



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

TEMA:

**“ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO
PARAHUACU APLICANDO CURVAS DE DECLINACIÓN.”**

**PROYECTO PRÁCTICO DEL EXAMEN COMPLEXIVO
“TRABAJO DE INVESTIGACIÓN”**

AUTOR:

ROSA MELISSA GONZÁLEZ PIONCE

TUTOR:

Ing. SADI ARMANDO ITURRALDE KURE, MSc

LA LIBERTAD - ECUADOR

2020

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

TEMA:

**“ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN
DEL CAMPO PARAHUACU APLICANDO CURVAS DE
DECLINACIÓN.”**

**PROYECTO PRÁCTICO DEL EXAMEN COMPLEXIVO
“TRABAJO DE INVESTIGACIÓN”**

AUTOR:

ROSA MELISSA GONZÁLEZ PIONCE

TUTOR:

Ing. SADI ARMANDO ITURRALDE KURE, MSc

LA LIBERTAD - ECUADOR

2020



Santa Elena, 28 de septiembre 2020

CARTA DE ORIGINALIDAD

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

Cumpliendo con los requisitos exigidos, envío a Uds. La Tesina Titulada “**ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO PARAHUACU APLICANDO CURVAS DE DECLINACIÓN**”, para que se considere la Sustentación, señalando lo siguiente:

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

Rosa Melissa González Pionce
Autor: Nombres y Apellidos

Firma: Melissa González P

N° de Cédula: 245028834-1

Correo: rmelissa.2450@gmail.com / rosa.gonzalezpionce@upse.edu.ec

Ing. Sadi Armando Iturralde Kure, MSc.
Tutor: Nombres y Apellidos

Firma Sadi Armando Iturralde Kure

N° de Cédula: 090434945-3

Correo: siturralde@upse.edu.ec

DEDICATORIA

Esta tesina dedico con todo mi corazón a mi amada familia por ser el pilar más importante en mi vida personal y profesional. A mis amigos y seres queridos por su sincero apoyo y motivación a lo largo de mi carrera.

Rosa González

AGRADECIMIENTO

A Dios, mi padre celestial, por darme vida y salud para culminar con éxito esta etapa de mi vida.

A la Universidad Estatal Península de Santa Elena, a los docentes de la Carrera de Petróleos, en especial a mi tutor de tesina Ing. Sadi Iturralde Kure por su orientación durante todo el proceso.

Rosa González

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

TEMA: “ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO PARAHUACU APLICANDO CURVAS DE DECLINACIÓN”

Autora: Rosa Melissa González Pionce

Tutor: Ing. Sadi Armando Iturralde Kure, MSc.

RESUMEN

La tasa de producción y la producción acumulada de un campo disminuye conforme va siendo explotado, debido a la caída de energía natural del yacimiento, reducción de la permeabilidad relativa del petróleo, saturación del petróleo, entre otros factores. En el presente proyecto se determinó el comportamiento de la producción del campo Parahuacu, utilizando el historial de producción del campo desde el año 1978 hasta el año 2016, y la curva de declinación Hiperbólica, por un periodo de diez años, es decir del 2016 al año 2026. En este estudio no se consideraron los periodos de cierre de producción, los cambios en la presión de fondo, parámetros como la relación gas-petróleo, o la reducción del índice de productividad, razón por la cual los cálculos obtenidos no son tan precisos. Se obtuvo una declinación de 0.44/año, lo que dio como resultado una disminución continua de la tasa de producción con respecto al tiempo de aproximadamente 10.000 BBL por año, y se estimó un aumento de la producción acumulada de solo 12.000 BBL anuales. Estos cálculos indican que es necesario realizar una intervención en el campo, aplicando recuperación mejorada a los sistemas de levantamiento artificial utilizados en la actualidad, a fin de aumentar la producción del campo.

Palabras claves: Historial de producción, Método Gráfico de Walsh y Lake, declinación Hiperbólica.

ABSTRACT

TOPIC: "STUDY OF THE PRODUCTION BEHAVIOR OF THE PARAHUACU FIELD APPLYING DECLINATION CURVES"

Author: Rosa Melissa González Pionce

Tutor: Ing. Sadi Armando Iturralde Kure, MSc

The production rate and the accumulated production of a field decreases as it is exploited, due to the fall in natural energy in the field, reduction of the relative permeability of oil, oil saturation, among other factors. In this project, the production behavior of the Parahuacu field was determined, using the field's production history from 1978 to 2016, and the Hyperbolic decline curve, for a period of ten years, that is, from 2016 to 2026. In this year, the production closure periods, changes in bottom pressure, parameters such as the gas-oil ratio, or the reduction of the productivity index were not considered, which is why the results obtained are not so precise. A decline of 0.44/year was obtained, resulting in a continuous decrease in the production rate over time of approximately 10,000 BBL per year, and an increase in cumulative production of only 12,000 BBL per year was estimated. These calculations indicate that a field intervention is necessary, applying improved recovery to artificial lift systems used today, in order to increase field production.

Keywords: Production history, Walsh and Lake Graphical Method, Hyperbolic decline.

TABLA DE CONTENIDO

CARTA DE ORIGINALIDAD	iii
DEDICATORIA	iv
AGRADECIMIENTO.....	v
RESUMEN	vi
ABSTRACT	vii
ÍNDICE DE FIGURAS	x
ÍNDICE DE TABLAS	x
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	2
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	2
1.1. Formulación del problema	2
1.2. Antecedentes	2
1.3. Justificación	4
1.4. Objetivos	5
1.4.1. Objetivo General	5
1.4.2. Objetivos Específicos.....	5
CAPÍTULO II.....	6
2. MARCO TEÓRICO	6
2.1. Descripción del Campo Parahuacu	6
2.2. Ubicación del Campo Parahuacu	6
2.3. Estratigrafía.....	8
2.4. Geología del Campo Parahuacu	9
2.5. Descripción de Formaciones.....	9
2.5.1. Formación Basal Tena.....	9
2.5.2. Formación Napo.....	10
2.5.3. Formación “U” Superior e Inferior.....	10

2.5.4. Formación “T” Superior e Inferior.....	11
2.5.5. Formación “Hollín”.....	11
2.6. Información Petrofísica-Conceptos Generales.....	12
2.6.1. Parámetros Petrofísicos Promedio del Campo Parahuacu	12
2.6.2. Propiedades Promedio de los Fluidos del Campo Parahuacu.....	12
2.6.3. Salinidad y Resistividad del Campo Parahuacu.....	13
2.7. Determinación de Formaciones Productoras y No Productoras	14
2.7.1. Historial de Presión de la Formación Basal Tena	14
2.7.2. Historial de Presión de la Formación U Inferior.....	15
2.7.3. Historial de Presión de la Formación T Inferior	16
CAPÍTULO III.....	17
3. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN.....	17
3.1. Curvas de Declinación	17
3.2. Tipos de Curvas de Declinación.....	18
3.2.1. Declinación Exponencial.....	18
3.2.2. Declinación Armónica.....	19
3.2.3. Declinación Hiperbólica.....	19
3.3. Método Gráfico de Walsh y Lake.....	19
CAPÍTULO IV.....	21
4. INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS.....	21
4.1. Estimación de la Producción del Campo Parahuacu.....	21
CONCLUSIONES	27
RECOMENDACIONES	29
BIBLIOGRAFÍA	30

