



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

**TEMA:**

**“REGRESIÓN POLINOMIAL PARA CURVAS DE DECLINACIÓN EN  
POZOS DEL ORIENTE ECUATORIANO”**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR**

**AUTOR:**

**MERCEDES BEATRIZ GUALE TUMBACO**

**TUTOR:**

**ING. EDISON ANDRÉS BRITO ÁVILA**

**LA LIBERTAD, ECUADOR**

**2025**

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

---

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
CARRERA DE PETRÓLEOS**

**TEMA:**

**“REGRESIÓN POLINOMIAL PARA CURVAS DE DECLINACIÓN EN  
POZOS DEL ORIENTE ECUATORIANO”**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR**

**AUTOR:**

**MERCEDES BEATRIZ GUALE TUMBACO**

**TUTOR:**

**Ing. EDISON ANDRÉS BRITO ÁVILA, MSc.**

**LA LIBERTAD – ECUADOR**

**2025**

# TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

---

**Ing. MARLLELIS GUTIÉRREZ, PhD.**  
DIRECTORA DE CARRERA

---

**Ing. EDISON BRITO ÁVILA, MSc.**  
DOCENTE TUTOR

---

**Ing. JOSÉ VILLEGAS SALABARRÍA, PhD.**  
DOCENTE ESPECIALISTA

---

**Ing. CARLOS MALAVÉ, MSc.**  
DOCENTE DE LA UIC

---

**Ing. DAVID VEGA GONZÁLEZ**  
SECRETARIO DEL TRIBUNAL

## **DEDICATORIA**

Dedico este trabajo a mis padres, hermanos y amigos, que han estado en este proceso brindándome su apoyo, para no desistir y poder cumplir mi anhelada meta, como lo es la culminación de mi carrera universitaria.

A mi mejor amiga, quien, a lo largo de nuestra amistad, me ha apoyado, dándome consejos, animándome para poder culminar esta etapa, que a pesar de la distancia está conmigo y aunque no la vea seguido, sé que puedo contar con ella cuando la necesite.

A un amigo muy especial, quien constantemente me llena de fuerzas para creer en mí y sentirme orgullosa de lo que estoy logrando.

A cada una de las personas que he conocido a lo largo de la carrera, solo me queda darle las gracias por cada palabra, gesto, que han compartido conmigo, gracias por haber creído en mí, cuando a veces ni yo creía en mí, por haberme apoyado y enseñado que todo es posible si te lo propones.

*Mercedes Beatriz Guale Tumbaco*

# CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema **REGRESIÓN POLINOMIAL PARA CURVAS DE DECLINACIÓN EN POZOS DEL ORIENTE ECUATORIANO** elaborado por la estudiante **MERCEDES BEATRIZ GUALE TUMBACO**, egresada de la carrera de Petróleos , de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema anti plagio COMPILATIO, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un **8 %** de la valoración permitida.

 **INFORME DE ANÁLISIS**  
magister

## tesis- Guale Mercedes - copia

**8%**  
Textos sospechosos

**1% Similitudes**  
0% similitudes entre comillas  
0% entre las fuentes mencionadas  
**< 1% Idiomas no reconocidos**  
**6% Textos potencialmente generados por la IA**

Nombre del documento: tesis- Guale Mercedes - copia.docx	Depositante: EDISON ANDRÉS BRITO AVILA	Número de palabras: 6902
ID del documento: d317c896b0e06c88a83dac9d28b1e1677cd448e3	Fecha de depósito: 3/12/2024	Número de caracteres: 44.062
Tamaño del documento original: 177,83 kB	Tipo de carga: interface	
Autores: []	fecha de fin de análisis: 3/12/2024	

Ubicación de las similitudes en el documento:





Firmado electrónicamente por:  
**EDISON ANDRÉS BRITO  
AVILA**

Ing. Edison Andrés Brito Ávila, MSc.

C.I.:

# DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, **Mercedes Beatriz Guale Tumbaco**, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado “**REGRESIÓN POLINOMIAL PARA CURVAS DE DECLINACIÓN EN POZOS DEL ORIENTE ECUATORIANO**”, 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 mi autoría.

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

Atentamente,



---

MERCEDES BEATRIZ GUALE TUMBACO

**Autor de Tesis**

**C.I: 0929011500**

# CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Edison Andrés Brito Ávila

## TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo **REGRESIÓN POLINOMIAL PARA CURVAS DE DECLINACIÓN EN POZOS DEL ORIENTE ECUATORIANO** previo a la obtención del Título de Ingeniera en Petróleos elaborado por la señorita: **Mercedes Beatriz Guale Tumbaco**, egresada 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:  
**EDISON ANDRES BRITO  
AVILA**

---

Ing. Edison Andrés Brito Ávila, MSc.

TUTOR

# CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

## CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

---

Santa Elena, 23 de noviembre del 2024

Yo, **Mónica Isabel Paredes Castro**, Magíster en Educación Básica, con registro de la **SENECYT N° 1023-2024-2904505** por medio del presente certifico que:

Después de revisar y corregir la sintaxis y ortografía del trabajo investigativo titulado **"REGRESIÓN POLINOMIAL PARA CURVAS DE DECLINACIÓN EN POZOS DEL ORIENTE ECUATORIANO"**, elaborado por la estudiante **MERCEDES BEATRIZ GUALE TUMBACO** en su opción al título de **INGENIERA EN PETRÓLEOS** en la Universidad Estatal Península de Santa Elena, puedo afirmar que el trabajo está apto para ser defendido.

Sin otro particular.



Estimado electrónicamente por:  
MÓNICA ISABEL  
PAREDES CASTRO

**Lic. Mónica Paredes Castro, M.Sc.**

C.I: 0605353143

Celular: 0969917044

Correo: misabelp1017@gmail.com

## **AGRADECIMIENTOS**

A mis padres, por haberme apoyado cuando lo necesitaba, económica y moralmente, a pesar de todo, por la paciencia que me han tenido a lo largo de mis estudios.

Agradezco a cada uno de los docentes, que a lo largo de la carrera me han brindado sus conocimientos y apoyo para poder terminar mi formación profesional, por sus consejos para no desistir cuando sentía que no iba a poder culminar la carrera, por ser más amigos que docentes en su momento.

A la Universidad Estatal Península de Santa Elena, por haberme abierto las puertas para empezar y culminar mi formación académica, por creer en mí y haberme dado la oportunidad de culminar esta meta.

A mi tutor por guiarme en la elaboración de mi trabajo investigativo, por ser un mentor fundamental a lo largo de mi carrera universitaria y por haberme brindado el apoyo para desarrollarme profesionalmente.

A cada amistad que hice a lo largo de la carrera, gracias por compartir su tiempo conmigo, aconsejándome, motivándome, les estaré muy agradecida siempre.

# CONTENIDO

**Pág.**

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN .....	ii
DEDICATORIA.....	iii
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO .....	iv
DECLARACIÓN DE AUTORÍA .....	v
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	vi
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA.....	vii
AGRADECIMIENTOS.....	viii
CONTENIDO.....	ix
LISTA DE FIGURAS .....	xiii
LISTA DE TABLAS .....	xv
RESUMEN.....	xvi
ABSTRACT .....	xvii
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN.....	18
1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN .....	18
1.2 ANTEDECENTES .....	18
1.3 HIPÓTESIS .....	19
1.4 OBJETIVOS .....	20
1.4.1 Objetivo General.....	20

1.4.2	Objetivos Específicos.....	20
1.5	ALCANCE.....	20
1.6	VARIABLES.....	21
1.6.1	Variables Dependientes.....	21
1.6.2	Variables Independientes.....	21
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO.....		22
2.1	DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO “XYZ”.....	22
2.1.1	Generalidades del campo.....	22
2.1.2	Estratigrafía de la cuenca ecuatoriana.....	22
2.1.3	Ubicación del campo XYZ.....	28
2.1.4	Antecedentes.....	29
2.2	PARÁMETROS UTILIZADOS.....	30
2.2.1	Permeabilidad.....	30
2.2.2	Densidad.....	31
2.2.3	Factor volumétrico.....	31
2.2.4	Viscosidad.....	31
2.2.5	Daño de formación.....	31
2.2.6	Gravedad API.....	32
2.2.7	Gravedad específica del petróleo.....	32
2.3	LITOGÍA DE LAS FORMACIONES DEL CAMPO XYZ.....	32
2.4	CARACTERÍSTICAS DE LAS FORMACIONES DEL CAMPO XYZ.....	34
2.5	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN.....	35

2.6	CURVAS DE DECLINACIÓN.....	37
2.7	MODELOS DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN. ....	38
2.7.1	Modelos Arps. ....	38
2.7.2	Modelo Arps Modificado .....	39
2.8	MODELOS DE REGRESIÓN. ....	42
2.8.1	Modelo de regresión lineal. ....	42
2.8.2	Modelo de regresión lineal múltiple.....	42
2.8.3	Modelo de regresión logística.....	42
2.8.4	Modelo de regresión polinomial.....	43
2.9	Método de Gauss Jordan.....	44
2.10	Editor de código- VS Code. ....	44
2.11	Lenguaje de Programación-Python. ....	46
2.11.1	librerías en Python.....	47
CAPÍTULO III: METODOLOGÍA.....		48
3.1	TIPO DE INVESTIGACIÓN .....	48
3.1.1	Método de la Investigación.....	48
3.2	POBLACIÓN Y MUESTRA.....	48
3.2.1	Población .....	48
3.2.2	Muestra .....	49
3.1	PROCEDIMIENTO .....	49
3.1.1	Procedimiento del trabajo.....	50
3.1.2	Código del programa .....	50

CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS .....	62
4.1 POZO XYZ-1. ....	62
4.1.1 Métodos utilizados – Caso 1.....	63
Exponencial. ....	63
Exponencial modificado .....	64
4.2 POZO XYZ-2. ....	65
4.2.1 Métodos Utilizados – Caso 2.....	66
Hiperbólico .....	66
Hiperbólico modificado.....	67
CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	69
5.1 CONCLUSIONES.....	69
5.2 RECOMENDACIONES.....	70
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICA .....	71
ANEXO A. ....	75
ANEXO B .....	77
ANEXO C .....	79

# LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Columna estratigráfica de la Cuenca Oriente.....	23
Figura 2. Ubicación del campo XYZ. ....	28
Figura 3. Mapa Geopolítico Del Campo XYZ. ....	29
Figura 4 Columna estratigráfica del campo XYZ. ....	34
Figura 5. Producción promedio diaria (BPD) 2012 – 2022.....	37
Figura 6. Matriz de Gauss-Jordan para obtener caudal inicial, $q_i$ .....	44
Figura 7. Visualización del software Visual Studio Core .....	45
Figura 8. Librerías utilizadas en Python.....	47
Figura 9. Librerías para la interfaz gráfica y los cálculos a realizar.....	50
Figura 10. Funciones para el programa. ....	51
Figura 11. Código para la creación de la pantalla principal. ....	52
Figura 12. Pantalla de inicio del programa.....	53
Figura 13. Pantalla principal.....	53
Figura 14. Sección de formulas .....	54
Figura 15. Código del Método exponencial .....	55
Figura 16. Código del método exponencial modificado .....	56
Figura 17. Código método hiperbólico.....	57
Figura 18. Código del método hiperbólico modificado.....	58

Figura 19. Botones del programa .....	58
Figura 20. Tabla de los datos calculados.....	59
Figura 21. Código de la tabla de unidades.....	59
Figura 22. Pantalla donde se visualizará la respectiva curva de declinación. ....	60
Figura 23. Código del apartado gráfica. ....	60
Figura 24. Gráfica del historial de producción ingresado. ....	61
Figura 25. Producción Promedio anual vs tiempo del pozo XYZ-1. ....	62
Figura 26. Predicción de Producción Q vs tiempo. ....	63
Figura 28. Predicción de producción vs Tiempo.....	64
Figura 29. Comparación de Predicción de Producción vs tiempo por los modelos de Arps y Arps Modificado.....	64
Figura 30. Producción Promedio anual (bbl/d) vs Tiempo del pozo XYZ-2. ....	65
Figura 31. Predicción Producción promedio anual (bbl/d) vs tiempo, método hiperbólico, pozo XYZ-2.....	67
Figura 32. Predicción Promedio Anual vs Tiempo, método hiperbólico modificado, pozo XYZ-2.....	67
Figura 33. Comparación de Predicción de Producción vs tiempo por los modelos de Arps y Arps Modificado.....	68
Figura 27. factor de forma para varias áreas de drenaje con un solo pozo.....	79

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Profundidades de los reservorios del campo XYZ.....	33
Tabla 2. Características de las Formaciones del Campo XYZ.....	35
Tabla 3 Producción promedio diaria (BPD) por el campo XYZ periodo 2012-2022 ....	36
Tabla 4. Propiedades Petrofísicas del pozo XYZ-1.....	63
Tabla 5. Propiedades Petrofísicas del pozo XYZ-2.....	66
Tabla 6. producción promedio anual (bbl/d) y (m <sup>3</sup> std/d) del pozo xyz-1.....	75
Tabla 7. Producción Promedio anual vs Tiempo del pozo xyz-1, exponencial modificado. .....	76
Tabla 8. Historial de Producción promedio anual en (bbl/d) y (m <sup>3</sup> std/d) del pozo xyz- 2. ....	77
Tabla 9. Producción Promedio Anual vs Tiempo del pozo xyz-2, hiperbólico modificado. .....	78

# “REGRESIÓN POLINOMIAL PARA CURVAS DE DECLINACIÓN EN POZOS DEL ORIENTE ECUATORIANO”

**Autor:** Guale Tumbaco Mercedes Beatriz

**Tutor:** Ing. Edison Andrés Brito Ávila, MSc.

## RESUMEN

El objetivo de este estudio se basa en diseñar una solución al momento de calcular el caudal mediante un algoritmo informático aplicando regresión polinomial, permitiendo el análisis de las curvas de declinación de producción usando los modelos tradicional y modificado de Arps en pozos del oriente ecuatoriano. La metodología de este estudio comienza con una revisión exhaustiva de la literatura relacionada con los modelos de Arps (tradicional y modificado) y regresión polinomial. Para el desarrollo del algoritmo que agilice los cálculos iniciales del caudal, se ajustó un modelo regresión polinomial de cuarto orden a una serie de datos históricos de producción con el fin de determinar un valor para las tasas futuras de producción, al integrar el modelo de regresión en un programa informático llamado “Predicción de tasa” desarrollado con el lenguaje de programación Python, se empleó el algoritmo de Gauss-Jordan para resolver las constantes desconocidas. Para el análisis las curvas de declinación de producción de dos pozos ubicados en el Oriente Ecuatoriano, denominados Pozo XYZ-1 y Pozo XYZ-2, se utilizan tanto las ecuaciones empíricas desarrolladas por Arps como sus versiones modificadas, en la cual se realizaron proyecciones de la declinación de producción para los próximos 10 años en estos dos pozos del Campo XYZ. Llegando a la conclusión de que utilizando regresión polinomial junto con los modelos de Arps (tradicional y modificado), se puede crear las curvas de predicción para las tasas futuras.

**PALABRAS CLAVE:** regresión polinomial, curva de declinación, modelos de Arps, tasas de producción.

# **“POLYNOMIAL REGRESSION FOR DECLINE CURVES IN EASTERN ECUADORIAN WELLS”**

**Autor:** Gualumbaco Mercedes Beatriz

**Tutor:** Ing. Edison Andrés Brito Ávila, MSc.

## **ABSTRACT**

The objective of this case study is based on designing a solution when calculating the flow rate through a computer algorithm applying polynomial regression, allowing the analysis of production decline curves using traditional and modified Arps models in eastern Ecuadorian wells.

The methodology of this study begins with an exhaustive review of the literature related to the Arps models (traditional and modified) and polynomial regression. For the development of the algorithm to speed up the initial flow rate calculations, a fourth order polynomial regression model was fitted to a series of historical production data in order to determine a value for future production rates, by integrating the regression model into a computer program, the Gauss-Jordan algorithm was used to solve for the unknown constants.

For the analysis of the production decline curves of two wells located in the Ecuadorian Oriente, called Well XYZ-1 and Well XYZ-2, both the empirical equations developed by Arps and their modified versions were used, in which projections of the production decline for the next 10 years in these two wells of the XYZ field were made.

It was concluded that by using polynomial regression together with the Arps models (traditional and modified), prediction curves for future rates can be created.

**KEYWORDS:** Polynomial regression, decline curve, Arps models, Production rates.

# CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

## 1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

El principal desafío que enfrentan los pozos de petróleo durante su vida útil es la caída de presión, lo que ocasiona que la producción disminuya, significando una baja en el factor de recobro.

