la selección de las mejores zonas productivas de la formación santo tomás, sección 68, campo gustavo galindo velasco*”. GUAYAQUIL – ECUADOR. Obtenido de <http://www.dspace.espol.edu.ec/xmlui/handle/123456789/36566>

Zambrano, Y. X., & F. A. (2016). ANÁLISIS MULTIVARIABLE PARA LA SELECCIÓN DE LAS MEJORES ZONAS PRODUCTIVAS DE LA FORMACION SANTO TOMÁS, SECCION 68, CAMPO GUSTAVO GALINDO VELASCO. *Escuela Superior Politécnica del Litoral*. Obtenido de <http://www.dspace.espol.edu.ec/xmlui/handle/123456789/36566>

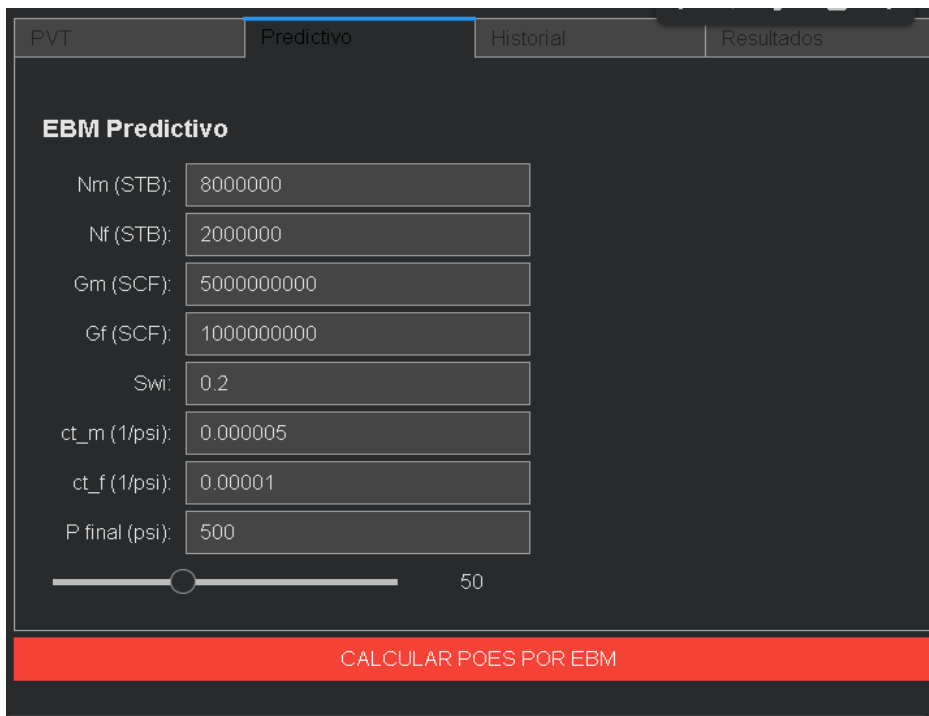
# ANEXOS

## Interfaz del modelo computacional desarrollado



The screenshot shows a software interface for a PVT model. At the top, there are four tabs: 'PVT', 'Predictivo', 'Historial', and 'Resultados'. The 'PVT' tab is active. Below the tabs, the interface is divided into two main sections: 'Parámetros PVT' and 'Correlaciones'. The 'Parámetros PVT' section contains several input fields: 'API:' with the value 35, 'T (°F):' with the value 200, a dropdown menu currently set to 'F', 'Pb (psi):' with the value 2500, 'Rsb (scf/ST...)' with the value 600, and 'yg:' with the value 0.65. The 'Correlaciones' section contains three dropdown menus: 'Rs:' set to 'Standing', 'Bo:' set to 'Standing', and 'Z/Bg:' set to 'Papay'.

Figura 31. Interfaz completa de la herramienta.



The screenshot shows a software interface for an EBM Predictivo model. At the top, there are four tabs: 'PVT', 'Predictivo', 'Historial', and 'Resultados'. The 'Predictivo' tab is active. Below the tabs, the interface is divided into a main section: 'EBM Predictivo'. This section contains several input fields: 'Nm (STB):' with the value 8000000, 'Nf (STB):' with the value 2000000, 'Gm (SCF):' with the value 5000000000, 'Gf (SCF):' with the value 1000000000, 'Swi:' with the value 0.2, 'ct\_m (1/psi):' with the value 0.000005, 'ct\_f (1/psi):' with the value 0.00001, and 'P final (psi):' with the value 500. Below these fields is a horizontal slider bar with a circular knob, and the number '50' is displayed to the right of the bar. At the bottom of the interface, there is a prominent red button with the text 'CALCULAR POES POR EBM'.

Figura 30. Interfaz completa de la herramienta.

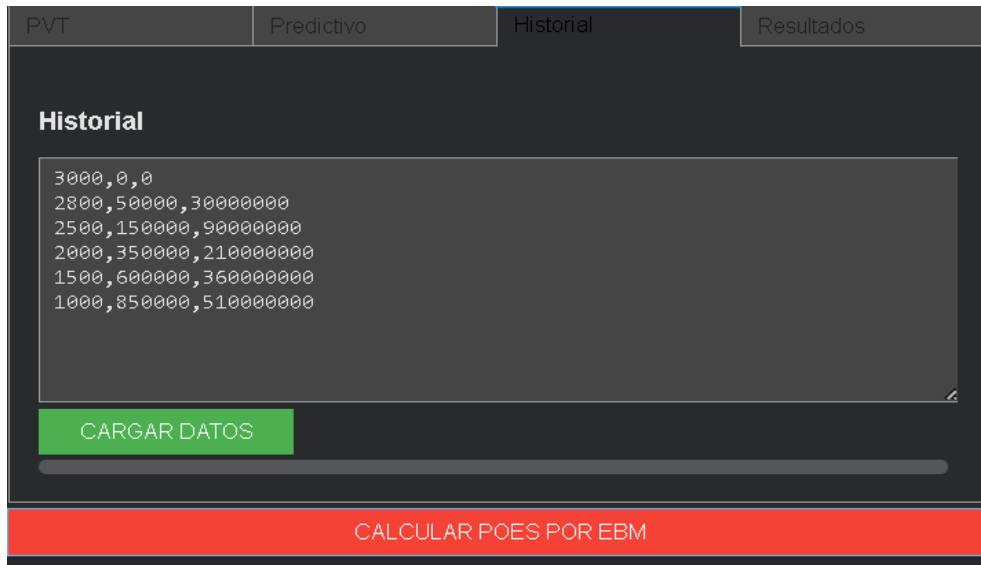


Figura 32. Interfaz completa de la herramient