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Ubicación del Campo Parahuacu en el Mapa del Ecuador	7
Figura 2: Columna Estratigráfica del Campo Parahuacu	8
Figura 3: Historial de Producción de la Formación Basal Tena.....	14
Figura 4: Historial de Producción de la Formación U Inferior.....	15
Figura 5: Historial de Producción de la Formación T Inferior	16
Figura 6: Representación q vs t con Declinación Exponencial	18
Figura 7: Representación q vs t con Declinación Armónica	19
Figura 8: Representación q vs t con Declinación Hiperbólica	19
Figura 9: Método Gráfico para determinar Di y n.....	20
Figura 10: Historial de Producción Promedio del Campo Parahuacu	21
Figura 11: Método Gráfico de Walsh y Lake aplicado al Campo Parahuacu	23
Figura 12: Tasa de Producción diaria vs Tiempo, hasta el año 2026	24
Figura 13: Tasa de Producción diaria vs Producción Acumulada, hasta el año 2026	25
.....	25
Figura 14: Producción Acumulada vs Tiempo, hasta el año 2026	26

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Parámetros Petrofísicos Promedio del Campo Parahuacu	12
Tabla 2: Propiedades Promedio de los Fluidos del Campo Parahuacu	13
Tabla 3: Salinidad y Resistividad del Campo Parahuacu.....	13
Tabla 4: Cálculo de 1/D para hallar la Tasa de Declinación	23
Tabla 5: Tasa de Producción y Producción Acumulada del campo a partir del año 2016	24
.....	24

INTRODUCCIÓN

El campo Parahuacu está categorizado dentro de los denominados campos menores debido a su baja producción de 3.159 BPD. El crudo producido tiene un grado API de 31 aproximadamente. Los pozos de este campo tienen alrededor de 50 años siendo producidos (PETROAMAZONAS EP, 2017).

Se pretende aplicar curvas de declinación, no sin antes seleccionar el tipo de curva adecuado. Los investigadores, Walsh y Lake, indican que cuando se conocen datos de producción, es recomendable la declinación hiperbólica puesto que las otras dos curvas siempre darán como resultados gráficos lineales; en la Exponencial la declinación es constante, y en la Armónica la declinación es proporcional a la tasa de producción.

Existen tres métodos que permiten calcular la tasa de declinación, D , y el exponente de declinación, n , estos son: método Gráfico de Walsh y Lake, método de la Curva Tipo, y método de Regresión Lineal. Para el presente caso se utilizará el método Gráfico por ser un método más preciso.

En el presente proyecto se procederá a describir la ubicación del campo, su geología y estratigrafía, al igual que la información petrofísica del campo. Luego, se analizará el historial de presión y, con los datos petrofísicos, se determinará las formaciones productoras. Posteriormente, se aplicarán curvas de declinación para extrapolar la producción de crudo y estimar el comportamiento de producción futura.

CAPÍTULO I

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. Formulación del problema

¿Es posible estimar el comportamiento de la producción actual del campo Parahuacu mediante curvas de declinación de producción?

1.2. Antecedentes

Una declinación que se presenta de manera frecuente en un pozo ocurre por la rápida disminución de su producción, a lo largo del tiempo, hasta que alcanza un límite y deja de ser rentable. Por esta razón se han realizado estudios empíricos del comportamiento de la producción para estimar dichas declinaciones.

Arps introdujo la técnica de análisis de declinación de la producción mediante expresiones matemáticas, (Arps, 1945). Además, propuso tres tipos de declinación para condición de presión constante: Exponencial, Hiperbólica y Armónica.

Fetkovich amplió el uso de las curvas de declinación para aplicarlas en el análisis de los datos de producción de un pozo, conjunto de pozos o un campo petrolero, mediante el uso de Curvas Tipo (Fetkovich, 1980).

Posteriormente, otros especialistas, a través de varios estudios, desarrollaron diferentes Curvas Tipo para el análisis de la declinación de la producción. Los siguientes autores asumieron condiciones particulares de pozos y yacimientos: (Sanyal, 1989); (Blasingame, McCray, & Lee, 1991); (Fetkovich, Fetkovich, & Fetkovich, 1944); (Agarwal, Gardner, Kleinsteiber, & Fussel, 1999).

(Cárcamo & Polo, 2007), establecieron una técnica para análisis de producción en campos maduros. Un año después, (Velázquez, Fuentes, & Cruz, 2008), estudiaron el comportamiento de la declinación de la producción en yacimientos fracturados naturalmente.

En el 2014, Aragón Aguilar, Barragán y Arellano, presentaron una investigación en la cual analizaban la declinación en yacimientos geotérmicos (Aguilar, Arellano, & Barragán, 2014).

Cada una de estas técnicas de análisis de curvas de declinación de producción ha ido evolucionado a través de los años, y fueron desarrolladas bajo suposiciones particulares, las principales son: yacimiento volumétrico y flujo en una sola fase, esta última se considera válida especialmente en yacimientos de gas ya que su compresibilidad influye en el balance de materia.

Las suposiciones anteriormente mencionadas, hacen que estas técnicas no sean tan precisas, por ello solo brindan resultados que se toman como estimaciones o aproximaciones de lo que puede suceder en realidad, dentro del área de aplicación (Aragón & Barragán, 2019).

1.3. Justificación

La capacidad de producción de un yacimiento desciende o declina principalmente como consecuencia de una disminución de la presión interna, es decir, cuando decae la energía del yacimiento. Por otro lado, otros factores que influyen en la declinación de la producción son: reducción de la permeabilidad relativa al petróleo y saturación de petróleo alrededor del pozo, disminución de la efectividad del método de producción, problemas de arenamiento, producción de asfaltenos, daño a la formación, y problemas mecánicos (M Madrid, 2012).

En el presente proyecto no se dispone de información referente a la producción futura del Campo Parahuacu, dado que la base de datos disponibles y el reporte final de POES y reservas, publicados por la empresa operadora PETROAMAZONAS EP, se encuentra hasta la fecha de 31 de diciembre de 2016. No se conoce el estado actual y tampoco un estimado de la producción próxima para determinar, por ejemplo, si en un periodo de diez años será rentable seguir produciendo, o si será necesario implementar un nuevo sistema de recobro, a corto o largo plazo.