Prever el rendimiento futuro de un sistema de producción implica evaluar la tasa de producción del yacimiento.

Los métodos convencionales para la determinación del caudal inicial llevan su tiempo, por lo que se propone la utilización de un sistema computacional que agilice el proceso, para poder predecir las tasas futuras de producción.

## 1.2 ANTEDECENTES

Arps, (1945) elaboró ecuaciones de curvas de declinación con el propósito de analizar la disminución de la producción tanto de pozos como en general el yacimiento, y, también la constante de la tasa de disminución que es utilizado para el pronóstico de producción. Por aquello, se estableció tres tipos de curvas de declinación: exponencial, hiperbólico y armónico.

Olalekan Keshinro et al., (2018) desarrollaron un método para establecer una relación entre una variable y todas sus variables dependientes mediante un enfoque de análisis dimensional para integrar las propiedades del yacimiento en la ecuación de Arps, dando nuevos modelos de Arps (Arps modificado) siendo una calibración más dependiente de la física del yacimiento que servirá como herramienta de diálogo para determinar los daños del yacimiento.

Tomalá Gutiérrez, (2020) aplicó las curvas de declinación de producción de Arps y Arps modificado en 2 pozos del Campo Gustavo Galindo, ANC1260 y ANC1270, para analizar la declinación de producción a fin de determinar el método que más se ajuste a la realidad de la producción del pozo, a partir de los datos de producción y yacimiento utilizando el software OFM para obtener con mayor precisión y que siga el comportamiento real de la producción del pozo.

Chinedu Okologume & Omonusi, (2022) empleó el uso de análisis de curvas de declinación y un modelo de regresión polinómica para predecir tasas de producción futuras, ajustando un modelo de regresión polinómica de cuarto orden a una serie de datos históricos de producción mediante un algoritmo informático propuesto.

Catuto & Montero, (2021) realizaron un software de análisis de curvas de declinación mediante parámetros de producción, para estimar las reservas remanentes hasta alcanzar el límite económico de los pozos petroleros, basados en una herramienta informática OPAS, donde utilizaron datos de producción de los pozos de petróleo del campo Tetete-Tapi del Oriente ecuatoriano.

### **1.3 HIPÓTESIS**

Mediante este estudio, se busca desarrollar una solución que permita abordar los obstáculos al momento de calcular el caudal inicial mediante un algoritmo que agilice el proceso y permita realizar el análisis de las curvas de declinación de producción de los modelos de Arps y Arps modificado.

- Hipótesis nula:

¿No se puede desarrollar un modelo de curvas de declinación mediante regresión polinomial para predecir el comportamiento futuro de producción en pozos del oriente ecuatoriano?

- Hipótesis alternativa:

¿Se puede desarrollar un modelo de curvas de declinación mediante regresión polinomial para predecir el comportamiento futuro de producción en pozos del oriente ecuatoriano?

## **1.4 OBJETIVOS**

### **1.4.1 Objetivo General.**

- Generar curvas de declinación mediante un modelo de regresión polinomial para predecir las tasas futuras de producción de hidrocarburos en pozos del oriente ecuatoriano.

### **1.4.2 Objetivos Específicos.**

- Identificar las propiedades y características de las variables que intervienen en las curvas de declinación y pueden ser modelados mediante regresión polinomial.
- Generar un algoritmo para la obtención de curvas de declinación de Arps y Arps modificado mediante el uso de regresión polinomial.
- Evaluar los resultados obtenidos por el modelo con regresión polinomial en contraste con los métodos de Arps.

## **1.5 ALCANCE**

El estudio relacionado con el Campo “XYZ”, se encuentra localizado en el oriente ecuatoriano, los métodos que se desean utilizar nos permitirán analizar el comportamiento de la tasa de producción a lo largo del tiempo, el cual se realizará mediante el uso de un algoritmo computacional, que facilite y agilice el cálculo del caudal inicial para predecir las tasas futuras de producción del pozo y el análisis de la curva de declinación de producción de los pozos del oriente ecuatoriano.

Mediante este estudio se plantea determinar qué modelo es el más adecuado (exponencial, armónico e hiperbólico), para prever las tasas de producción de los pozos del campo antes mencionado, durante su vida útil. Sin embargo, para realizar todo esto, es necesario primero determinar el caudal inicial del pozo.

Para ello, en el cálculo del caudal inicial, nos ayudaremos de un algoritmo computacional, utilizando el lenguaje de programación Python, y modelo de regresión polinomial de cuarto orden, junto con el método de eliminación de Gauss- Jordan, para su respectivo cálculo y así poder obtener las curvas de declinación de Arps y Arps modificado.

También por medio de regresión polinomial identificar cuáles son las características de las variables que intervienen en las curvas de declinación, para luego analizar los resultados adquiridos por el modelo de regresión polinomial junto con las ecuaciones de Arps y Arps modificado.

Este procedimiento nos ayudará con la implementación de nuevas técnicas de recuperación en un tiempo adecuado y así poder estabilizar la tasa de declinación y poder anticipar el comportamiento de la producción.

## **1.6 VARIABLES**

### **1.6.1 Variables Dependientes.**

- Métodos de curvas de declinación.
- Tasa de producción futura.

### **1.6.2 Variables Independientes.**

- Histórico de producción del pozo.
- Caudal inicial.
- Parámetros petrofísicos.
- Tiempo de producción.

## **CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO**

### **2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO “XYZ”**

#### **2.1.1 Generalidades del campo.**

La empresa pública ecuatoriana Petroamazonas EP dedicada a la exploración y producción de hidrocarburos, es operadora de 20 bloques, 17 ubicados en la Cuenca Oriente del Ecuador y 3 en la zona del Litoral (Falcón, 2017).

El campo de estudio XYZ consta de dos estaciones de fiscalización:

- CPF (Central de Facilidades de Producción)
- LPF (Limoncocha de Facilidades de Producción)

La estación CPF (Central de Facilidades de Producción) es el más grande del campo a comparación de la estación Limoncocha que es denominada como una miniestación (López Jessica, 2019).

#### **2.1.2 Estratigrafía de la cuenca ecuatoriana.**

La estratigrafía de la Cuenca Oriente está conformada por varias formaciones geológicas que son ricas en hidrocarburos, en la figura 1 que se encuentra a continuación se puede observar las principales características y las diferentes etapas progresivas de la cuenca (Jairo G. Bustos Cedeño, 2012).

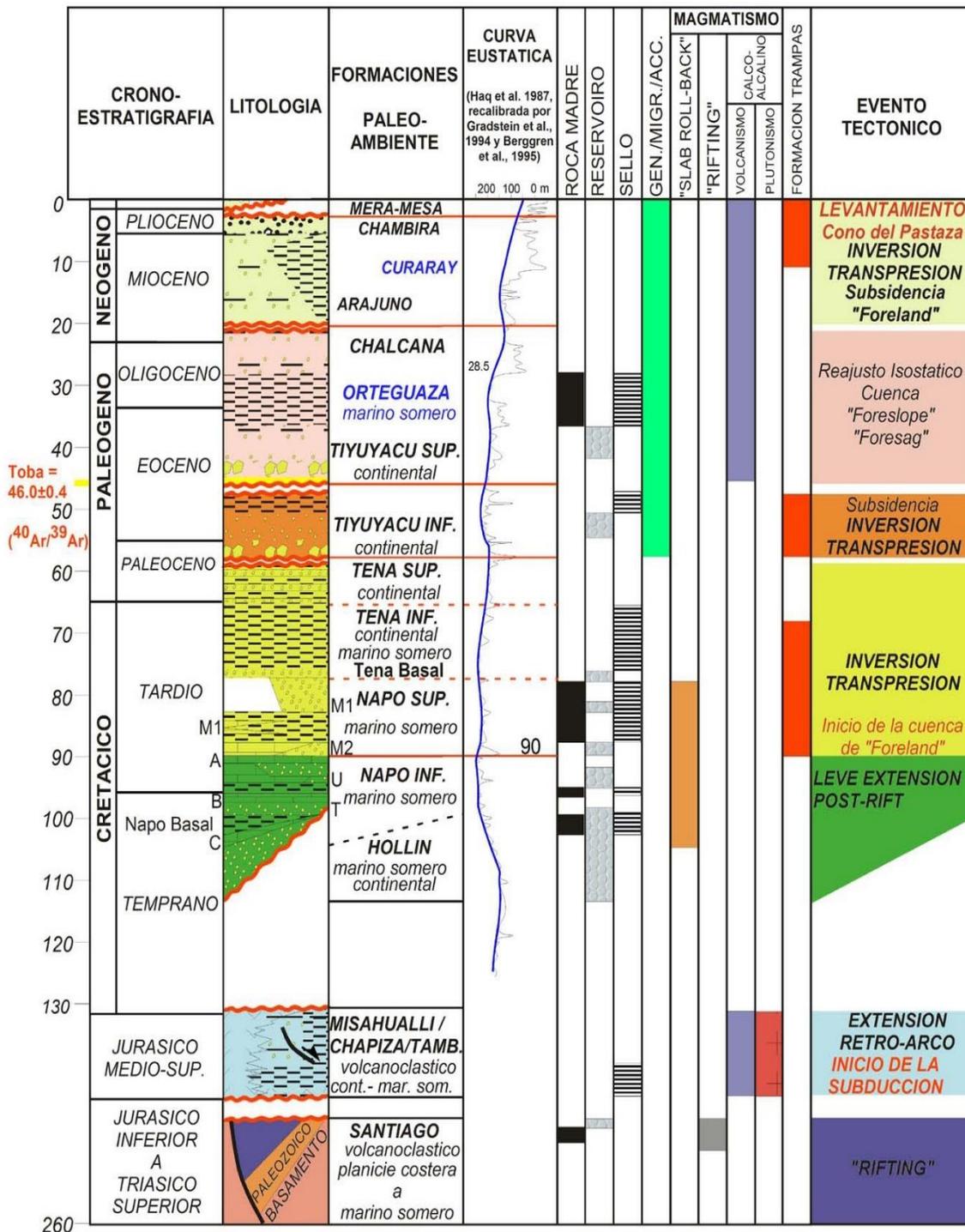


Figura 1. Columna estratigráfica de la Cuenca Oriente, (Baby, 2004).

## **Cretácico**

- **Formación Hollín.**

Es una de las formaciones geológicas más importantes debido a su potencial hidrocarburífero. Esta formación se encuentra principalmente compuesta por areniscas y se ha subdividido en dos miembros: Hollín Principal y Hollín Superior.

La formación Hollín se encuentra sobre la formación Yaupi con una inclinación angular, y presenta una discontinuidad angular sobre la formación Chapiza (Pre-Cretácico) al oeste de la cordillera de Cutucú. En la parte superior, la formación Hollín tiene un contacto continuo con la arenisca Napo basal (Esteban et al., 2010).

- **Formación Napo.**

La formación Napo es conocida por su diversidad de rocas, en esta formación se encuentran capas alternadas de areniscas cuarzosas, que a menudo contienen glauconita, junto con calizas bioclásticas que pueden estar bioturbadas o no. También hay lutitas laminadas y margas, todas depositadas en una plataforma marina poco profunda (Ramírez Aguilar Diana, 2007).

La formación Napo se la ha dividido en los siguientes miembros:

- Miembro Arenisca Basal.
- Miembro Caliza C.
- Miembro Lutitas T.
- Miembro Arenisca T.
- Miembro Caliza B.
- Miembro Lutita U.
- Miembro Arenisca U.
- Miembro Caliza A.
- Miembro Arenisca M-2.
- Miembro Caliza M-2.
- Miembro Caliza M-1.
- Miembro Lutita M-1.
- Miembro Limolita M-1.

- Miembro Arenisca M-1 Inferior.
- Miembro Arenisca M-1 Superior.
- Miembro Arenisca Tena Basal.

- **Formación Tena.**

Se trata de una serie de sedimentos rojos, como arcillas, areniscas y conglomerados, que se depositaron en un entorno continental. Estos sedimentos son el resultado del levantamiento y la erosión de la Cordillera Real (Ramírez Aguilar Diana, 2007).

Se divide en:

- Tena inferior.
- Tena superior.

## **Cenozoico**

- **Formación Tiyuyacu.**

Esta formación geológica se compone de dos partes distintas, en Tiyuyacu inferior, encontramos arenas conglomeráticas o conglomerados, en Tiyuyacu superior, hay sedimentos de grano fino, como lutitas y arcillas, con capas delgadas de arena. Los conglomerados contienen fragmentos de rocas que van desde subredondeados a redondeados, y están formados principalmente por cherts, cuarzo lechoso y cuarcitas (Ramírez Aguilar Diana, 2007).

- **Formación Ortegua.**

Esta formación está compuesta por una mezcla de areniscas grises y verdes, junto con lutitas que varían del gris-verde al negro. También hay algunos niveles de areniscas glauconíticas, todo esto se depositó en un ambiente marino (Ramírez Aguilar Diana, 2007).

## **Neógeno y Cuaternario**

- **Formación Chalcana.**

La formación Chalcana está compuesta por sedimentos continentales, principalmente lutitas de colores variados con yeso. La parte inferior de esta formación es equivalente a la formación Ortegua en sus facies continentales (Esteban et al., 2010).

- **Formación Arajuno.**

La formación Arajuno se encuentra sobre la formación Chalcana y tiene un contacto en “onlap” con la formación Chambira en la parte superior. Está compuesta por areniscas y lentes de conglomerados (Ramírez Aguilar Diana, 2007).

Se divide en tres partes:

1. Parte inferior: areniscas con lentes de guijarros y algunos conglomerados, intercalados con arcillas bentónicas.
2. Parte media: arcillolitas rojas con yeso en la base y tobas hacia la parte superior.
3. Parte superior: arenas con arcillas ligníticas y vetas de carbón.

- **Formación Chambira.**

Se compone principalmente de capas alternadas de conglomerados, que contienen numerosos troncos silicificados. Además, presenta niveles de areniscas tobáceas y arcillas intercaladas (Esteban et al., 2010).

- **Formación Curaray.**

Esta formación data del Mioceno Superior - Plioceno Inferior, está compuesta por arcillas de varios colores, que van desde el gris claro hasta el gris azulado y tonos rojizos. En algunos lugares, se encuentran capas de yeso y niveles de areniscas de grano fino a medio (Ramírez Aguilar Diana, 2007).

- **Formación Mesa.**

Esta formación consiste en una serie de terrazas superpuestas que han sido fuertemente erosionadas. Estas terrazas están compuestas por depósitos clásticos de tamaño medio a

grueso, que se originaron en los flancos orientales de la Cordillera Real (Esteban et al., 2010).

- **Formación Mera**

Esta formación constituye un importante abanico de piedemonte, está compuesta por conglomerados con capas intercaladas de materiales piroclásticos en la parte más cercana al abanico, que están asociados a las erupciones de los volcanes Sumaco y Reventador (Esteban et al., 2010). Las arenas y arcillas de la formación Mera están vinculadas a la última fase del Levantamiento Andino, esta formación se encuentra en discordancia sobre la formación Mesa. Ambas formaciones, Mesa y Mera, marcan la etapa final del relleno de la cuenca de antepaís (Ramírez Aguilar Diana, 2007).

### 2.1.3 Ubicación del campo XYZ.

El campo XYZ está ubicado en la región Amazónica Ecuatoriana, entre las provincias de Sucumbíos y Francisco de Orellana, a 25 km de la parroquia Limoncocha de Nueva Loja del cantón Shushufindi (López Jessica, 2019).