Es posible estimar el comportamiento de producción de petróleo durante la vida productiva de un pozo, un grupo de pozos o de un campo, mediante curvas de declinación de producción, ya que se basan en la hipótesis de que los factores que han afectado la producción en el pasado lo continuarán haciendo. Por ello, este proceso se aplicará con el fin de predecir el comportamiento de la producción del campo, y así conocer si es recomendable planificar operaciones por un prolongado periodo, o de lo contrario proponer nuevas alternativas.

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo General

- Analizar el comportamiento de la producción de petróleo actual y futura del campo Parahuacu, utilizando una de las curvas de declinación.

1.4.2. Objetivos Específicos

- Identificar los parámetros petrofísicos de los pozos y establecer las formaciones productoras del campo.
- Determinar la curva de declinación requerida de acuerdo a las condiciones del yacimiento.
- Comparar los resultados de la producción actual, y durante un periodo de diez años.

CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO

2.1. Descripción del Campo Parahuacu

El Campo Parahuacu fue descubierto por la empresa Texaco-Gulf, perforando el pozo Parahuacu 01. Esta operación inició en octubre de 1968 y se completó en noviembre del mismo año, llegando a una profundidad de 10173 ft, con una producción de 448 BPD de la arenisca T, un API de 31° y un BSW de 0.2%.

Al inicio de la vida productiva del campo se perforaron 4 pozos en el mes de diciembre del año 1978. En el presente, este campo tiene un total de 23 pozos perforados de los cuales 9 pozos se encuentran cerrados y 14 son pozos productores. Los 14 pozos se encuentran produciendo con levantamiento artificial; 9 pozos con Bombeo Hidráulico y 5 pozos con Bombeo Electrosumergible.

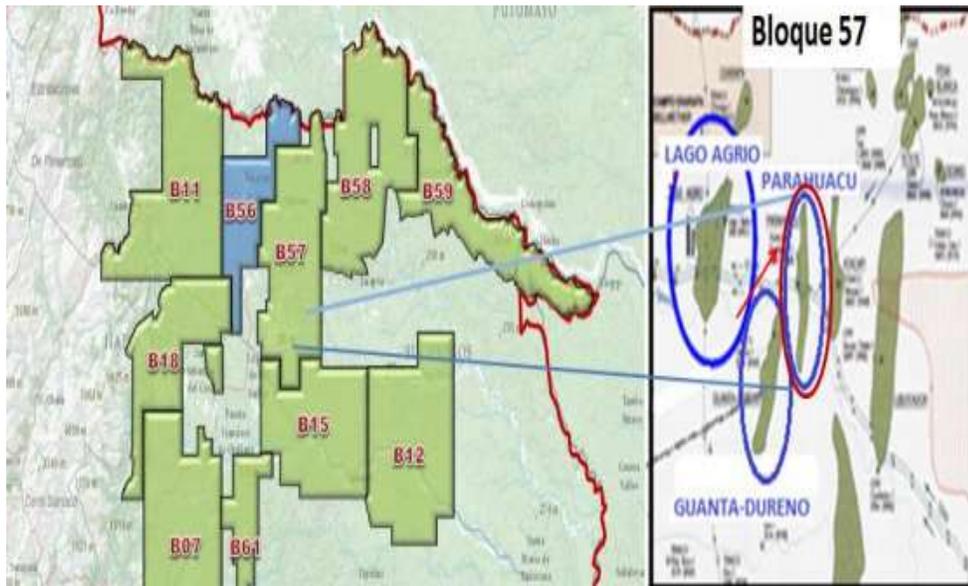
2.2. Ubicación del Campo Parahuacu

El campo Parahuacu pertenece al área Libertador, en la Cuenca Oriente del Ecuador. Está agrupado con los campos Blanca, Atacapi, Shushuqui, Pichincha, Cuyabeno, Sansahuari, Shuara, Carabobo, Secoya, Tapi, Víctor Hugo Ruales (VHR), Tetete, Pacayacu, Singue, Chanangue, Peña, y Frontera.

PETROAMAZONAS EP es quien opera dentro del campo, se ubica al sur-este del Campo Lago Agrio en la Provincia de Sucumbíos, con una extensión de 350km², aproximadamente.

El Campo Parahuacu presenta las siguientes Coordenadas Geográficas y Coordenadas UTM (Sistema de Coordenadas Universal Transversal de Mercator:

- **Geográficas:** Latitud de 00°07'-00°01'00``N y Longitud de 76°43'00``-76°38'00``w.
- **UTM:** Latitud de 10001000-10024000N y Longitud de 304000-320000W



*Figura 1: Ubicación del Campo Parahuacu en el Mapa del Ecuador
Fuente: (PETROAMAZONAS, 2017)*

2.3. Estratigrafía

A continuación, se presentará la Columna Estratigráfica del Campo Parahuacu:

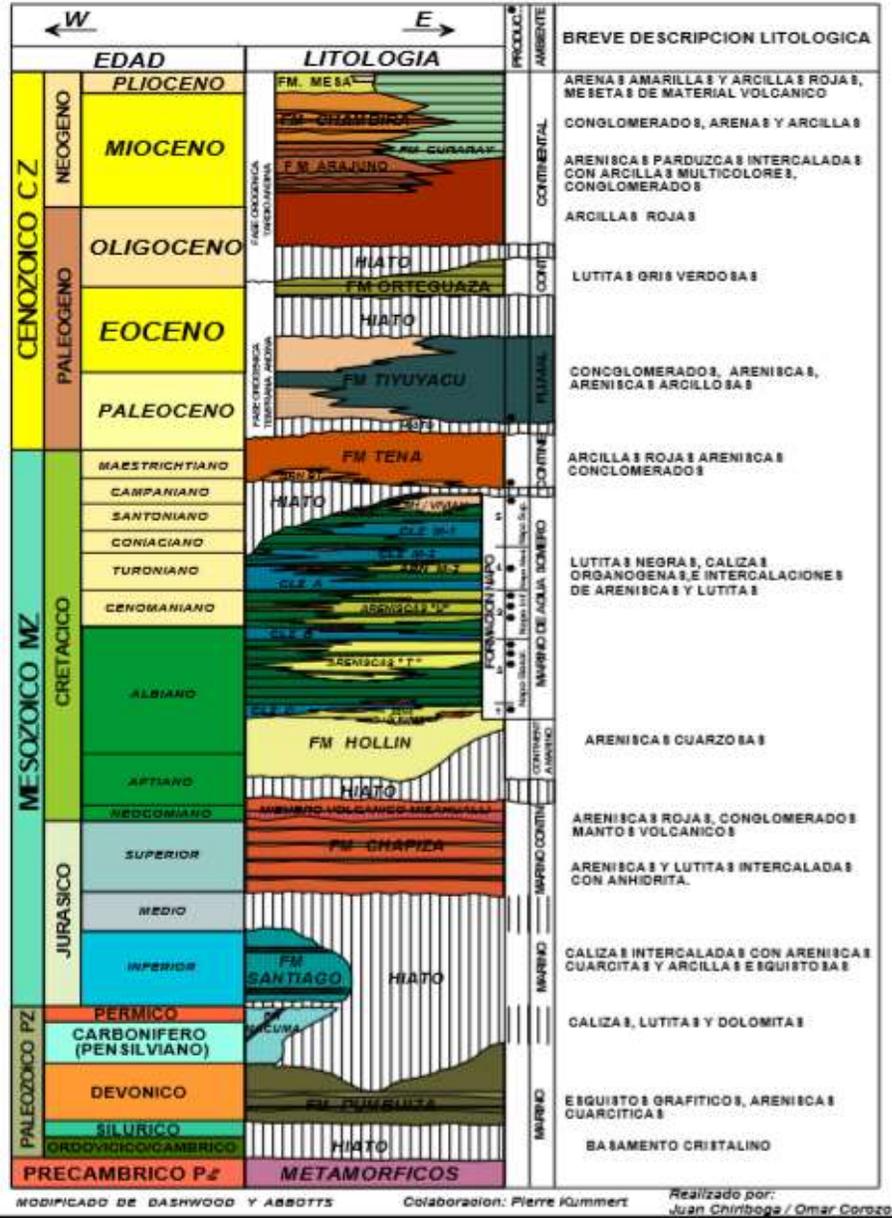


Figura 2: Columna Estratigráfica del Campo Parahuacu
Fuente: Departamento de Cartografía (PETROAMAZONAS, 2017)

2.4. Geología del Campo Parahuacu

Este campo está limitado por el terreno selvático que se encuentra al norte del Río Aguarico, afluente del río Amazonas, ubicado sobre el flanco norte del arco de la Trans-Cuenca Putumayo en Colombia. La región ha sido objeto de cinco deformaciones estructurales separadas en ciclos, junto a la presencia de narices estructurales, fallas, y anticlinales (PETROAMAZONAS, 2017).

Los resultados de la sísmica 3D demuestran que el campo comparte la sísmica de Lago Agrio y de Atacapi, dando a confirmar la presencia de dos anticlinales muy grandes, controlados por dos fallas inversas que provienen del basamento, además existen pequeñas fallas con sellos más pequeños dirigidos hacia arriba de la serie, hasta desaparecer a nivel de la formación Basal Tena (PETROAMAZONAS, 2017).

2.5. Descripción de Formaciones

Basado en varios estudios de simulación matemática que se realizaron a los núcleos del Campo Parahuacu y a los núcleos de los campos cercanos, así como los registros eléctricos de los pozos, se llegó a la conclusión de que los yacimientos U y T pertenecen a un ambiente deltaico con un rumbo de sedimentación de Norte a Sur (SSI, 1994).

2.5.1. Formación Basal Tena

Tomando el punto litológico, se trata de una arenisca cuarzosa transparente que posee un grano grueso a muy grueso, firme, cemento ligeramente calcáreo, con

hidrocarburos, y fluorescencia natural discontinua amarilla blanquecina. El mapa de depositación ambiental y de datos sísmicos sugiere que Basal Tena se depositó en un canal erosionado con un potencial hidrocarburífero probado en una superficie de disconformidad al tope de la formación Napo (SSI, 1994).

2.5.2. Formación Napo

La formación Napo está constituida por los reservorios que tienen las características típicas de las formaciones U y T, con una predominancia del ambiente Deltaico e influenciado por lluvia predominante y de menor influencia marina. Las secuencias arenosas U y T son cuarzosas en sus partes básicas y suelen tener abundancia de glauconita en las porciones pertenecientes a la capa superior, lo que se corresponde con una etapa de plataforma (SSI, 1994).

La glauconita es un mineral silíceo encontrado en rocas sedimentarias, caracterizado por su tasa de sedimentación lenta y presencia de material orgánico (Schlumberger, s.f.).

2.5.3. Formación “U” Superior e Inferior

El ambiente de depositación es un canal distributario asociado a barras de desembocadura y de rebalse, se depositan dependiendo de la forma en la que el mar transgredía al ser tendencialmente paralela al eje central de la estructura, por lo que el yacimiento es en extremo complejo y variable de pozo en pozo (SSI, 1994).

La profundidad promedio en la que se encuentran estas arenas varía de 9440 a 9470 ft para el nivel superior, de 9470 a 9500 ft de profundidad para un nivel intermedio,

y para el nivel inferior varía de 9500 a 9560 ft de profundidad (PETROAMAZONAS, 2017).

La Formación U Superior contiene arenisca friable (con tendencia a romperse en trozos más pequeños por contacto con otro material) de cuarzo de color gris claro de grano muy fino a fino, con cemento calcáreo y con buena presencia de hidrocarburos, de fluorescencia amarilla blanquecina, y de corte instantáneo (SSI, 1994).

La Formación U Inferior contiene arenisca firme de cuarzo monocristalino color café claro, grano medio grueso, cemento ligeramente silíceo, saturada de hidrocarburos, fluorescencia amarillo blanquecina, y corte rápido (SSI, 1994).

2.5.4. Formación “T” Superior e Inferior

Contiene una arenisca friable de cuarzo color gris verdosa, firme de grano muy fino a fino de subangular a redondeada, bien glauconítica o con lento proceso de sedimentación, con cemento calcáreo, saturada de hidrocarburo, fluorescencia blanquecina, y corte rápido (SSI, 1994).

Las profundidades promedias a las que se encuentra la arena varían de 9645 a 9690 ft de profundidad para el nivel superior y de 9690 a 9750 ft de profundidad para el nivel más profundo (PETROAMAZONAS, 2017).

2.5.5. Formación “Hollín”

Contiene arenisca friable de cuarzo color gris claro, de grano medio a grueso, de angular a subangular, el tamaño del grano aumenta hacia abajo, presenta pocos

granos de glauconita con escasa presencia de hidrocarburos, y el cemento es silíceo (SSI, 1994).

Por esta razón, en esta formación no se encontró cantidades comerciales de petróleo.

2.6. Información Petrofísica-Conceptos Generales

La Información Petrofísica permite estudiar las interacciones que existen entre las propiedades físicas y la textura de las rocas. Permite también realizar la caracterización de los reservorios, así como calcular las reservas que poseen los mismos. Dado esto, se procederá a describir la información referente a las propiedades petrofísicas del Campo Parahuacu.