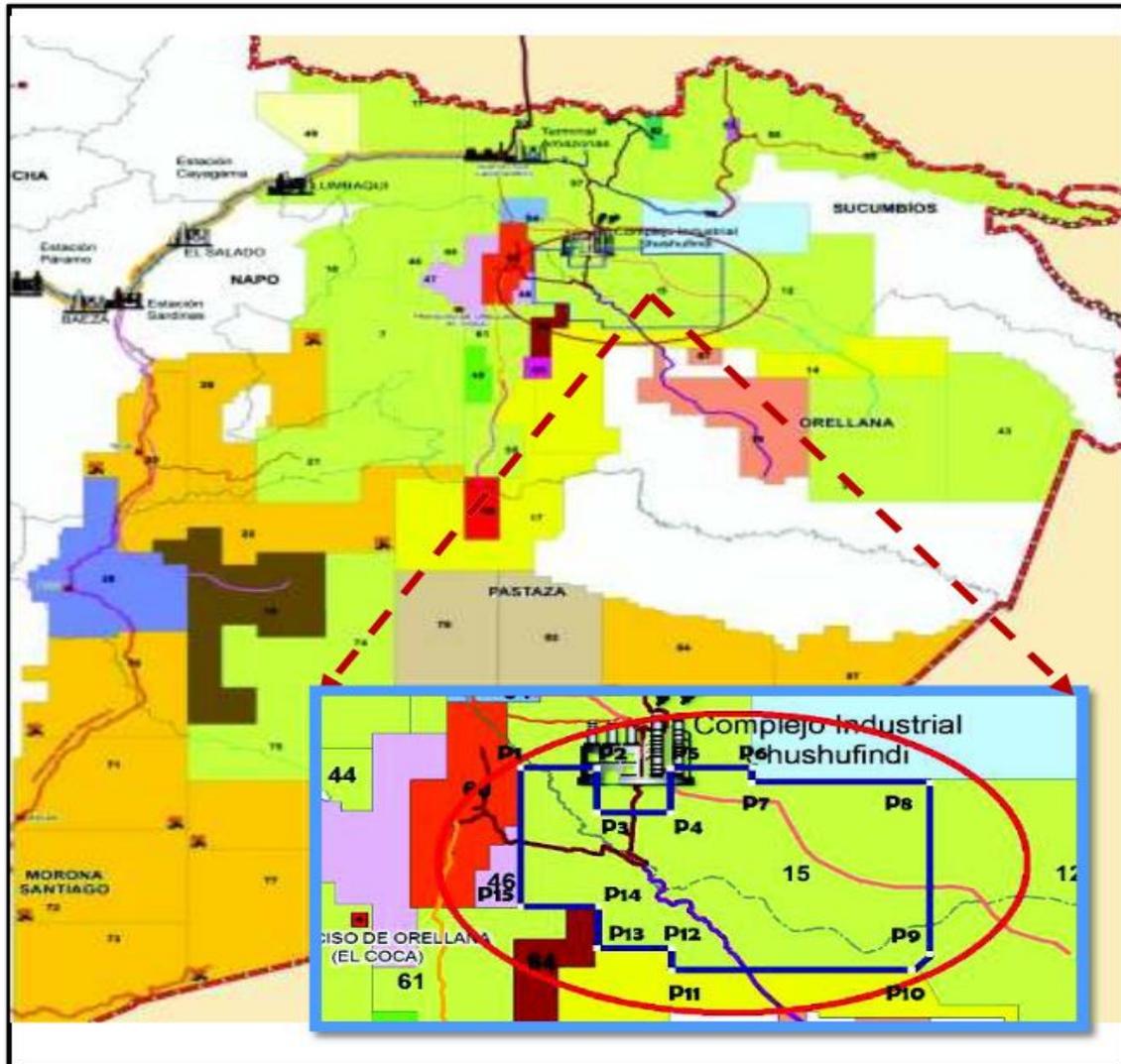


Figura 2. Ubicación del campo XYZ, (Orozco Itacuar, 2019).

Las delimitaciones del campo XYZ son las siguientes:

- **Norte:** bloque 57 (Shushufindi Libertador) operado por Petroamazonas EP y bloque 62 (Tarapoa) operado por Andes Petroleum Ecuador.
- **Sur:** bloque 64 (Palanda-Yuca Sur) operado por Consorcio Palanda Yuca-Sur y bloque 14 (Nante) operado por Petroamazonas Ep.



del campo Yuturi, siendo este un pozo exploratorio, pasando a ser un campo compartido con Petroecuador (Orozco Itacuar, 2019).

Para el año 2012, ocurrió una división de áreas entre los bloques (Edén y Yuturi) que formaron parte del bloque 12, a mediados del año 2016 la producción del bloque declinó, hasta noviembre del mismo año recupero su producción con 100.000 barriles diarios de crudo. En el año 2019 la producción del bloque decayó con una producción de 21.000 barriles diarios de crudo, sin embargo, estos valores fueron de gran contribución al Estado Ecuatoriano (López Jessica, 2019) .

## 2.2 PARÁMETROS UTILIZADOS

Estos son algunos de los parámetros que se utilizan en este caso de estudio:

### 2.2.1 Permeabilidad.

La permeabilidad es la capacidad de una roca para permitir que los fluidos, como el agua o el petróleo, pasen a través de sus poros conectados. Lo importante es que estos túneles no se bloqueen ni se dañen mientras los fluidos se mueven.

La permeabilidad mide qué tan bien una roca puede conducir fluidos. Es una de las propiedades más cruciales cuando se trata de yacimientos de petróleo y gas, porque determina cuán fácil es extraer estos recursos. La unidad más común para medir la permeabilidad es el milidarcy (Erica et al., 2018).

$$k = \frac{q\mu L}{A\Delta P}$$

Donde:

q = magnitud del flujo (cm<sup>3</sup>/s).

k =permeabilidad (Darcys).

A= área total de la sección transversal (cm<sup>2</sup>).

μ= viscosidad del fluido (centipoise).

L= distancia que recorre el fluido (cm).

$\Delta$ =diferencia de presión en L, (-), (atm).

### **2.2.2 Densidad.**

La densidad es una medida de cuánta masa hay en un determinado volumen, es como comparar el peso de diferentes materiales en el mismo espacio. Por ejemplo, la densidad de las rocas se suele expresar en gramos por centímetro cúbico ( $\text{g/cm}^3$ ), mientras que, en el campo petrolero, la densidad del lodo de perforación se mide en libras por barril (Schlumberger, n.d.)

### **2.2.3 Factor volumétrico.**

El factor volumétrico del petróleo ( $B_o$ ) es una forma de medir cómo cambia el volumen del petróleo desde el yacimiento hasta la superficie. En el yacimiento, el petróleo está bajo mucha presión y temperatura, lo que hace que ocupe más espacio, cuando se extrae y llega a la superficie, la presión y la temperatura son menores, y el petróleo se contrae y ocupa menos espacio (Stefannía et al., 2017).

### **2.2.4 Viscosidad.**

La viscosidad es una medida de cuán “espeso” o “pegajoso” es un fluido, es como la fricción interna dentro del fluido que hace que sea más difícil para él cambiar de forma y moverse. Esta propiedad es importante porque afecta cómo se mueve el fluido a través de los pequeños poros de una roca en un yacimiento. Además, la viscosidad puede cambiar dependiendo de la presión y la temperatura. Por ejemplo, el petróleo puede volverse más espeso (más viscoso) a bajas temperaturas y menos viscoso a altas temperaturas (Stefannía et al., 2017).

### **2.2.5 Daño de formación.**

El daño de formación ocurre cuando algo impide que los fluidos fluyan naturalmente a través de la roca en un yacimiento, esto puede ser causado por factores naturales o por actividades humanas, como la perforación o el mantenimiento del pozo, cuando esto sucede, la capacidad del pozo para producir o inyectar fluidos disminuye, lo que puede

afectar su productividad. Este tipo de daño puede ocurrir en cualquier momento durante la vida del pozo, ya sea durante la perforación, el completamiento, la producción, la estimulación, el cierre temporal del pozo o las operaciones de reacondicionamiento (Forero G. Angélica M., 2016).

### **2.2.6 Gravedad API.**

La gravedad API es una forma de medir cuán denso es el petróleo comparado con el agua, bajo las mismas condiciones de presión y temperatura. Esta medida nos ayuda a clasificar los diferentes tipos de petróleo crudo y sus derivados, conocidos como hidrocarburos. Dependiendo de su densidad, el petróleo puede ser clasificado desde superligero hasta extrapesado (Rueda-Beaurregard et al., n.d.).

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{\gamma} - 131.5$$

Donde:

$\gamma$  = gravedad específica del petróleo a 60°F (15.6°C).

### **2.2.7 Gravedad específica del petróleo.**

La gravedad específica es una medida importante que nos ayuda a entender la calidad del petróleo crudo, compara la densidad de un líquido con la del agua, bajo las mismas condiciones de presión y temperatura, esta medida nos ayuda a determinar la calidad del crudo y su valor comercial (León Pabon Jhon Alexander, 2013).

## **2.3 LITOGÍA DE LAS FORMACIONES DEL CAMPO XYZ**

La litología del campo XYZ, esta detallada a continuación, en la tabla 1 en el cual las profundidades se muestran en pies (MD Y TVD) a cada una de las formaciones.

Tabla 1. Profundidades de los reservorios del campo XYZ, (López Jessica, 2019).

<b>Formación/Reservorio</b>	<b>MD (ft)</b>	<b>TVD (ft)</b>
Chalcana Inferior	2117,20	2085,00
Orteguaza	5660,88	54417,00
Tiyuyacu	6547,81	6250,00
Tiyuyacu Conglomerado	7769,16	7396,00
Tena	8425,07	8006,00
Napo	9262,16	8766,00
Caliza M-1	9628,36	9094,00
Caliza M-2	9853,99	9301,00
Caliza A	9982,04	9420,00
Arenisca U superior	10044,05	9478,00
Arenisca U media	10086,67	9518,00
Arenisca U inferior	10148,27	9576,00
Base Arenisca U inferior	10194,85	9620,00
Caliza B	10236,06	9659,00
Arenisca T superior	10285,51	9706,00
Arenisca T principal	10409,16	9824,00
Lutita Napo inferior	10449,85	9863,00
Caliza C	10542,39	9952,00

En la figura 4 se muestra la columna estratigráfica del campo de estudio.

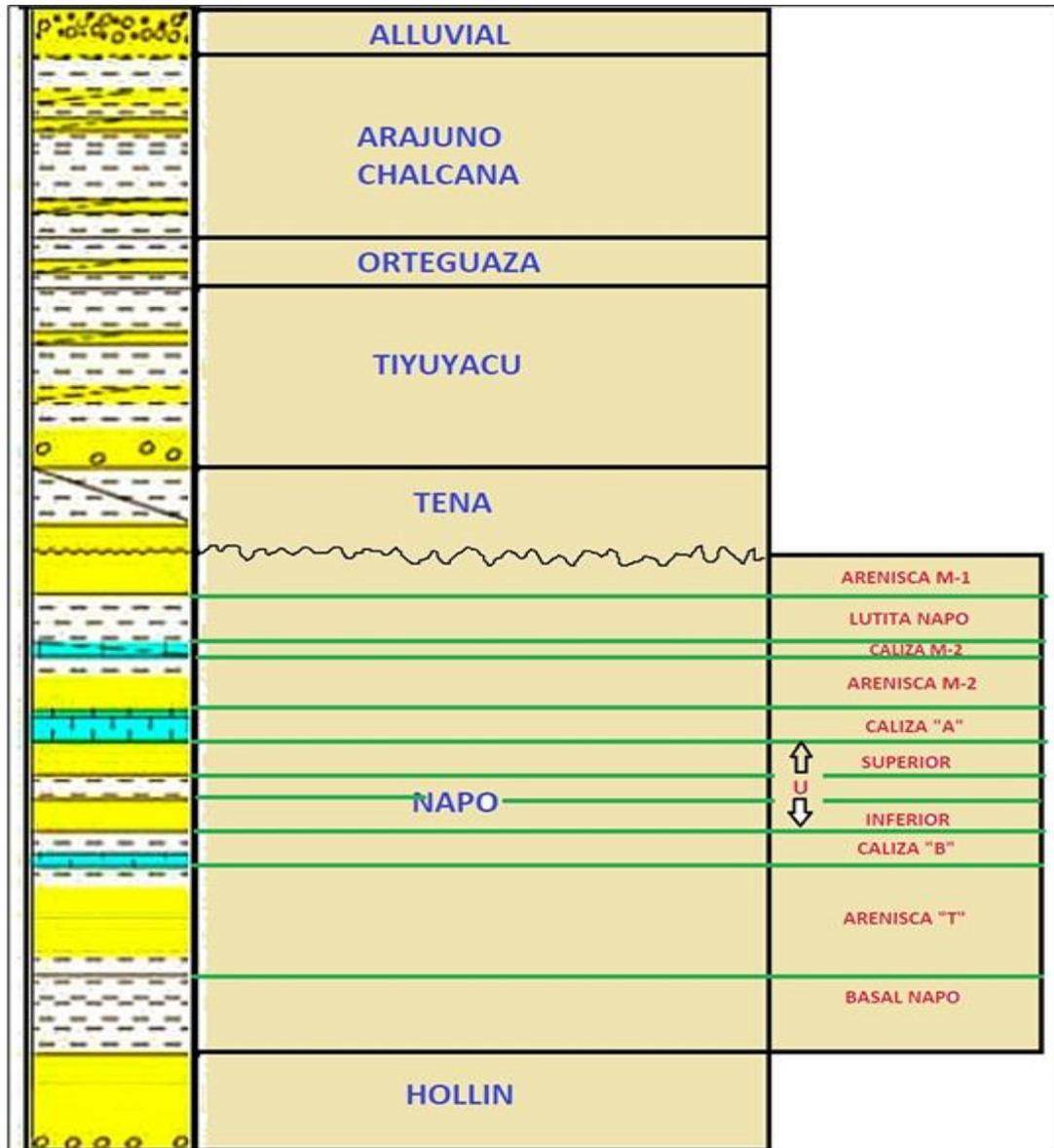


Figura 4. Columna estratigráfica del campo XYZ, (López Jessica, 2019).

## 2.4 CARACTERÍSTICAS DE LAS FORMACIONES DEL CAMPO XYZ

En la tabla 2 se muestra las diferentes formaciones del campo XYZ con sus respectivas características.

Tabla 2. Características de las formaciones del campo XYZ, (López Jessica, 2019).

<b>FORMACIÓN / RESERVORIO</b>	<b>Características</b>
Chalcana Inferior	Contiene arcillolita, limolita y arenisca, carbón y anhidrita.
Orteguaza	Muestra lutita con niveles de carbón y arenisca.
Tiyuyacu	Presenta arcillolita, limolita, arenisca.
Tiyuyacu Conglomerado	Contiene arcillolita intercalada con limolita, arenisca, y conglomerado.
Tena	Muestra arcillolita, arenisca y niveles de limolita.
Napo	Presenta arenisca, caliza y lutita.
Caliza M-1	Contiene caliza con lutita.
Caliza M-2	Muestra caliza con lutita.
Caliza A	Presenta lutita intercalada con caliza.
Arenisca U superior	Contiene arenisca y lutita.
Arenisca U media	Muestra arenisca y lutita.
Arenisca U inferior	Presenta arenisca y lutita.
Base Arenisca U inferior	Contiene lutita y arenisca.
Caliza B	Muestra caliza intercalada con lutita
Arenisca T superior	Presenta arenisca intercalada con niveles de lutita.
Arenisca T principal	Contiene arenisca intercalada con breves niveles de lutita.
Lutita Napo inferior	Muestra lutitas con breves líneas de caliza.
Caliza C	Presenta caliza con arenisca.

## **2.5 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN.**

El campo XYZ cuenta con una producción promedio diaria entre los periodos 2012-2022, mostrados en la tabla 3 a continuación:

Tabla 3. Producción promedio diaria (BPD) por el campo XYZ periodo 2012-2022, (AIHE, 2023).