2.6.1. Parámetros Petrofísicos Promedio del Campo Parahuacu

CAMPO PARAHUACU								
Formación	h _o (ft)	ϕ (%)	K (md)	S _w (%)	Área (acres)	B _o (Bl/Bl)	°API	GOR (Scf/Bl)
Basal Tena	6	14.93	186	35.77	3088	1.124	20.3	160
U	17	12.68	180	29.16	4015	1.206	32.3	310
T	32.74	13.95	247	13.95	4324	1.301	32.7	260

Tabla 1: Parámetros Petrofísicos Promedio del Campo Parahuacu
Fuente: (PETROAMAZONAS, 2017)

2.6.2. Propiedades Promedio de los Fluidos del Campo Parahuacu

La información de las propiedades de los fluidos del Campo Parahuacu y de los pozos se basa en el análisis PVT disponible en el archivo de Subgerencia de Exploración y Desarrollo de PETROAMAZONAS EP.

Formación	°API	T (°F)	P _b (Psi)	GOR (Scf/Bls)	B _o (Bls/BF)	Grav. Gas Aire=1	μ _o (Cp)
Basal Tena	20.30	210	820	160	1.124	0.9925	20.4
U	32.30	236	1293	310	1.206	1.186	1.31
T	32.7	242	1050	260	1.301	1.249	1.7

Tabla 2: Propiedades Promedio de los Fluidos del Campo Parahuacu
Fuente: (PETROAMAZONAS, 2017)

2.6.3. Salinidad y Resistividad del Campo Parahuacu

Se utilizó la salinidad del agua de formación y la temperatura del yacimiento para determinar la Resistividad del Agua, R_w , para los intervalos de interés.

Formación	Salinidad (ppm)	R_w (Ω-m)
Basal Tena	51,428	0.086@201°F
U	59,000	0.054@209°F
T	13,500	0.143@213°F
Hollín Superior	5,000	0.382@205°F

Tabla 3: Salinidad y Resistividad del Campo Parahuacu
Fuente: (PETROAMAZONAS, 2017)

La formación con mayor nivel de salinidad es la formación U, al ser mayor conductora de electricidad, registra un bajo nivel de resistividad. Lo contrario sucede con la formación Hollín Superior, ya que presenta el nivel más bajo de salinidad, es la formación menos conductora y por ello registra un mayor valor de resistividad.

2.7. Determinación de Formaciones Productoras y No Productoras

Para el desarrollo de este subtema se tomaron en consideración las presiones de las formaciones del Campo Parahuacu, por lo que fue necesario revisar las pruebas de presión Build Up, las cuales son pruebas de restauración de presión.

El análisis e interpretación del historial de presión de cada formación, permitió conocer las características del reservorio para establecer las formaciones productoras y no productoras.

2.7.1. Historial de Presión de la Formación Basal Tena

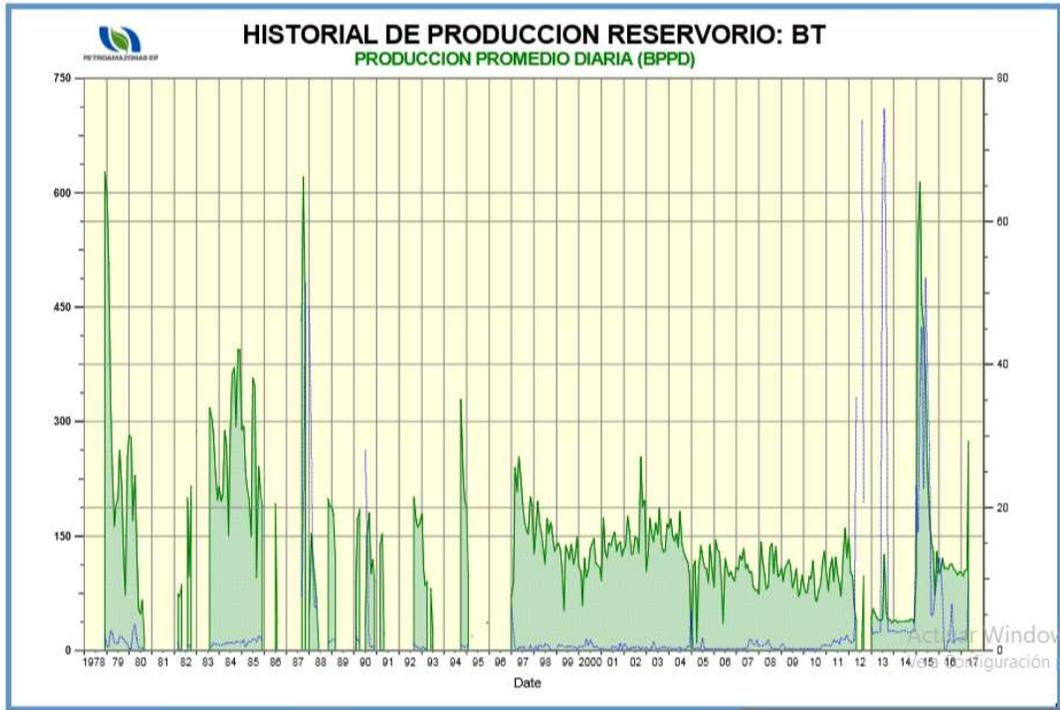


Figura 3: Historial de Producción de la Formación Basal Tena
Fuente: (PETROAMAZONAS, 2017)

La formación Basal Tena contó con una presión inicial de 3917 psi, posteriormente esta presión fue decreciendo hasta llegar a 1547 psi en el año 2006, el último registro de presión realizado hasta el año 2016 indica un valor de 1368 psi, en el campo Parahuacu.

Esta formación es considerada productora con un aproximado de 451 BPD (PETROAMAZONAS, 2017).

2.7.2. Historial de Presión de la Formación U Inferior

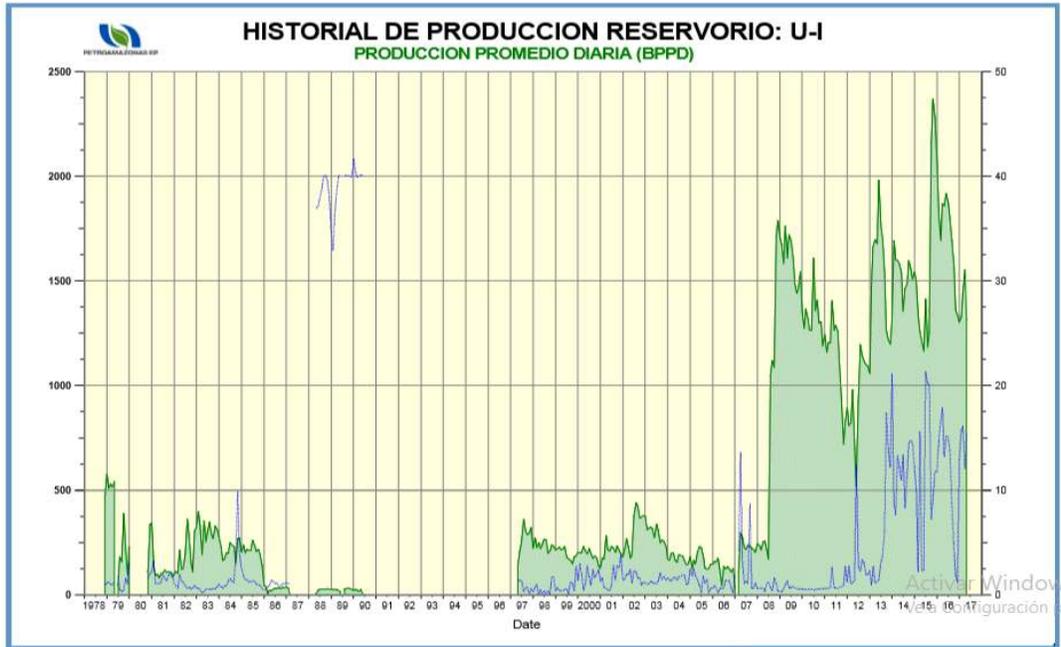


Figura 4: Historial de Producción de la Formación U Inferior
Fuente: (PETROAMAZONAS, 2017)

La formación U Inferior contó con una presión inicial de 3600 psi, posteriormente esta presión fue decreciendo hasta llegar a 2513 psi en el año 2006. El último registro de presión realizado hasta el año 2016 indica un valor de 1792 psi.

Esta formación es considerada productora con un aproximado de 1194 BPD (PETROAMAZONAS, 2017).

2.7.3. Historial de Presión de la Formación T Inferior

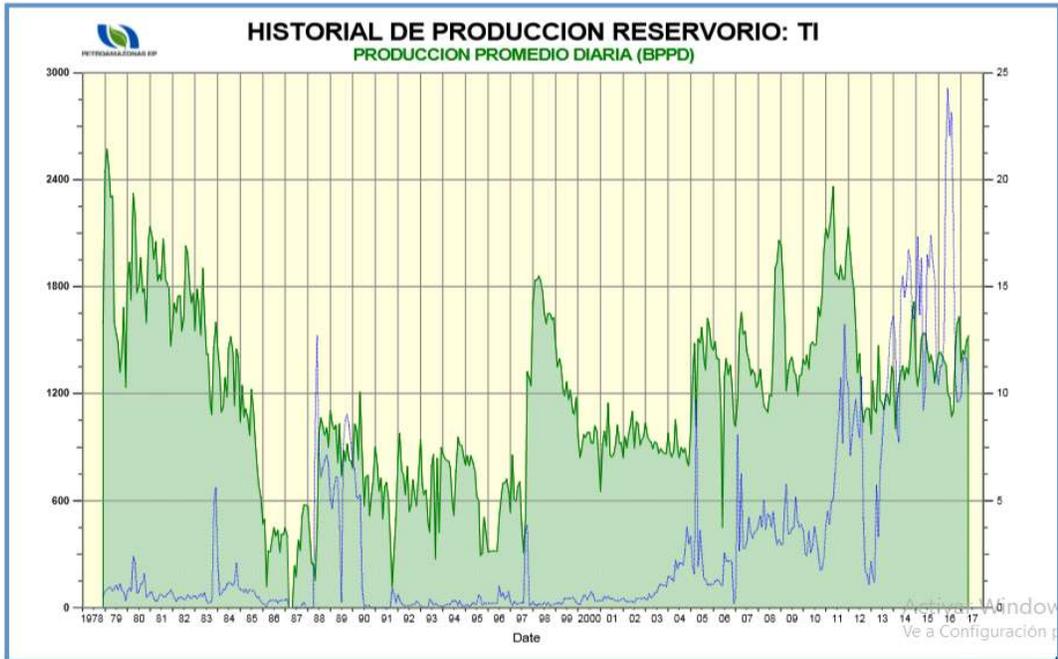


Figura 5: Historial de Producción de la Formación T Inferior
Fuente: (PETROAMAZONAS, 2017)

La formación T Inferior contó con una presión inicial de 4150 psi, posteriormente esta presión fue decreciendo hasta llegar a 2513 psi en el año 2006. El último registro de presión realizado hasta el año 2016 indica un valor de 2057 psi.

Esta formación es considerada productora, con un aproximado de 1458 BPD (PETROAMAZONAS EP, 2016).

Dado estos resultados, la formación T Inferior es la más productora de todas las demás, de hecho, el 86.7% de la producción del Campo Parahuacu corresponde a la formación T Inferior, el 5.5% corresponde a la formación U Inferior y el 7.8% a la formación Basal Tena.

CAPÍTULO III

3. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

3.1. Curvas de Declinación

Son aquellas curvas resultantes de la gráfica de tasa de producción de petróleo de un yacimiento, campo o punto de explotación con respecto al tiempo.

Su propósito es realizar una predicción de la producción de dicho pozo o grupo de pozos. Para que esta curva sea generada se deben determinar los dos siguientes aspectos:

1. El valor tiene que ser una función más o menos continua de la variable dependiente y cambiar de una manera uniforme.
2. Debe haber un punto final conocido.

Por eso su proceso de extrapolación sigue una naturaleza estrictamente empírica y una expresión matemática de la tendencia de la curva que se basa en una consideración física del reservorio.

Los dos tipos de curvas más importantes son la de Caudal vs Tiempo y la Curva de Declinación. Existen otros tipos de tendencias que permiten analizar la historia de producción, estas incluyen la Tasa de Producción vs. Petróleo Acumulado, El agua Acumulada vs. Producción de Petróleo, y la Relación Gas-Petróleo vs. La Producción Acumulada (Ferrer, 2009).

3.2. Tipos de Curvas de Declinación

Existen 3 tipos básicos de curvas de declinación los cuales son exponencial o constante, hiperbólica en la que se supone que la tasa de declinación es proporcional a la tasa de producción, y la armónica se da en un caso especial de la declinación hiperbólica. Estos tipos de curvas se definen según la siguiente expresión general:

$$\frac{D}{D_i} = \left(\frac{q}{q_i}\right)^n$$

Donde n es el exponente de declinación y D_i la tasa de declinación al comienzo del período actual de declinación. En la curva de declinación exponencial o de porcentaje constante, $n=0$, en la armónica, $n=1$ y en la hiperbólica, $0 < n < 1$.