---

<b>Producción promedio diaria (BPD) – Campo xyz- periodo 2012-2022</b>	
<b>2012</b>	4.446,82
<b>2013</b>	3.554,96
<b>2014</b>	3.456,25
<b>2015</b>	3.708,23
<b>2016</b>	4.013,79
<b>2017</b>	3.620,81
<b>2018</b>	3.658,52
<b>2019</b>	3.703,30
<b>2020</b>	920,91
<b>2021</b>	3.518,65
<b>2022</b>	475,90

---

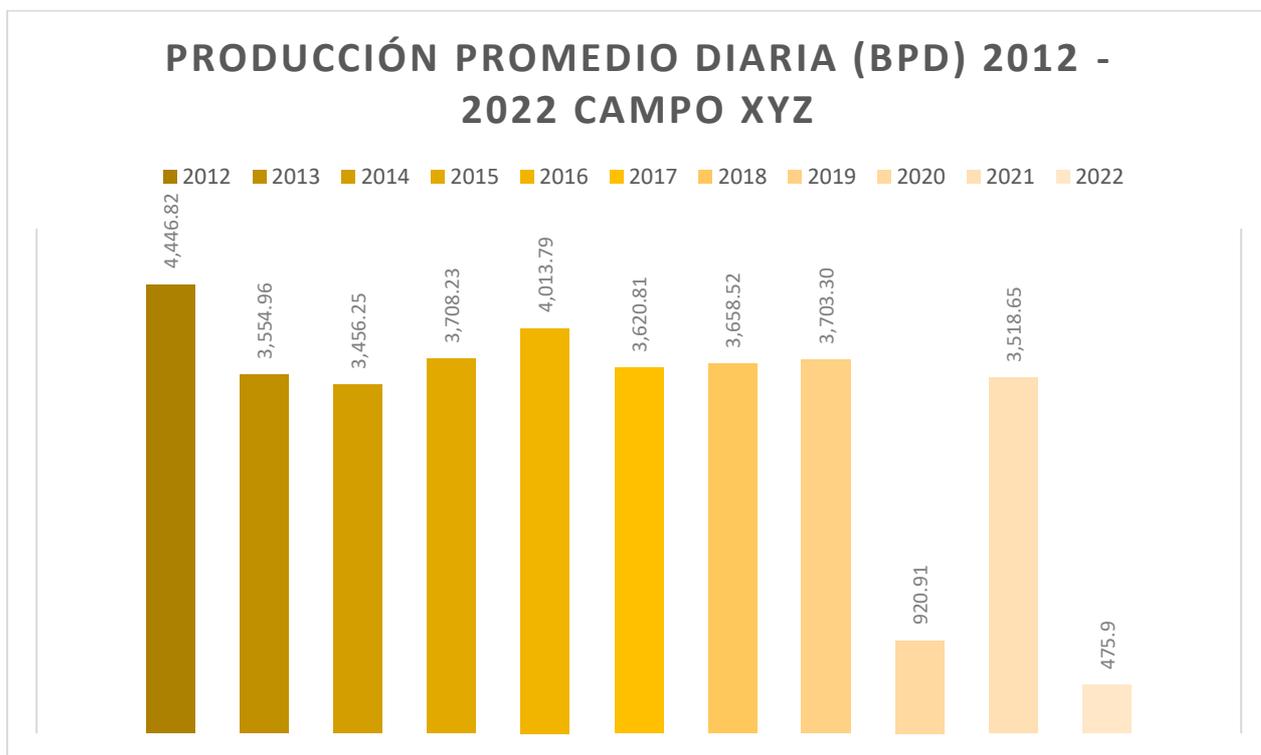


Figura 5. Producción promedio diaria (BPD) 2012 – 2022, (EP Petroecuador, 2023).

## 2.6 CURVAS DE DECLINACIÓN.

Para predecir el comportamiento de un yacimiento o reservorio se realiza una evaluación de curvas de declinación, destacando como una de las técnicas más prevalente en la ingeniería petrolera, cumpliendo el parámetro de que sean constantes las condiciones mecánicas del pozo y el área de drenaje del reservorio. Esta técnica consiste en representar los datos de producción en función del tiempo en un gráfico semi - log ajustando los datos por medio de una recta extrapolada hacia el futuro. Las reservas se calculan utilizando una rata de producción promedio anual (Escobar, 2012).

Las gráficas semi – log de  $q$  vs  $t$ , puede extrapolarse para muchos pozos por muchos años. Las reservas se calculan utilizando la tasa de producción promedio anual para las tasas de producción extrapoladas. La declinación hiperbólica es uno de los tipos de curvas de declinación que da mejores resultados a diferencia de las otras, pero a pesar de eso se prefiere la declinación armónica por la complejidad del hiperbólica. Hay una diferencia que no es muy significativa entre ambas curvas con respecto al tiempo (Escobar, 2012).

## 2.7 MODELOS DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN.

### 2.7.1 Modelos Arps.

ARPS desarrollo ecuaciones de curvas de declinación y estableció tres tipos de curvas considerando un modelo matemático empírico: declinación exponencial, declinación hiperbólica y declinación armónica (Arps, 1944).

#### Modelo exponencial de Arps.

Este modelo es la que más se utiliza en ingeniería en reservorios porque describe con mayor facilidad las características de gran parte de los pozos, presenta la disminución de la producción como una fracción constante de la tasa de producción a lo largo del tiempo (Tomalá Gutiérrez, 2020). El modelo exponencial presenta la siguiente ecuación:

$$q_t = q_i e^{-D_i t} \quad ec. 1$$

Donde:

$q_t$  = Caudal en función del tiempo  $t$ , bppd.

$q_i$  = Caudal inicial, bppd.

$D_i$  = Tasa de declinación inicial, % anual o % mensual.

$t$  = tiempo de producción, años o meses.

#### Modelo Hiperbólico De Arps

Este modelo considera la tasa de declinación con respecto a la variación del tiempo, es empleada para reservorios que producen por gas en solución (Escobar, 2012). El modelo hiperbólico presenta la siguiente ecuación:

$$q_t = q_i (1 + n D_i t)^{-1/n} \quad ec. 2$$

Donde:

$q_t$  = Caudal en función del tiempo t, bppd.

$q_i$  = Caudal inicial, bppd.

$D_i$  = Tasa de declinación inicial, % anual o % mensual.

$t$  = tiempo de producción, años o meses.

$n$  = exponente de declinación, adimensional,  $0 < n < 1$ .

### **Modelo armónico de Arps.**

Este modelo es común en reservorios que tienen como mecanismo de producción la segregación gravitacional, pero a diferencia del modelo hiperbólico se aplica para petróleos viscosos. El modelo armónico es una variante del modelo hiperbólico cuando  $n$  es igual a 1 (Escobar, 2012). El modelo armónico presenta la siguiente ecuación:

$$q_t = q_i (1 + nD_i t)^{-1} \quad \text{ec. 3}$$

Donde:

$q_t$  = Caudal en función del tiempo t, bppd.

$q_i$  = Caudal inicial, bppd.

$D_i$  = Tasa de declinación inicial, % anual o % mensual.

$t$  = tiempo de producción, años o meses.

$n$  = exponente de declinación, adimensional.

Los modelos (armónico e hiperbólico) no pueden ser usados en pozos con etapa de producción temprano por lo que “ $n$ ” no puede ser identificada con claridad (Tomalá Gutiérrez, 2020).

### **2.7.2 Modelo Arps Modificado**

Los modelos mostrados a continuación, publicado en el repositorio de OnePetro, en el Paper SPE-193419-MS, desarrollado por (Olalekan Keshinro et al., 2018).

### Modelo exponencial modificado.

Cuando  $n=0$ :

$$q_t = q_i e^{\left| -a \frac{\rho}{\mu k} \left\{ 141.2 \frac{qB}{h} \left[ \frac{1}{2} \ln \left( \frac{10.06A}{C_A r^2 w} \right) - 0.75 + S \right] \right\}^2 \right| t} \quad ec. 4$$

### Modelo Hiperbólico Modificado

Cuando  $0 < n < 1$ :

$$q_t = q_i \left( 1 + a \frac{nt\rho}{\mu k} \left\{ 141.2 \frac{qB}{h} \left[ \frac{1}{2} \ln \left( \frac{10.06A}{C_A r^2 w} \right) - 0.75 + S \right] \right\}^2 \right)^{-1/n} \quad ec. 5$$

### Modelo Armónico Modificado

Cuando  $n=1$ :

$$q_t = q_i \left( 1 + a \frac{nt\rho}{\mu k} \left\{ 141.2 \frac{qB}{h} \left[ \frac{1}{2} \ln \left( \frac{10.06A}{C_A r^2 w} \right) - 0.75 + S \right] \right\}^2 \right)^{-1} \quad ec. 6$$

Donde:

$q_t$  = Caudal en función del tiempo t.

$q_i$  = Caudal inicial.

a = Constante de proporcionalidad.

n = Exponente de declinación.

t = tiempo de producción.

$\rho$  = Densidad.

$\mu$  = viscosidad.

k = permeabilidad.

B = factor volumétrico.

$h$  = Espesor neto de hidrocarburos.

$A$  = Área de drenaje.

$C_A$  = Factor de forma.

$r_w$  = Radio del pozo.

$S$  = Daño de formación.

## **2.8 MODELOS DE REGRESIÓN.**

### **2.8.1 Modelo de regresión lineal.**

La regresión lineal es uno de los algoritmos más sencillos y básicos en el mundo del análisis de datos. Su objetivo principal es encontrar una relación directa y proporcional entre dos variables, toma un conjunto de puntos de datos (x) y los utiliza para predecir valores futuros de (y) basándose en esos (x). Este proceso se conoce como encontrar la “línea de mejor ajuste”. Esta línea es la que mejor representa la tendencia general de los datos, permitiendo hacer predicciones sobre cómo (y) cambiará en función de (x) (Antonio et al., n.d.).

### **2.8.2 Modelo de regresión lineal múltiple.**

La regresión lineal múltiple es como una versión más avanzada de la regresión lineal simple. En lugar de usar solo una variable para hacer predicciones, utiliza varias. Esto significa que se tienen en cuenta múltiples factores que pueden influir en el resultado final debido a que se manejan varias variables, el cálculo se vuelve un poco más complejo, ya que necesitamos determinar cómo cada una de estas variables afecta al resultado, para hacerlo, primero se realiza un análisis para identificar cuáles de estas variables son realmente importantes, esto se hace usando una matriz de correlación, que nos ayuda a ver qué variables tienen una relación significativa con el resultado que queremos predecir. En resumen, la regresión lineal múltiple nos permite hacer predicciones más precisas al considerar varios factores a la vez, pero también requiere un poco más de trabajo para identificar y manejar todas esas variables (Mijares M. & Sánchez L., 2020)

### **2.8.3 Modelo de regresión logística.**

El modelo de regresión logística se basa en calcular las probabilidades de que ocurra un evento con dos posibles resultados, imagina que estamos interesados en saber si algo va a suceder o no. Las probabilidades de que ocurra el evento se calculan dividiendo la probabilidad de que ocurra entre la probabilidad de que no ocurra (LaValley, 2008).

#### 2.8.4 Modelo de regresión polinomial.

La regresión lineal asume que hay una relación directa y simple entre la producción de petróleo y las características que estamos analizando. Sin embargo, en la realidad, esta relación puede ser más compleja y no siempre se ajusta perfectamente a una línea recta.

Aquí es donde entra la regresión polinomial, a diferencia de la regresión lineal, que solo considera relaciones lineales, la regresión polinomial permite incluir términos de mayor grado (como cuadráticos o cúbicos) en la ecuación, esto convierte la línea recta en una curva, que puede ajustarse mejor a los datos y capturar mejor las complejidades de la relación entre las variables (Antonio et al., n.d.).

En resumen, mientras que la regresión lineal busca una línea recta, la regresión polinomial puede crear una curva que se adapta mejor a los datos reales es por lo que para este caso de estudio se escogió este modelo.

En la ingeniería normalmente los datos siguen un patrón marcado por lo que gráficamente forman una línea recta que no los representa de una forma apropiada, lo más adecuado para ajustar los datos es utilizando una curva, una opción es ajustar polinomios a los datos utilizando la regresión polinomial (Segura & Cerdeña, 2019).

La ecuación para la curva de un polinomio aplicando el método de mínimos cuadrados es:

$$y = a_0 + a_1x + a_2x^2 + \dots + a_nx^n + e \quad ec.7$$

Según el estudio por Chinedu Okologume & Omonusi, (2022) la expresión matemática anterior se puede utilizar para determinar el caudal inicial,  $q_i$ , de un pozo de producción que se reorganiza de la siguiente forma:

$$q(t) = a_0 + a_1t + a_2t^2 + a_3t^3 + a_4t^4 + \dots + a_nt^n + e \quad ec.8$$

La expresión matemática anterior se resolvió mediante el método de Gauss-Jordán, donde  $a_0, a_1, a_2, a_3$ , etc., se refiere a los coeficientes de regresión. Según Chinedu Okologume & Omonusi, (2022) se ajustó un polinomio de cuarto orden para determinar el caudal inicial,  $q_i$ , obteniendo la siguiente matriz:

$$\begin{bmatrix} n & \sum t & \sum t^2 & \sum t^3 & \sum t^4 \\ \sum t & \sum t^2 & \sum t^3 & \sum t^4 & \sum t^5 \\ \sum t^2 & \sum t^3 & \sum t^4 & \sum t^5 & \sum t^6 \\ \sum t^3 & \sum t^4 & \sum t^5 & \sum t^6 & \sum t^7 \\ \sum t^4 & \sum t^5 & \sum t^6 & \sum t^7 & \sum t^8 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a_0 \\ a_1 \\ a_2 \\ a_3 \\ a_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sum q \\ \sum (tq) \\ \sum (t^2q) \\ \sum (t^3q) \\ \sum (t^4q) \end{bmatrix}$$

Figura 6. Matriz de Gauss-Jordan para obtener caudal inicial,  $q_i$ . (Chinedu Okologume & Omonusi, 2022)

## 2.9 Método de Gauss Jordan.

Hay una versión mejorada del método “gaussiano” llamada método de eliminación de Gauss-Jordan, que simplifica el proceso de resolución de sistemas de ecuaciones. Esta mejora fue propuesta por el ingeniero alemán Wilhelm Jordan.

La diferencia principal es que, en el método de Gauss, se obtiene un sistema equivalente a partir de una matriz aumentada en forma escalonada por filas. En cambio, en el método de Gauss-Jordan, se trabaja con una matriz aumentada en forma escalonada por filas reducida, lo que evita tener que resolver el sistema al final mediante sustitución, esto hace que el proceso sea más directo y eficiente (Luis Fiallos Moreno, 1994).

## 2.10 Editor de código- VS Code.

Visual Studio Code conocido también como VS Code, es un editor de código abierto y de código fuente desarrollado por Microsoft, utilizado para el desarrollo de aplicaciones ya que ofrece una gran cantidad de herramientas de productividad, al ser compatible con varios lenguajes de programación como Python, Go, Java, Ruby y otros (Fernán García de Zúñiga, 2024).

Algunas de las ventajas que ofrece VS Code, están:

- ✓ Interfaz intuitiva: VS Code nos permite personalizar la interfaz ofreciendo un entorno de trabajo más sencillo.
- ✓ Extensiones y plugins: VS Code al contar con una gran cantidad de extensiones que nos permiten ampliar sus funcionalidades, significa que se puede adaptar el entorno de desarrollo ajustándolo a las necesidades del proyecto o trabajo que se esté realizando.
- ✓ Depuración y control de versiones: al contar con un conjunto de herramientas de depuración, los programadores pueden identificar errores en el código sin salirse del editor. La integración con Git facilita el uso del sistema de control de versiones, ver las diferencias entre versiones, abordar los conflictos directamente desde el editor.

VS Code es una herramienta increíblemente versátil pues permite crear proyectos en cualquier lenguaje de programación ya que es compatible con múltiples lenguajes y formatos que hacen que el código este bien estructurado, facilitando un desarrollo organizado y claro. También ayuda a los programadores a escribir códigos de calidad de una manera más eficiente, con herramientas que completan y detectan errores en tiempo real.

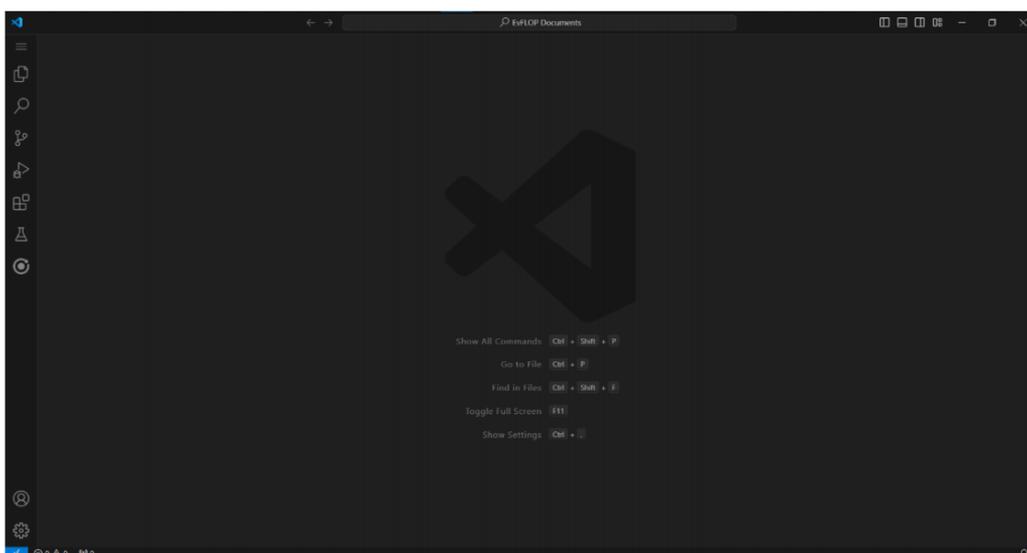


Figura 7. Visualización del software Visual Studio Core, (Elaboración Propia)

## 2.11 Lenguaje de Programación-Python.

Python fue desarrollado por Guido van Rossum, un programador de los Países Bajos, a finales de los años 80 y principios de los 90, la primera versión lanzada de Python fue 1991. Desde entonces, Python ha crecido enormemente en popularidad debido a su simplicidad y versatilidad (Challenger , Díaz , Becerra , 2014).