3.2.1. Declinación Exponencial

La declinación varía de forma constante con respecto al tiempo, de aquí podemos obtener la producción a lo largo en un tiempo determinado y se realiza el perfil de producción de un pozo.

$$D = D_i = \text{constante}$$

$$Np = \frac{q_i[1-(1-d)^t]}{-\ln(1-d)}$$

$$t_a = \frac{1}{D} \ln\left(\frac{q_i}{q_a}\right) = \frac{\ln\left(\frac{q_i}{q_a}\right)}{-\ln(1-d)}$$

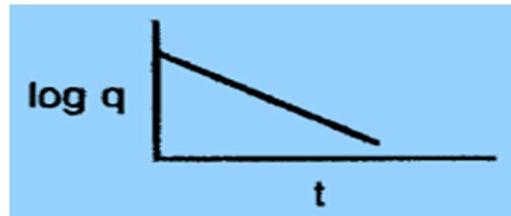


Figura 6: Representación q vs t con Declinación Exponencial
Fuente: (Ferrer, 2009)

3.2.2. Declinación Armónica

La caída de producción por unidad de tiempo como una fracción de la tasa de producción es directamente proporcional a la tasa de producción.

$$D = D_i \left(\frac{q}{q_i} \right)$$

$$Np = \frac{q_i}{D_i} \ln(1 + D_i t) = \frac{q_i}{D_i} \ln \left(\frac{q_i}{q} \right)$$

$$t_a = \frac{1}{D_i} \left(\frac{q_i}{q_a - 1} \right)$$

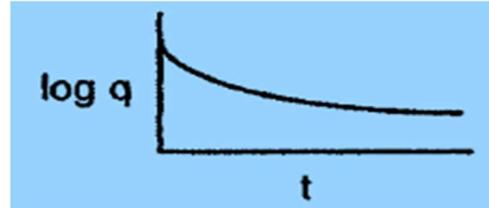


Figura 7: Representación q vs t con Declinación Armónica
Fuente: (Ferrer, 2009)

3.2.3. Declinación Hiperbólica

Este tipo de declinación no es constante y tiene una variación en función de la tasa de producción. A mayor tasa de producción, debe haber una mayor tasa de declinación.

$$D = D_i \left(\frac{q}{q_i} \right)^n$$

$$Np = \frac{q_i}{(1-n)D_i} \left[1 - (1 + nD_i t)^{\frac{1-n}{n}} \right]$$

$$t_a = \frac{1}{nD_i} \left[\left(\frac{q_i}{q_a} \right)^n - 1 \right]$$

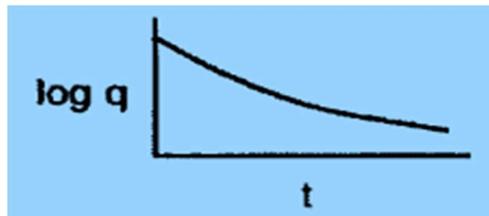


Figura 8: Representación q vs t con Declinación Hiperbólica
Fuente: (Ferrer, 2009)

3.3. Método Gráfico de Walsh y Lake

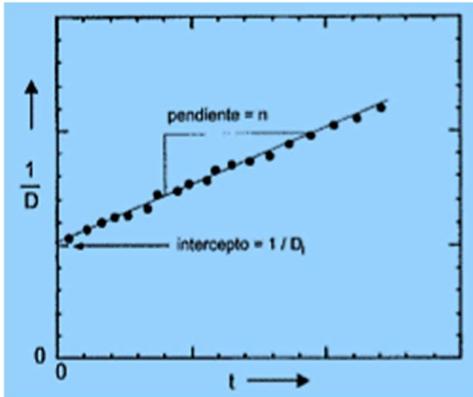
Es un método que permite calcular la tasa de declinación, D , y el exponente de declinación, n .

Se inicia con la ecuación $D = \frac{D_i}{1 + nD_i t}$

Esa ecuación muestra que la tasa de declinación D disminuye desde un máximo ($t=0$) a medida que el tiempo aumenta. El recíproco de esta ecuación es:

$$\frac{1}{D} = \frac{1}{D_i} + nt$$

Esta ecuación indica que un gráfico de $1/D$ vs t , es una línea recta cuya pendiente es n y el intercepto D_i , como se muestra en la siguiente figura:



Este gráfico de $1/D$ vs t (gráfico 7), será una línea recta solamente si la declinación es hiperbólica. En la práctica, los datos de producción no se reproducen exactamente con este tipo de declinación y, como consecuencia, se realizan ajuste por ensayo y error.

Figura 9: Método Gráfico para determinar D_i y n
Fuente: (Ferrer, 2009)

Se seleccionan solo algunos de los datos de producción y se eliminan los puntos que corresponden a medidas anormales, lo cual ayuda a reducir el intervalo de variación de D_i y n .

Como se observa en la ecuación D es una función de la derivada $\frac{dq}{dt}$ que puede calcularse numéricamente de los datos de q vs tiempo, usando la siguiente ecuación:

$$D = \frac{-\ln \frac{q_j}{q_{j-1}}}{t_j - t_{j-1}}$$

El suscrito j se refiere a un nivel de tiempo, de modo que j indica un valor posterior que $j-1$ (Ferrer, 2009).

CAPÍTULO IV

4. INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS

4.1. Estimación de la Producción del Campo Parahuacu

Se debe determinar el tipo de declinación que rige sobre la producción del campo. Estudios indican que es recomendable aplicar el método gráfico cuando se conocen los datos de producción histórica. De esta manera se obtendrá el valor de la tasa de declinación y de n , el rango en el que se encuentre este último valor, será el indicativo principal para seleccionar el tipo de declinación a utilizar.

Se siguen los siguientes pasos:

1. Se seleccionan los datos de q vs t . Estos datos fueron obtenidos de la gráfica de Producción Promedio del Campo Parahuacu (figura 10).

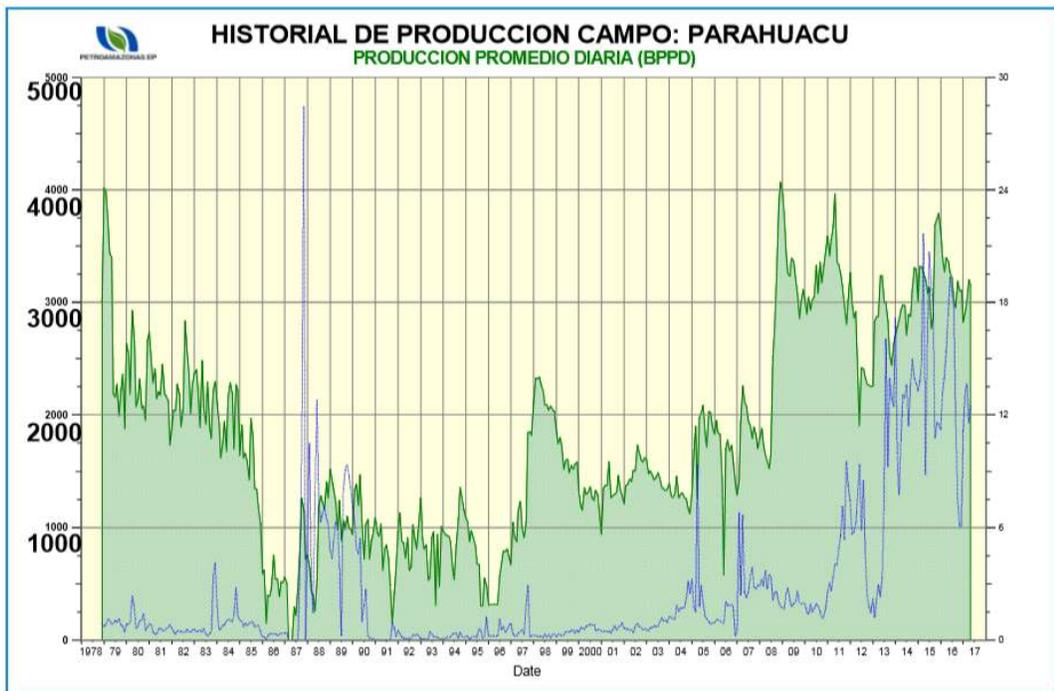


Figura 10: Historial de Producción Promedio del Campo Parahuacu
Fuente: (PETROAMAZONAS, 2017)