Python es un lenguaje de programación interpretado y orientado a objetos, su sintaxis clara y simple lo convierte en una opción popular para los principiantes, ya que facilita la lectura y comprensión del código, gracias a su semántica dinámica, se puede manejar diferentes tipos de datos con mucha flexibilidad, hacen que trabajar y procesar datos sea muy sencillo (Rossum G, 2009).

Python es uno de los lenguajes de programación más populares hoy en día. Su facilidad de uso ha hecho que la programación sea más accesible, reduciendo tanto el tiempo de trabajo como los costos operativos. En la industria petrolera, Python ha sido especialmente útil, como es un lenguaje de código abierto, ha permitido el desarrollo de algoritmos que ayudan a gestionar datos y resolver problemas de manera eficiente.

Características principales de Python:

- ✓ Simplicidad y legibilidad: al contar con una sintaxis que se asemeja mucho al inglés, que hace que sea fácil de leer y entender.
- ✓ Lenguaje interpretado: esto significa que no necesita ser compilado para ser ejecutado, ya que se ejecuta línea por línea, permitiendo que los errores sean detectados durante la ejecución.
- ✓ Multiparadigma: es una herramienta flexible ya que se adapta a las necesidades del proyecto a realizar ya que admite diferentes paradigmas de programación, como la programación orientada a objetos, la programación funcional y la programación estructurada.
- ✓ Tipado dinámico: Python al utilizar tipado dinámico hace que sea más rápido escribir código ya no es necesario declarar el tipo de dato de una variable a diferencia de otros lenguajes de programación.
- ✓ Gran comunidad y librerías extensas: Python cuenta con una comunidad de desarrolladores que aportan con miles de librerías para cualquier tipo de

aplicación, están librerías van desde inteligencia artificial, desarrollo web, gráficos, juegos, etc.

### 2.11.1 librerías en Python.

Una librería o módulo es una colección de funciones, predefinidos que se puede usar para reducir el desarrollo de programas, las librerías en Python son herramientas muy útiles que facilitan la programación. Como mencionas, hay dos tipos principales:

- Biblioteca estándar: estas librerías vienen incluidas con la instalación de Python. No necesitas hacer nada adicional para usarlas. Ejemplos comunes incluyen math, datetime, y os.
- Librerías de terceros: estas no vienen incluidas con Python y deben instalarse por separado. Ejemplos populares son pandas para análisis de datos, numpy para cálculos numéricos, y customtkinter para interfaces gráficas personalizadas (Team Gyata, 2024).

```
import tkinter as tk
from tkinter import ttk
import customtkinter as ctk
from matplotlib.figure import Figure
from tkinter import filedialog, messagebox
from matplotlib.backends.backend_tkagg import FigureCanvasTkAgg
import pandas as pd
from math import *
```

Figura 8. Librerías utilizadas en Python., (Elaboración propia)

## **CAPÍTULO III: METODOLOGÍA**

En este capítulo abordaremos sobre cómo se llevó a cabo el desarrollo del programa con los diferentes modelos de Arps, utilizando regresión polinomial para predecir las futuras tasa de producción.

### **3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN**

En el presente caso de estudio concierne a la investigación de tipo cuantitativa ya que se utilizaron datos numéricos pertinente del reservorio.

La investigación cuantitativa, es la que usa la recolección de antecedentes para probar hipótesis o teorías, con base en la comprobación numérica y el análisis descriptivo, para analizar patrones de procedimiento y probar teorías relacionados en una población o muestra (Polanía Reyes et al., 2020).

#### **3.1.1 Método de la Investigación**

El método de la investigación de este caso de estudio concierne en el método hipotético-deductivo, el cual aborda con una hipótesis procedente de conocimientos previos relacionados con la regresión polinomial y los métodos de curvas de declinación en la industria petrolera y con ello llegar al análisis de los resultados para la comprobación o negación de la hipótesis.

### **3.2 POBLACIÓN Y MUESTRA**

#### **3.2.1 Población**

La población del presente tema de estudio es de tipo finita y está determinada por la cantidad de pozos a analizar, como lo es la población de los pozos del campo XYZ.

Una población tipo finita se describe como un conjunto compuesto por una cantidad definida de elementos de la población que se conocen y que estos pueden ser cuantificados en su totalidad y se pueden acceder a cada elemento. A diferencia de la

población infinita, que dificulta saber la cantidad aproximada de elementos por ser demasiado grande para contarlos de manera individual (Polanía Reyes et al., 2020).

### 3.2.2 Muestra

La muestra es una parte de la población en la que se realizara la investigación, el método que se llevara a cabo en este caso de estudio es el muestreo no probabilístico, para determinar la cantidad de los pozos.

El muestreo no probabilístico o también conocido como muestreo por conveniencia, se refiere a que no todos los elementos que conforma la población tienen la posibilidad de ser seleccionados (López, 2004).

El campo seleccionado cuenta con un total de 24 pozos de petróleo. Dentro de este conjunto, se han seleccionado los pozos XYZ-1 y XYZ-2 para un análisis más profundo, ambos pozos han mostrado un comportamiento de declinación en su producción. Este fenómeno de declinación puede ser indicativo de varios factores, como la reducción de la presión del yacimiento, el agotamiento de los recursos disponibles, o incluso problemas técnicos que podrían estar afectando la eficiencia de extracción.

## 3.1 PROCEDIMIENTO

Para el desarrollo del trabajo de investigación y cumplir con los objetivos se ha planeado las siguientes fases:

- ✚ **Fase 1.** Revisión exhaustiva de la literatura relacionada con ecuaciones de Arps tradicional, Arps modificada, regresión polinomial, curvas de declinación.
- ✚ **Fase 2.** Estudio en detalle sobre Arps tradicional, Arps modificado, regresión polinomial y curvas de declinación, y como se aplican.
- ✚ **Fase 3.** Recopilación de datos importantes de los pozos localizado en el oriente ecuatoriano.
- ✚ **Fase 4.** Análisis y validación de los datos recopilados.



**Nota:** una clase en Python es un apartado en donde se almacena las funciones que se utilizaran, las clases nos permiten definir cómo se comportarán los objetos que crearemos a partir de ellas (Andrés Vázquez, n.d.).

```
def __init__(self):|
    super().__init__()
    self.resultados = []
    self.data_list = []
    self.lista_frames = []
    self.lista_qvst = []
    self.lista_exponencial = []
    self.lista_armonico = []
    self.lista_hiperbolico = []
    self.lista_qvst_modificado = []
    self.tiempo = []
    self.exponencial = []
    self.exponencial_modificado = []
    self.armonico = []
    self.armonico_modificado = []
    self.hiperbolico = []
    self.hiperbolico_modificado = []
    self.comprobar = 0
    self.comprobar_grafica = 1
    self.t2= tk.StringVar()
    self.exponencial_sensor = tk.IntVar()
    self.armonico_sensor = tk.IntVar()
    self.hiperbolico_sensor = tk.IntVar()
    self.prediccion = tk.StringVar()
    self.ventana_principal()
    self.division_pantallas()
    self.mainloop()
```

Figura 10. Funciones para el programa, (Elaboración Propia)

```
def ventana_principal(self):
    self.title("PREDICCIÓN DE TASA")
    self.geometry("400x200")
    self.config(bg=Nome )

def division_pantallas(self):
    self.frame_derecho = tk.Frame(self, bg="#3C2D57", bd=2 , relief=tk.SUNKEN)
    self.frame_derecho.pack(fill=tk.BOTH, expand=True, side=tk.RIGHT)

    self.frame_izquierdo = tk.Frame(self, width=400, bg="#3C2D57", bd=2, relief=tk.SUNKEN)
    self.frame_izquierdo.pack(fill=tk.BOTH, expand=False, side=tk.LEFT)

    self.pantalla_opciones()

def pantalla_opciones(self):
    self.frame_izquierdo_1 = tk.Frame(self.frame_izquierdo, bg="#3C2D57", width=400, height=200, bd=2, relief=tk.FLAT)
    self.frame_izquierdo_1.pack(fill=tk.BOTH, expand=False)
    #self.frame_izquierdo_1.pack_propagate(False)

    titulo= tk.Label(self.frame_izquierdo_1, text="Regresion Polinomial", bg="#3C2D57", fg="white", font=("Arial", 25, "bold"))
    titulo.place(x= 25, y = 1)

    boton = tk.Button(self.frame_izquierdo_1, text="Cargar Datos", bg="#3C2D57", fg="#dcdcdc", font=("Arial", 15, "bold"), command= self.cargar_archivo)
    boton.place(x= 25, y = 50)

    label_normal = tk.Button(self.frame_izquierdo_1, text="Ecuaciones de Arps", bg="#3C2D57", fg="#dcdcdc", font=("Arial", 15, "bold"), command= self.fran)
    label_normal.place(x= 25, y = 100)

    label_modificado = tk.Button(self.frame_izquierdo_1, text="Ecuaciones Modificado", bg="#3C2D57", fg="#dcdcdc", font=("Arial", 15, "bold"), command= se)
    label_modificado.place(x= 25, y = 150)
```

Figura 11. Código para la creación de la pantalla principal, (Elaboración propia)

Con la función `ventana_principal`, que se muestra en la figura 11, como su nombre indica, se creará la ventana inicial de nuestra interfaz, con el título ‘PREDICCIÓN DE TASA’, con una geometría de 400 x 200.

Luego con la función `división_pantallas`, donde se procederá a colocar los botones, entradas de texto que vallamos a modificar en nuestra interfaz, también se agregará una tabla de datos y una gráfica cartesiana.

Después con la función `pantalla_opciones`, que es la pantalla que se mostrara en nuestro programa, en la cual nos dará la elección de tres botones (ver figura 12), el primero es cargar datos, que nos da la opción de subir un archivo en Excel, que contenga el historial de producción del pozo a analizar, luego con los botones de ecuaciones de arps y ecuaciones modificado, que al dar clic en cualquiera de ella, el programa se maximizara presentando otras pantallas, en la cual permitirá el ingreso de los datos, la tasa de predicción a futuro junto con su grafica (ver figura 13).



Figura 12. Pantalla de inicio del programa, (Elaboración propia).

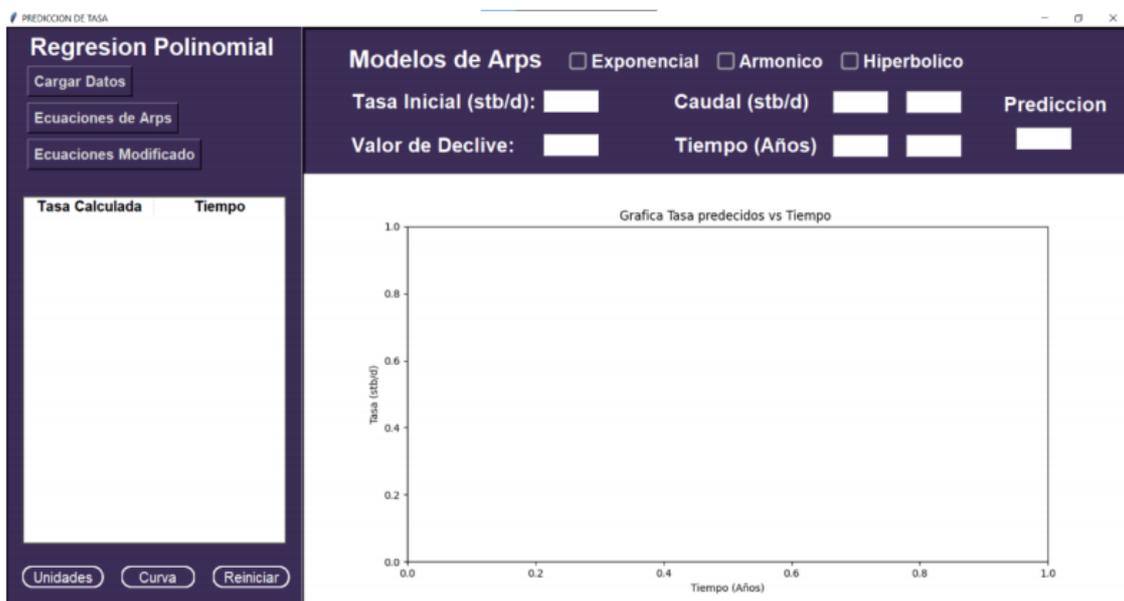


Figura 13. Pantalla principal, (Elaboración propia).

```
def formula_exponencial(self): ...  
  
def formula_armonico(self): ...  
  
def formula_hiperbolico(self): ...
```

Figura 14. Sección de fórmulas , (Elaboración propia).

Dentro de la `formula_exponencial`, es donde se procederá a ejecutar la ecuación que lleva el mismo nombre, con el código “if” que es el que nos ayudara a verificar si los datos han sido ingresados, datos que para ingresarse deberán ser convertidos a números, ya que el ingreso de datos solo es en base texto.

Con el apartado `p_valor`, podremos determinar el tiempo que queramos predecir la tasa, con este dato dentro del bucle `for` se puede recorrer los años realizando su cálculo desde un año después del historial de producción, hasta el tiempo que deseemos calcular, todos estos valores quedaran almacenados en coordenadas en el apartado `registro_exponencial`, para luego ser guardados en la lista `self.lista_exponencial` para usarlos después en la tabla y grafica posteriormente (ver figura 15).

```

def formula_exponencial(self):

    qi_valor = self.qi_valor.get()
    q1_valor = self.q1_valor.get()
    q2_valor = self.q2_valor.get()
    t1_valor = self.t1_valor.get()
    t2_valor = self.t2_valor.get()
    p_valor = self.prediccion.get()

    if len(self.lista_qvst) >0:
        self.lista_qvst.clear()

    if len(self.tiempo) >0:
        self.tiempo.clear()

    if qi_valor and q1_valor and q2_valor and t1_valor and t2_valor and p_valor:

        qi = float(qi_valor)
        q1 = float(q1_valor)
        q2 = float(q2_valor)
        T1 = float(t1_valor)
        T2 = float(t2_valor)
        p = int(p_valor)

        t1 = T1 * 12
        t2 = T2 * 12

        b = (1/(t2-t1))*(log(q1/q2))

        for t in range(int(T2) , int(T2 + p +1)):

            Q = (qi) * (e**(-b*(t*12)))
            Q2 = (Q * 5.615)/1800000

            registroqvst = (t , round(Q,5))
            registroqvst2 = (t , round(Q2, 6))
            registro_exponencial = (t,round(Q, 3))

            self.lista_qvst.append(registroqvst)
            self.lista_exponencial.append(registroqvst2)
            self.exponencial.append(registro_exponencial)
            self.tiempo.append(t)

```

Figura 15. Código del Método exponencial, (Elaboración propia)

Para el cálculo del exponencial modificado, una vez ingresado el historial de producción, calculara las nuevas tasas cuyos resultados serán impresos en las tablas, almacenados en las listas y posteriormente será graficada la curva del caudal vs tiempo (ver figura 16).

```

def formula_exponencial_modificado(self):
    qi_valor = self.qi_valor.get()
    co_valor = self.co_valor.get()
    p_valor = self.p_valor.get()
    u_valor = self.u_valor.get()
    k_valor = self.k_valor.get()
    rw_valor = self.rw_valor.get()
    b_valor = self.b_valor.get()
    h_valor = self.h_valor.get()
    ca_valor = self.ca_valor.get()
    a_valor = self.a_valor.get()
    s_valor = self.s_valor.get()

    if qi_valor and co_valor and p_valor and u_valor and k_valor and rw_valor and b_valor and h_valor and ca_valor and a_valor and s_valor:
        qi = float(qi_valor)
        a = float(co_valor)
        p = float(p_valor)
        u = float(u_valor)
        k = float(k_valor)
        rw = float(rw_valor)
        b = float(b_valor)
        h = float(h_valor)
        ca = float(ca_valor)
        A = float(a_valor)
        s = float(s_valor)

        if len(self.lista_exponencial)>0:
            datos= self.data_list[-1]
            t , q = datos
            if len(self.lista_qvst_modificado)>0:
                self.lista_qvst_modificado.clear()
            if len(self.exponencial_modificado)>0:
                self.exponencial_modificado.clear()
            for tl ,ql in self.lista_exponencial:
                qi2 = (qi*5.615)/1000000
                QI2= round(qi2, 4)
                qi3 = (q*5.615)/1000000
                QI3= round(qi3, 4)
                x= -(a*p)/(u*k)
                y= (141.2*QI3*b)/h
                z= ((0.5*log((10.06*A)/(ca*rw*rw))))
                R= x*(y*(z-0.75+s)**2)*(tl)
                E = exp(R)
                E1 = round(E,10)
                Q = QI2 * E1
                qstb= Q * 1000000*0.1781
                registro_stb = (tl , round(qstb,3))
                self.lista_qvst_modificado.append(registro_stb)
                self.exponencial_modificado.append(registro_stb)

```

Figura 16. Código del método exponencial modificado, (Elaboración propia).

Para el caso del método hiperbólico para predecir las tasas, también se incluyó la constante n, cuyo valor se toma a prueba y error, calculado en el programa hasta que este se asimile en la curva del historial de producción (ver figura 17).

```

def formula_hiperbolico(self):
    qi_valor = self.qi_valor.get()
    q1_valor = self.q1_valor.get()
    q2_valor = self.q2_valor.get()
    t1_valor = self.t1_valor.get()
    t2_valor = self.t2_valor.get()
    n_valor = self.n_valor.get()
    p_valor = self.prediccion.get()

    if len(self.lista_qvst) > 0:
        self.lista_qvst.clear()

    if len(self.tiempo) > 0:
        self.tiempo.clear()

    if qi_valor and q1_valor and q2_valor and t1_valor and t2_valor and n_valor and p_valor:
        qi = float(qi_valor)
        q1 = float(q1_valor)
        q2 = float(q2_valor)
        T1 = float(t1_valor)
        T2 = float(t2_valor)
        n = float(n_valor)
        p = int(p_valor)

        Di = (((qi/q2)**n)-((qi/q1)**n))/(T2-T1)*(1/n)

        for t in range(int(T2) , int(T2 + p + 1)):
            x= 1+(n*Di*t)
            Q= q2 * (x**(-1/n))

            registroqvst = (t ,round(Q,3))
            registro_hiperbolico = ( t,round(Q, 3))
            registro_listahiperbolico = ( t,round(Q, 6))
            self.lista_qvst.append(registroqvst)
            self.hiperbolico.append(registro_hiperbolico)
            self.lista_hiperbolico.append(registro_listahiperbolico)
            self.tiempo.append(t)

```

Figura 17. Código método hiperbólico, (Elaboración propia)

Así mismo para el cálculo del hiperbólico modificado, una vez ingresado el historial de producción, calculara las nuevas tasas de producción, cuyos resultados serán impresos en las tablas, almacenados en las listas y posteriormente será graficada la curva del caudal vs tiempo (ver figura 18).

```

def formula_hiperbolico_modificado(self):

    qi_valor = self.qi_valor.get()
    co_valor = self.co_valor.get()
    p_valor = self.p_valor.get()
    u_valor = self.u_valor.get()
    k_valor = self.k_valor.get()
    rw_valor = self.rw_valor.get()
    b_valor = self.b_valor.get()
    h_valor = self.h_valor.get()
    ca_valor = self.ca_valor.get()
    a_valor = self.a_valor.get()
    s_valor = self.s_valor.get()
    n_valor = self.n_valor.get()

    if qi_valor and co_valor and p_valor and u_valor and k_valor and rw_valor and b_valor and h_valor and ca_valor and a_valor and s_valor and n_valor:
        qi = float(qi_valor)
        a = float(co_valor)
        p = float(p_valor)
        u = float(u_valor)
        k = float(k_valor)
        rw = float(rw_valor)
        b = float(b_valor)
        h = float(h_valor)
        ca = float(ca_valor)
        A = float(a_valor)
        s = float(s_valor)
        n = float(n_valor)

        if len(self.lista_hiperbolico)>0:
            datos= self.data_list[-1]
            t , q = datos
            if len(self.lista_qvst_modificado)>0:
                self.lista_qvst_modificado.clear()
            if len(self.hiperbolico_modificado)>0:
                self.hiperbolico_modificado.clear()
            for tl ,ql in self.lista_hiperbolico:
                Qi = qi * 5.6146/1000
                Q = q * 5.6146/1000

                R= Qi / (1+a*((n*tl**p)/(u*k)) * ((141.2*(Q*b/h)*(0.5*log((10.06*A)/(ca*rw*rw))-0.75+s))**2))

                qstb= R * 1000/5.6146
                registro_stb = (tl , round(qstb,6))
                self.lista_qvst_modificado.append(registro_stb)
                self.hiperbolico_modificado.append(registro_stb)

```

Figura 18. Código del método hiperbólico modificado, (Elaboración propia)

Como se puede observar en la figura 19, en la parte izquierda de la parte inferior del programa, contamos con tres botones que son:

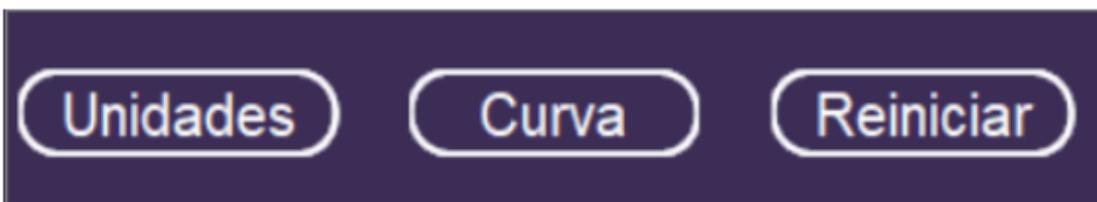


Figura 19. Botones del programa, (Elaboración propia).

Botón reiniciar, nos ayudara a realizar una eliminación de todos los datos ingresados y calculados.

Botón unidades, este nos mostrara una tabla, donde se muestran los datos calculados (ver figura 20).

Tiempo	Exponencial	E. Modificado	Tiempo	Hiperbolico	H. Modificado

Figura 20. Tabla de los datos calculados, (Elaboración propia).

Para la elaboración de la tabla (figura 20.) en la cual contiene los datos calculados de los métodos realizados, cuyos datos se mostrarán una vez que se halla calculado todos los métodos propuestos (ver figura 21).

```
def tabla_unidades(self):
    nueva_ventana = tk.Toplevel(self)
    nueva_ventana.title("Tabla de Resultados")
    nueva_ventana.geometry("800x600")
    self.tabla = tk.Frame(nueva_ventana, bg="#515151", width=400, height=400, bd=2, relief=tk.FLAT)
    self.tabla.place(relx=0.05, rely=0.05, relwidth=0.9, relheight=0.8)
    stylel = ttk.Style()
    stylel.configure("TreeviewHeading", font=("Helvetica", 15, "bold"))
    stylel.configure("Treeview", font=("Helvetica", 12))
    stylel.layout("Treeview", [
        ('Treeview.treearrow', {'sticky': 'nswse'}) # eliminar borde alrededor del área de visualización
    ])
    stylel.configure("Treeview", relief="flat", borderwidth=0)
    # Columnas
    columns = ("Tiempo E.", "Exponencial", "E. Modificado", "Tiempo H.", "Hiperbolico", "H. Modificado")
    # Creación del Treeview
    tabla = ttk.Treeview(self.tabla, columns=columns, show="headings")
    # Encabezados de las columnas
    tabla.heading("Tiempo E.", text="Tiempo")
    tabla.heading("Exponencial", text="Exponencial")
    tabla.heading("E. Modificado", text="E. Modificado")
    tabla.heading("Tiempo H.", text="Tiempo")
    tabla.heading("Hiperbolico", text="Hiperbolico")
    tabla.heading("H. Modificado", text="H. Modificado")
    # Configuración del ancho de las columnas
    tabla.column("Tiempo E.", width=100, anchor="center")
    tabla.column("Exponencial", width=100, anchor="center")
    tabla.column("E. Modificado", width=100, anchor="center")
    tabla.column("Tiempo H.", width=100, anchor="center")
    tabla.column("Hiperbolico", width=100, anchor="center")
    tabla.column("H. Modificado", width=100, anchor="center")
    tabla.pack(fill="both", expand=True)
    for t in self.tiempo:
        for te, qe in self.exponencial:
            for tem, qem in self.exponencial_modificado:
                if t == te == tem:
                    tabla.insert("", "end", values=(t, qe, qem, "", "", ""))
    for t in self.tiempo:
        for th, qh in self.hiperbolico:
            for thm, qhm in self.hiperbolico_modificado:
                if t == th == thm:
                    tabla.insert("", "end", values=(t, "", "", t, qh, qhm))
```

Figura 21. Código de la tabla de unidades, (Elaboración propia).



Pasos para el uso del programa:

1. Inicie el programa, como se muestra en la figura 12.
2. Seleccione la opción “cargar datos” para importar los datos del historial de producción del pozo, estos se almacenarán en una memoria temporal, luego seleccione uno de los modelos de declinación para abrir la pantalla principal como se muestra en la figura 13.
3. Haga clic en el botón “curva” (ver figura 19) para ver la gráfica de los datos ingresados, se desplegará una ventana con la gráfica. (ver figura 24).
4. Ingrese los datos y luego seleccione el modelo de Arps tradicional, se mostrará la gráfica del modelo seleccionado, así como el tiempo y la tasa calculada.
5. Para las ecuaciones de los modelos de Arps modificado, deberá ingresar las propiedades petrofísicas.
6. Una vez se halla ingresado los datos y calculado por todos los modelos (Arps tradicional y modificado), puede dar clic en el botón “unidades” para visualizar todos los datos calculados, se mostrará una ventana como se observa en la figura 20.

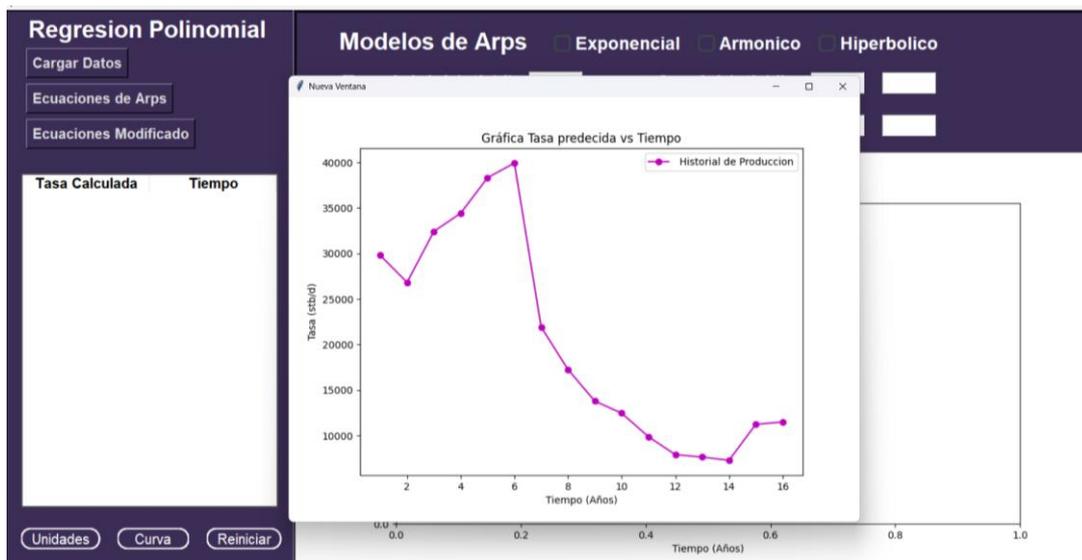


Figura 24. Gráfica del historial de producción ingresado, (Elaboración propia).

# CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

## 4.1 POZO XYZ-1.

Para el pozo XYZ-1 que se encuentra localizado en el oriente ecuatoriano y que en los últimos años ha presentado una declinación constante de producción.

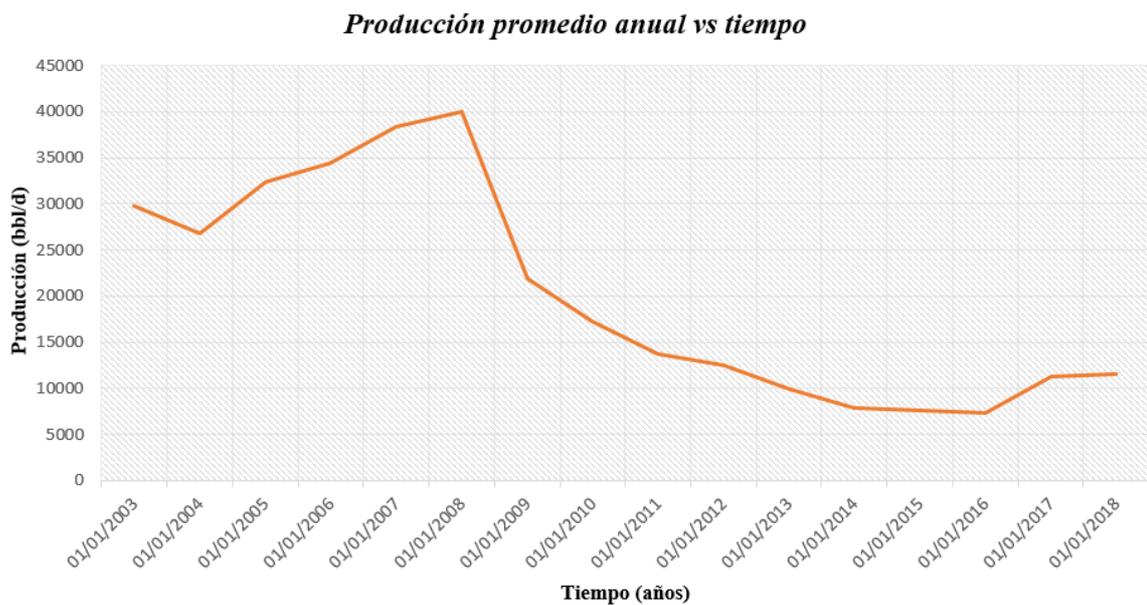


Figura 25. Producción Promedio anual vs tiempo del pozo XYZ-1, (Elaboración propia).

Como se puede observar en la figura 25, la producción anual vs tiempo del pozo, en donde las crestas de la gráfica indican que hubo trabajos de intervención en el pozo, como cañoneo, trabajos de workover, cambios de arena, etc.

También las propiedades que tiene el pozo XYZ-1 que se muestran en la tabla 4 a continuación, influyen en el comportamiento del fluido hacia la cara de la arena, hasta la superficie.

Tabla 4. Propiedades Petrofísicas del pozo XYZ-1, (Klinger PARRALES Nimia Pilar, 2020).

Propiedades Petrofísicas		Unidades de campo (SI)		Sistema Ingles
API	17			
Gravedad específica de petróleo	0,953			
Densidad de petróleo	0,953	Kg/L	59,360	lb/ft <sup>3</sup>
Densidad del agua	1	Kg/L	62,297	lb/ft <sup>3</sup>
Espesor de formación	26	ft		
Radio externo (re)	598,655	ft	598,655	ft
Viscosidad petróleo 215°F	13,040	cp		
Factor volumétrico	1,173	BBL/STB	6,586	ft <sup>3</sup> /stb
Permeabilidad	356	Md		
Área de reservorio	1125908,7	ft <sup>2</sup>		
Daño de formación	0,000			
Caudal (q)	0,065	MM ft <sup>3</sup> /d		
Radio de pozo (rw)	7	in	0,581	ft
qi	0,167	MM ft <sup>3</sup> /d		

#### 4.1.1 Métodos utilizados – Caso 1.

##### Exponencial.

Los datos que se utilizaron para la generación de la curva de declinación y tasa calculada se encuentran en la tabla 6 (ver Anexo A).

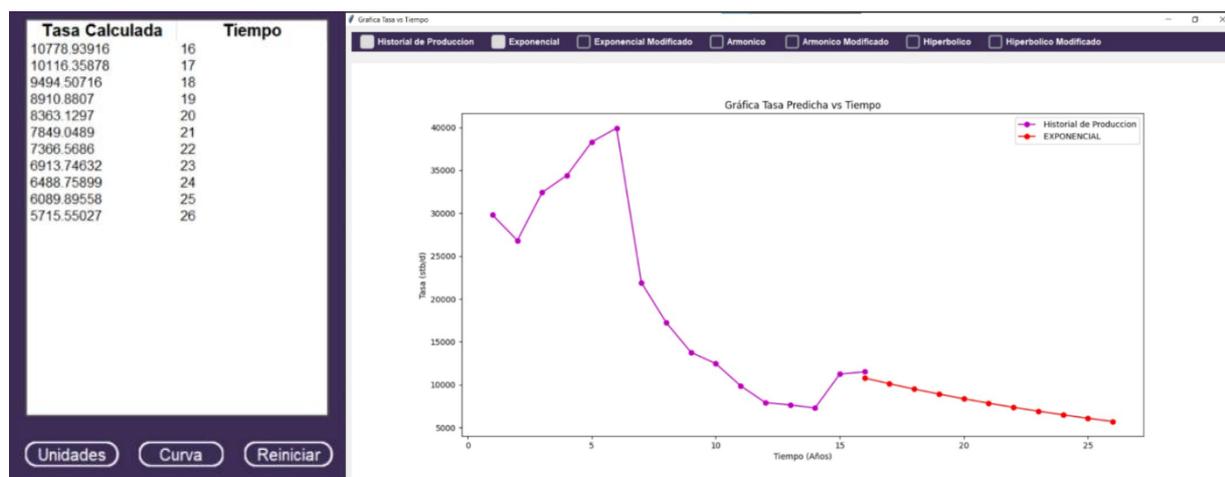


Figura 26. Predicción de Producción Q vs tiempo, (Elaboración propia).

## Exponencial modificado

Los datos que se utilizaron para la generar la curva de declinación y tasa calculada se encuentra en la tabla 7 (Ver Anexo A), además de las propiedades petrofísicas que se ubican en la tabla 4 y la figura 27 (Ver Anexo C) para seleccionar el factor de forma.

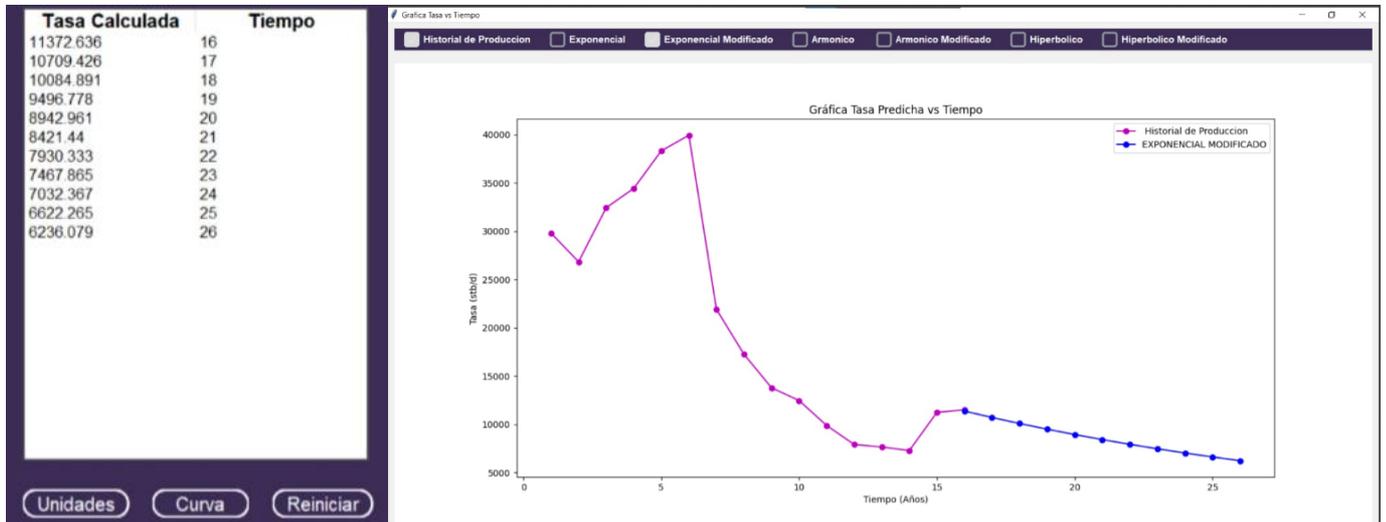


Figura 28. Predicción de producción vs Tiempo, (Elaboración propia).

## Comparación

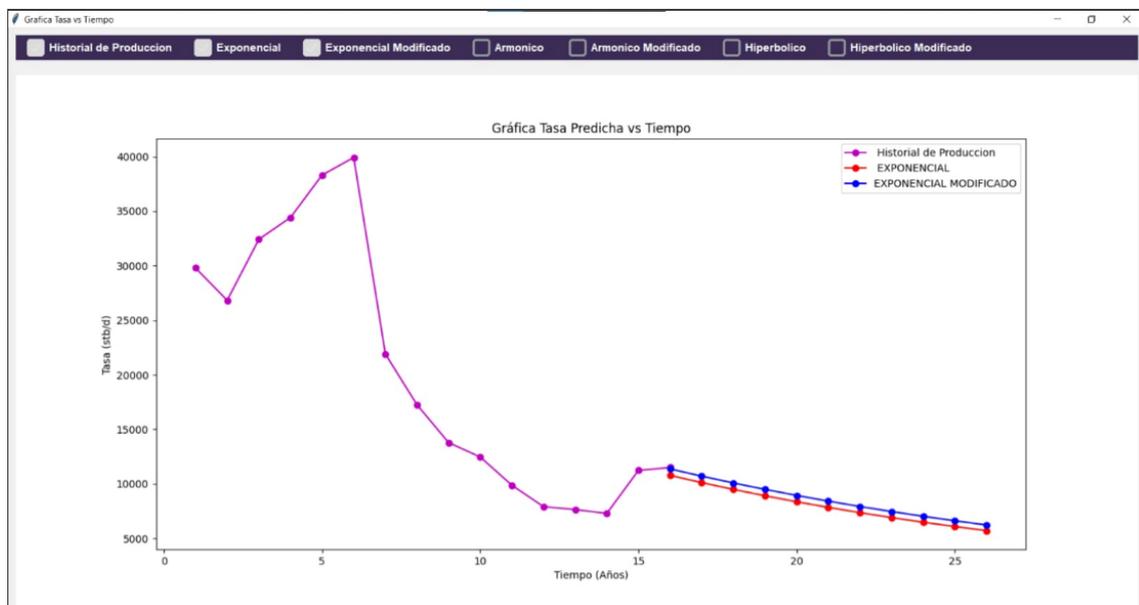


Figura 29. Comparación de Predicción de Producción vs tiempo por los modelos de Arps y Arps Modificado, (Elaboración propia).

Para el análisis del pozo XYZ-1, que presenta una declinación constante, se procedió a utilizar el método exponencial de Arps y exponencial modificado de Arps, se observa que en el modelo modificado ofrece una estimación más optimista de la tasa de producción

futura, esto se debe a que presenta una tasa de declinación menor en comparación con el modelo tradicional de Arps.

En una predicción a 10 años la tasa de producción fue aproximadamente un 26% mayor al emplear el modelo modificado.

## 4.2 POZO XYZ-2.

Con respecto al pozo XYZ-2 que también se encuentra en el oriente ecuatoriano y que en los últimos años ha presentado una declinación constante como se muestra a continuación (ver figura 30).

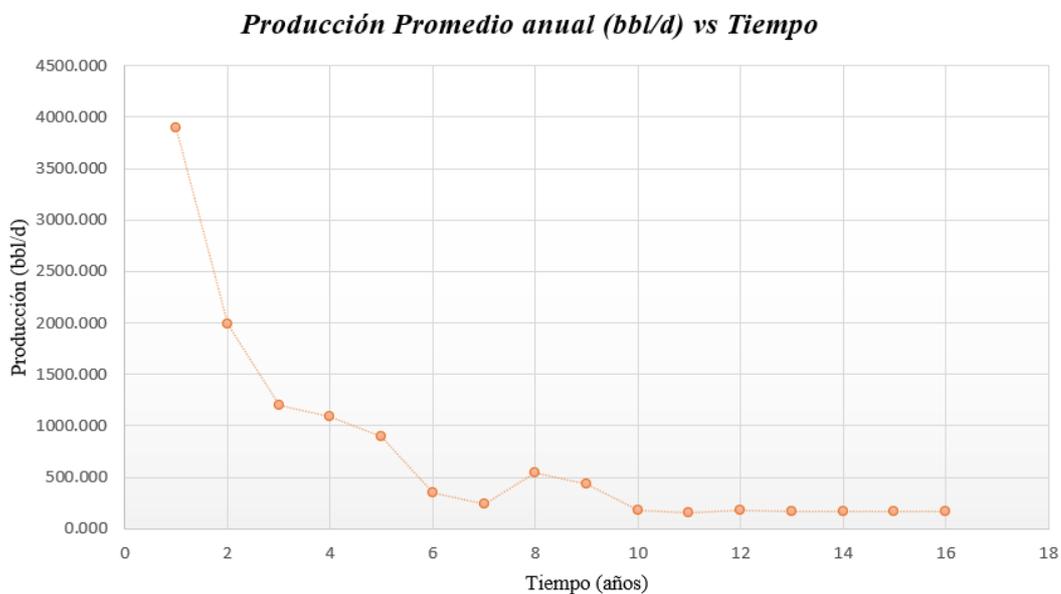


Figura 30. Producción Promedio anual (bbl/d) vs Tiempo del pozo XYZ-2, (Elaboración propia).

Como se puede observar en la figura 30, el pozo XYZ-2 en el año 7 tuvo una intervención y a consecuencia de esto hubo un incremento en la producción anual, luego de esto volvió a disminuir la producción y consecuentemente se volvió constante.

Las propiedades con las que cuenta el pozo XYZ-2 son las siguientes:

Tabla 5. Propiedades Petrofísicas del pozo XYZ-2, (Klinger PARRALES Nimia Pilar, 2020).

propiedades petrofísicas		unidades de campo (SI)		Sistema Ingles	
API		17,400			
Gravedad específica de petróleo	de	0,950		59,2009808	
Densidad de petróleo	de	0,950	Kg/L	59,2009808	lb/ft <sup>3</sup>
Densidad del agua	del	1000	Kg/L		
Espesor de formación	de	28,000	ft		
Radio externo (re)		429,828	ft	429,82847	ft
Viscosidad de petróleo 215°F		1,100	cp		
Factor volumétrico		1,295	BBL/STB	7,2708811	ft <sup>3</sup> /stb
Permeabilidad		824,000	Md		
Área de reservorio	de	580417,14	ft <sup>2</sup>	429,82847	
Daño de formación	de	0,000			
Caudal (q)		0,909	MM ft <sup>3</sup> /d		
Radio de pozo (rw)		9,65	in	0,80208301	ft
qi		21,876	MM ft <sup>3</sup> /d		
Factor de forma (CA)		31,620			

#### 4.2.1 Métodos Utilizados – Caso 2.

##### Hiperbólico

Los datos que se utilizaron para la generar la curva de declinación y tasa calculada se encuentran en la tabla 8 (Ver Anexo B).

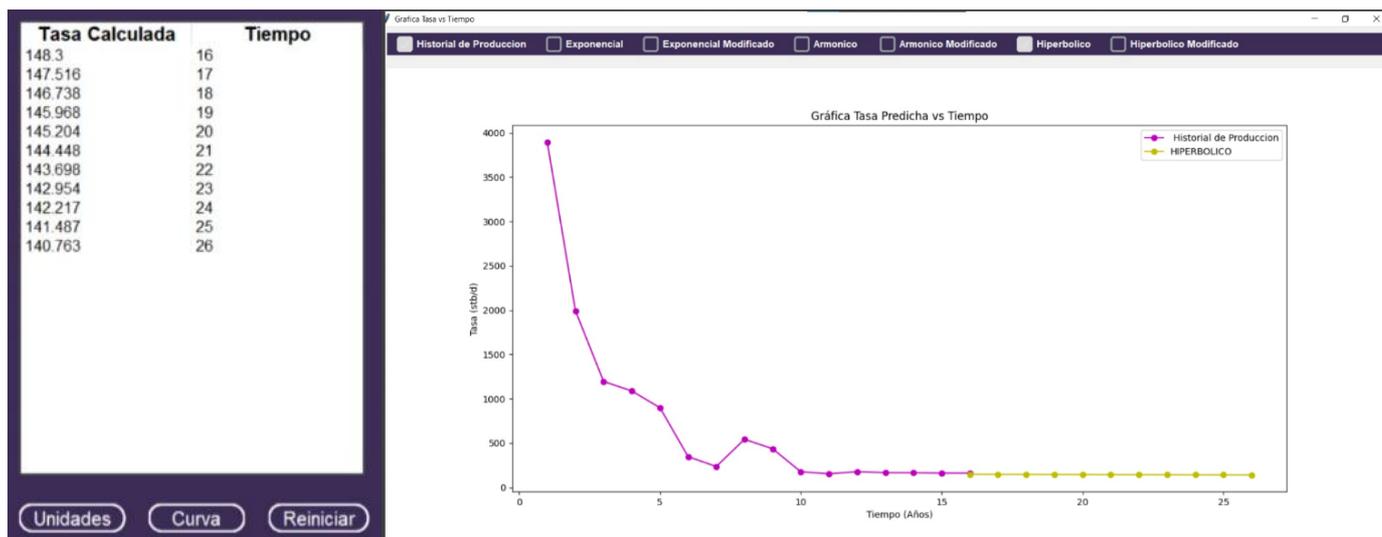


Figura 31. Predicción producción promedio anual (bbl/d) vs tiempo, método hiperbólico, pozo XYZ-2. (Elaboración propia)

**Hiperbólico modificado.**

Los datos que se utilizaron para generar la curva de declinación y tasa calculada se encuentran en la tabla 9 (Ver Anexo B), además de las propiedades petrofísicas que se ubican en la tabla 5 y la figura 27 (Ver Anexo C) para seleccionar el factor de forma.

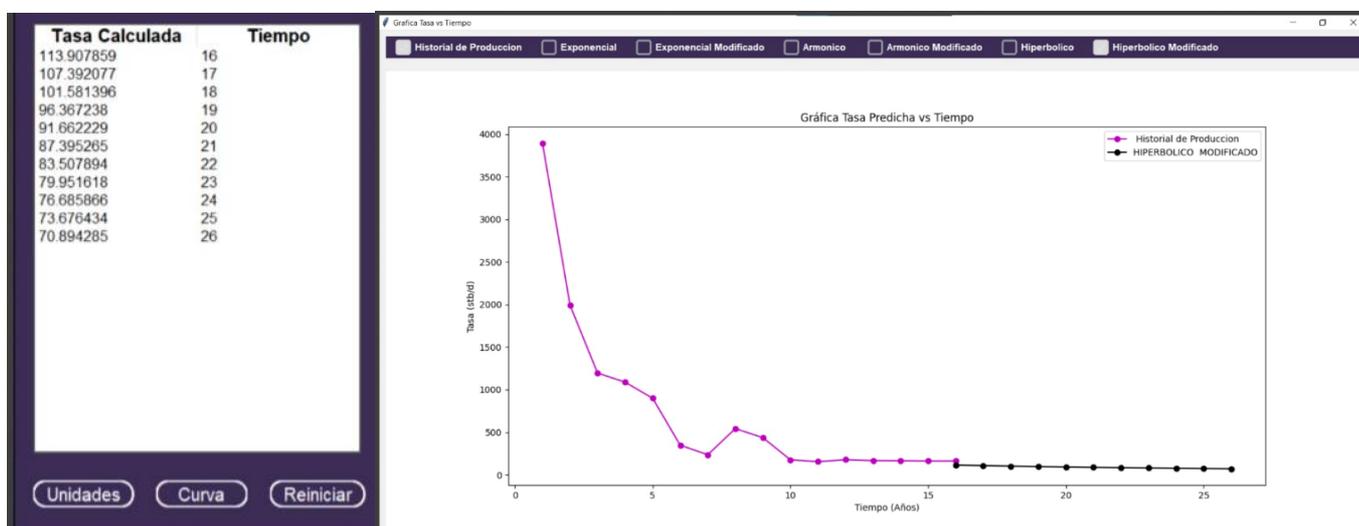


Figura 32. Predicción Promedio Anual vs Tiempo, método hiperbólico modificado, pozo XYZ-2, (Elaboración propia)

## Comparación

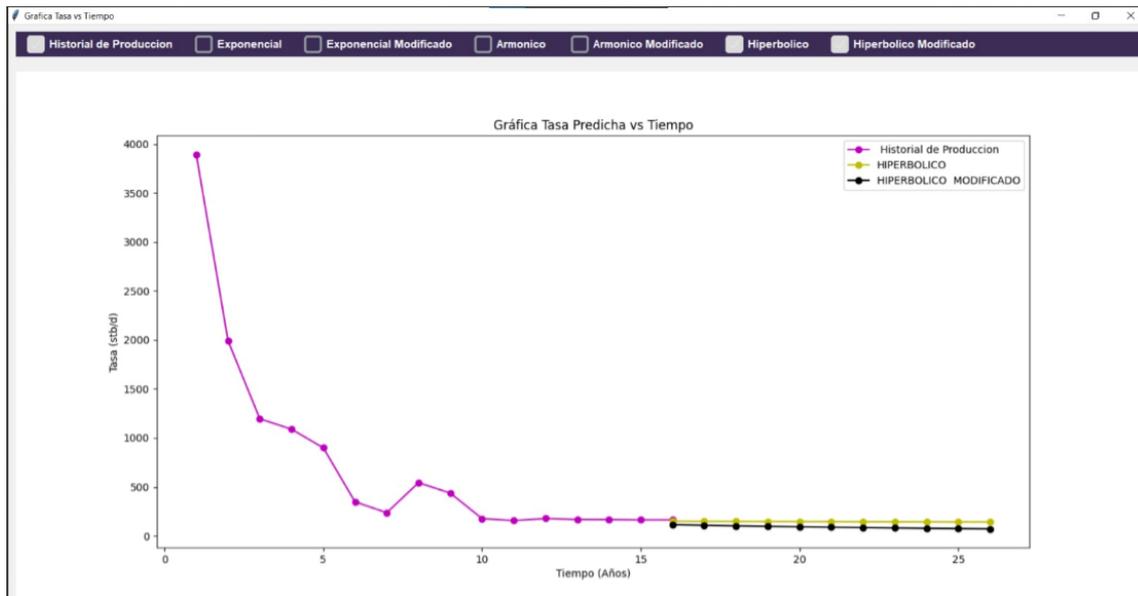


Figura 33. Comparación de Predicción de Producción vs tiempo por los modelos de Arps y Arps Modificado, (Elaboración propia)

Al analizar las curvas de declinación del pozo XYZ-2, que muestra una declinación hiperbólica, utilizando los modelos de Arps y el modelo modificado de Arps. En el modelo modificado de Arps predice una tasa de producción futura más baja, lo que significa una tasa de declinación mayor en comparación con el modelo tradicional de Arps. En una predicción a 10 años, la tasa de producción estimada con el modelo modificado fue un 24% menor.

# **CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

## **5.1 CONCLUSIONES**

- El desarrollo del programa, utilizando el lenguaje de programación Python, hecho para predecir las tasas futuras de un pozo petrolero, mediante regresión polinomial y los modelos de declinación (modelos de Arps y Arps modificado) ha llegado a cumplir con los objetivos planteados.
- El modelo informático desarrollado en este caso de estudio ha demostrado ser una herramienta útil, especialmente cuando se trata de predecir las tasas de producción futuras de los pozos petroleros, siempre que tengamos acceso a los datos históricos de producción.
- El programa cuenta con una interfaz sencilla que permite a los usuarios manejarla de manera fácil y agilizar el proceso para calcular las tasas de producción a futuro.
- El uso del modelo de regresión, en la cual permite modelar relaciones no lineales entre variables y que ajustando un polinomio de grado  $n$  puede aplicarse a diversos tipos de datos creando una curva que se adapte mejor, a diferencia del modelo modificado, que se usa con los diferentes parámetros del pozo.

## 5.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda revisar y actualizar los parámetros utilizados, para validar su uso a futuro ya que el comportamiento de la declinación de un pozo o campo petrolero es un aspecto crucial que debe ser monitoreado y actualizado de manera regular, cada vez que se realiza una intervención en el pozo, ya sea para mantenimiento, mejora de la producción o cualquier otro tipo de operación, es fundamental revisar y ajustar las estimaciones de declinación.
- Mantener esta información actualizada no solo optimiza la producción, sino que también ayuda a prever y mitigar posibles problemas antes de que se conviertan en desafíos mayores, permitiendo tomar decisiones a futuro sobre la explotación de los recursos petroleros.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICA

- AIHE. (2023). *EL PETRÓLEO EN CIFRAS 2022*.  
<https://www.aihe.org.ec/2023/04/20/folleto-el-petroleo-en-cifras-2022/>
- Andrés Vázquez. (n.d.). *Clases y objetos*.
- Antonio, L., Laborde, A., Darío, A., & Tamayo, H. (n.d.). *ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra*.
- Arps, J. J. (1945). *Analysis of Decline Curves*. *Society of Petroleum Engineers*.
- Baby, P. , R. M. , & B. R. (2004). *La Cuenca Oriente: Geología y petróleo (1–)* (IRD Éditions).
- Catuto Reyes Yadira, & Montero Guambugete Alex. (2021). *ESTIMACIÓN DE RESERVAS REMANENTES MEDIANTE EL DESARROLLO DE UN SOFTWARE DE ANÁLISIS DE CURVAS DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN PETROLERA, OPAS*.
- Challenger Pérez Ivete; Díaz Ricardo Yanet; Becerra García Roberto Antonio. (2014). *El lenguaje de programación Python*.
- Chinedu Okologume, W., & Omonusi, R. (2022). *Forecasting Oil Production Rates for Oil Wells Using Decline Curve Analysis and Polynomial Regression Model*.  
<https://doi.org/10.2118/197991-ms>
- Earlougher, R. C. (1977). *Advances in Well Test Analysis*.
- EP Petroecuador. (2023). *INFORME ESTADÍSTICO ENERO-MARZO 2023*.  
<https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/downloads/2023/04/INFORME-ESTADISTICO-MARZO-2023.pdf>
- Erica, L., García, L., Antonio, L., & Medina, M. (2018). *GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO*.  
[www.upse.edu.ec](http://www.upse.edu.ec)

- Escobar, F. (2012). *FUNDAMENTOS DE INGENIERIA DE YACIMIENTOS*.  
<https://oilproduction.net/files/Libro%20Fundamentos%20de%20Ing%20de%20Ya%20cimientos%20-%20Fredy%20Escobar.pdf>
- Esteban, D., Campana, A., Renato, D., Cárdenas, C., Fabián, I. A., & Noboa, C. (2010). *Optimización de la perforación de pozos direccionales de los principales campos de petroproducción en la cuenca oriente*.
- Falcón, D. (2017). *Optimización del proceso de deshidratación del crudo en la planta de tratamiento del complejo de producción y facilidades Indillana (CPF) de Petroamazonas EP, bloque 15 en el año 2015. Rediseño del proceso de deshidratación del crudo en el año 2015*.  
<https://repositorio.utc.edu.ec/bitstream/27000/6536/1/MUTC-000492.pdf>
- Fernán García de Zúñiga. (2024). *¿Qué es Visual Studio Code y cuáles son sus ventajas?*
- Forero G. Angélica M. (2016). *Evaluación de diferentes sistemas de lodos de perforación para disminuir el daño de formación en un Campo de crudo pesado*.
- Jairo G. BUSTOS CEDEÑO. (2012). *Aplicación de la Fractura Hidráulica en la Cuenca Oriente Ecuatoriana*.
- Klinger Parrales Nimia Pilar. (2020). *Análisis de curvas de declinación de producción en pozos del oriente ecuatoriano con la implementación de las curvas de Arps y Arps modificado*.
- LaValley, M. P. (2008). Logistic regression. In *Circulation* (Vol. 117, Issue 18, pp. 2395–2399). <https://doi.org/10.1161/CIRCULATIONAHA.106.682658>
- León Pabon Jhon Alexander. (2013). *GUIA PRÁCTICA LABORATORIO DE FLUIDOS GRAVEDAD API*.
- López Jessica. (2019). *ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO – ECONÓMICO PARA EL CAMBIO DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CON BOMBEO HIDRÁULICO A UN NUEVO SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO ELECTROSUMERGIBLE PARA LA LOCACIÓN PAKA SUR C DE LOS POZOS PKSC017TP Y PKSC-018TP DEL ACTIVO INDILLANA EN PETROAMAZONAS*

- EP. 1–131. <https://repositorio.upse.edu.ec/bitstream/46000/5032/1/UPSE-TIP-2019-0010.pdf>
- López, P. (2004). *POBLACIÓN MUESTRA Y MUESTREO*. <http://www.scielo.org.bo/pdf/rpc/v09n08/v09n08a12.pdf>
- Luis Fiallos Moreno. (1994). *Metodo de gauss jordan para la resolucion de sistemas lineales*.
- Mijares M. Adriana A., & Sánchez L. John D. (2020). *DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA DE ANÁLISIS DE DATOS DE*.
- Olalekan Keshinro, S., Yetunde Aladeitan, Univ. of A., Olugbenga Oni, S., Jemimah-Sandra Samuel, I. C., & Jaja Adagogo, C. (2018). *Improved Decline Curve Analysis Equations – Integration of Reservoir Properties into Arps Equation*. <http://onepetro.org/SPENAIC/proceedings-pdf/18NAIC/All-18NAIC/SPE-193419-MS/1223341/spe-193419-ms.pdf/1>
- Orozco Itacuar, J. M. (2019). *Análisis nodal del sistema de bombeo electrosumergible en los campos Jivino y Limoncocha del bloque 15*. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/20409>
- Polanía Reyes, C. L., Cardona Olaya, F. A., Castañeda Gamboa, G. I., Vargas, I. A., Calvache Salazar, O. A., & Abanto Vélez, W. I. (2020). *INVESTIGACIÓN Cuantitativa & Cualitativa* (Institución Universitaria Antonio José Camacho, Ed.). <https://repositorio.uniajc.edu.co/handle/uniajc/596>
- Ramírez Aguilar Diana. (2007). *MODELO DEPOSITACIONAL DE LA ARENISCA U EN EL CENTRO-NOROCCIDENTE DE LA CUENCA ORIENTE*.
- Rossum G. (2009). *Manual de referencia de Python*.
- Rueda-Beauregard, J. M., Alegría-Hernández, B. A., Vázquez-Vázquez, L. L., Vargas-González, R. E., López-Martínez, S., Fuentes-Domínguez, I., Lobato-García, C. E., & Morales-Bautista, C. M. (n.d.). Determinación de la gravedad API por los métodos directo e indirecto (picnometría). *Journal of Basic Sciences*, 9(25), 19–26. <http://revistas.ujat.mx/index.php/jobs>

Schlumberger. (n.d.). *Energy Glossary Slb*.

Segura, J., & Cerdeña, R. (2019). *MÉTODOS NUMÉRICOS APLICADOS A LA INGENIERÍA*. <https://revistas.unjbg.edu.pe/index.php/cyd/article/view/174/167>

Stefannía, D., Quintana, C., Franklin, J., & Biscarra, U. (2017). *DETERMINACIÓN ANALÍTICA DEL MECANISMO DE EMPUJE DE LOS RESERVORIOS DEL BLOQUE 15 APLICANDO BALANCE DE MATERIALES TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIEROS EN PETRÓLEOS*.

Team Gyata. (2024). *Bibliotecas de Python*.

Tomalá Gutiérrez, J. (2020). *APLICACIÓN DE LOS MÉTODOS DE PREDICCIÓN DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN TRADICIONAL VS MODIFICADO INTEGRANDO LOS PARÁMETROS DE YACIMIENTO EN LOS POZOS ANC1260 Y ANC1270, CAMPO GGV*.

## ANEXO A.

<b>Tiempo (años)</b>	<b>Producción promedio anual (bbl/d).</b>	<b>Producción promedio anual (m<sup>3</sup> std/d).</b>
01/01/2003	29789.333	4766.29328
01/01/2004	26827.019	4292.32304
01/01/2005	32417.926	5186.86816
01/01/2006	34418.604	5506.97664
01/01/2007	38309.950	6129.592
01/01/2008	39922.873	6387.65968
01/01/2009	21910.347	3505.65552
01/01/2010	17252.177	2760.34832
01/01/2011	13782.586	2205.21376
01/01/2012	12463.252	1994.12032
01/01/2013	9875.976	1580.15616
01/01/2014	7914.288	1266.28608
01/01/2015	7649.193	1223.87088
01/01/2016	7292.282	1166.76512
01/01/2017	11241.748	1798.67968
01/01/2018	11502.277	1840.36432

Tabla 6. producción promedio anual (bbl/d) y (m<sup>3</sup> std/d) del pozo xyz-1.

<b>Tiempo (años)</b>	<b>Producción promedio anual (bbl/d)</b>	<b>Producción promedio anual (ft<sup>3</sup>/d)</b>	<b>Producción promedio anual MM (ft<sup>3</sup>/d)</b>
01/01/2003	29789.333	167267.105	0.1672671
01/01/2004	26827.019	150633.712	0.1506337
01/01/2005	32417.926	182026.654	0.1820267
01/01/2006	34418.604	193260.461	0.1932605
01/01/2007	38309.950	215110.369	0.2151104
01/01/2008	39922.873	224166.932	0.2241669
01/01/2009	21910.347	123026.598	0.1230266
01/01/2010	17252.177	96870.974	0.0968710
01/01/2011	13782.586	77389.220	0.0773892
01/01/2012	12463.252	69981.160	0.0699812
01/01/2013	9875.976	55453.605	0.0554536
01/01/2014	7914.288	44438.727	0.0444387
01/01/2015	7649.193	42950.219	0.0429502
01/01/2016	7292.282	40946.163	0.0409462
01/01/2017	11241.748	63122.415	0.0631224
01/01/2018	11502.277	64585.285	0.0645853

Tabla 7. Producción Promedio anual vs Tiempo del pozo xyz-1, exponencial modificado.

## ANEXO B

<b>Tiempo (años)</b>	<b>Producción promedio anual (bbl/d)</b>	<b>Producción Promedio anual (m<sup>3</sup> std/d)</b>
1	3896.301	623.408208
2	1992.9065	318.86504
3	1195.0924	191.214784
4	1088.3314	174.133024
5	898.9332	143.829312
6	347.0745	55.53192
7	235.7931	37.726896
8	542.6501	86.824016
9	436.2944	69.807104
10	176.0313	28.165008
11	154.5402	24.726432
12	176.8566	28.297056
13	166.5967	26.655472
14	162.2396	25.958336
15	161.9853	25.917648
16	161.8878	25.902048

Tabla 8. Historial de Producción promedio anual en (bbl/d) y (m<sup>3</sup> std/d) del pozo xyz-2.

<b>Tiempo (Años)</b>	<b>Producción Promedio anual (bbl/d)</b>	<b>Producción Promedio anual (ft<sup>3</sup>/d)</b>	<b>Producción Promedio anual MM (ft<sup>3</sup>/d)</b>
1	3896.301	21876.095	21.876095
2	1992.9065	11189.333	11.189333
3	1195.0924	6709.942	6.709942
4	1088.3314	6110.524	6.110524
5	898.9332	5047.132	5.047132
6	347.0745	1948.678	1.948678
7	235.7931	1323.879	1.323879
8	542.6501	3046.752	3.046752
9	436.2944	2449.610	2.449610
10	176.0313	988.342	0.988342
11	154.5402	867.678	0.867678
12	176.8566	992.976	0.992976
13	166.5967	935.370	0.935370
14	162.2396	910.907	0.910907
15	161.9853	909.479	0.909479
16	161.8878	908.932	0.908932

Tabla 9. Producción Promedio Anual vs Tiempo del pozo xyz-2, hiperbólico modificado.

## ANEXO C

### FACTOR DE FORMA PARA VARIAS AREAS DE DRENAJE CON UN SOLO POZO

Dentro de las fronteras del reservorio	$C_A$	$\ln C_A$	$0.5 \ln(2.2458/C_A)$	Exacto o Para $t_{DA} >$	Menor al 1% de error para $t_{DA} >$	Usar el sistema de solución infinita con un error menor al 1% para $t_{DA} <$
	31.62	3.4538	-1.3224	0.1	0.06	0.10
	31.6	3.4532	-1.3220	0.1	0.06	0.10
	27.6	3.3178	-1.2544	0.2	0.07	0.09
	27.1	3.2995	-1.2452	0.2	0.07	0.09
	21.9	3.0865	-1.1387	0.4	0.12	0.08
	0.098	-2.3228	1.5659	0.9	0.60	0.015
	30.8828	3.4302	-1.3106	0.1	0.05	0.09
	12.9851	2.5638	-0.8774	0.7	0.25	0.03
	4.5132	1.5070	-0.3490	0.6	0.30	0.025
	3.3351	1.2045	-0.1977	0.7	0.25	0.01
	21.8369	3.0836	-1.1373	0.3	0.15	0.025

Figura 27. factor de forma para varias áreas de drenaje con un solo pozo, (Earlougher, 1977).