2. Se calcula D para cada incremento de tiempo usando la ecuación correspondiente.

Año	q (bbd)	q (bba)	D (años ⁻¹)	1/D (años)
1979	2625	1460000	0,4212	2,3741
1980	2750	958125	-0,0465	-21,4961
1981	2100	1003750	0,2697	3,7083
1982	2325	766500	-0,1018	-9,8249
1983	2250	848625	0,0328	30,4973
1984	2200	821250	0,0225	44,4981
1985	100	803000	3,0910	0,3235
1986	500	36500	-1,6094	-0,6213
1987	750	182500	-0,4055	-2,4663
1988	1500	273750	-0,6931	-1,4427
1989	1250	547500	0,1823	5,4848
1990	1050	456250	0,1744	5,7355
1991	1100	383250	-0,0465	-21,4961
1992	1250	401500	-0,1278	-7,8227
1993	1000	456250	0,2231	4,4814
1994	1150	365000	-0,1398	-7,1550
1995	300	419750	1,3437	0,7442
1996	800	109500	-0,9808	-1,0195
1997	2250	292000	-1,0341	-0,9670
1998	2050	821250	0,0931	10,7422
1999	1500	748250	0,3124	3,2013
2000	900	547500	0,5108	1,9576
2001	1250	328500	-0,3285	-3,0441
2002	1500	456250	-0,1823	-5,4848
2003	1300	547500	0,1431	6,9881
2004	1450	474500	-0,1092	-9,1576
2005	1800	529250	-0,2162	-4,6249
2006	1325	657000	0,3064	3,2640
2007	1750	483625	-0,2782	-3,5945
2008	4000	638750	-0,8267	-1,2097
2009	3050	1460000	0,2712	3,6880
2010	3500	1113250	-0,1376	-7,2663
2011	3250	1277500	0,0741	13,4938
2012	2500	1186250	0,2624	3,8115
2013	2750	912500	-0,0953	-10,4921
2014	3000	1003750	-0,0870	-11,4927
2015	3750	1095000	-0,2231	-4,4814

2016	3100	1368750	0,1904	5,2534
------	------	---------	--------	--------

Tabla 4: Cálculo de 1/D para hallar la Tasa de Declinación

Elaborado por: González Pionce Rosa

3. Se presenta gráficamente 1/D vs t (solo se toman los valores positivos).

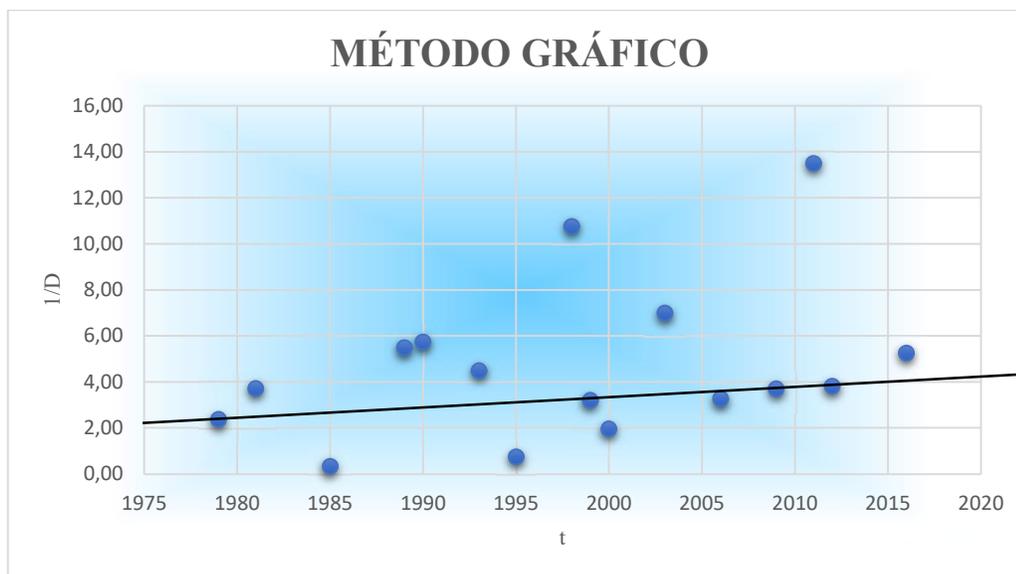


Figura 11: Método Gráfico de Walsh y Lake aplicado al Campo Parahuacu

Elaborado por: González Pionce Rosa

4. Se estiman en el grafico anterior 1/D_i (el intercepto con el eje Y), y n (la pendiente).

$$\frac{1}{D_i} = 2.2; \text{ Por lo tanto, } D_i = 0.44/\text{año}$$

$$n = \frac{5.2534 - 2.2332}{2015 - 2008} = 0.046$$

Se cumple que $0 < n < 1$, lo cual confirma que se debe utilizar el tipo de curva de declinación Hiperbólica.

5. Se estiman q y Np en función de tiempo usando las ecuaciones y aplicando los valores calculados de D_i y n.

$$q = q_i (1 + nD_i t)^{-\left(\frac{1}{n}\right)}$$

$$Np = \frac{q_i}{(1-n)D_i} \left[1 - (1 + nD_i t)^{\frac{1-n}{n}} \right]$$

Se consideró el valor de 4000 bbd como caudal inicial, q_i , dato obtenido en el año de inicio de producción del campo (1978).

q_i (bbd)	Año	Q_{anual} (bba)	Q_{diario} (bbd)	N_p (bbl con Q_{anual})	N_p (bbl con Q_{diario})
4000	2016	365051,64	1000,14	105312106,4	287852,48
	2017	352705,39	966,32	105327685,9	287908,42
	2018	340795,23	933,69	105342739,0	287962,47
	2019	329305,09	902,21	105357284,2	288014,70
	2020	318219,54	871,83	105371339,3	288065,16
	2021	307523,73	842,53	105384921,7	288113,93
	2022	297203,38	814,26	105398047,9	288161,07
	2023	287244,75	786,97	105410733,9	288206,62
	2024	277634,62	760,64	105422995,1	288250,64
	2025	268360,28	735,23	105434846,5	288293,20
	2026	259409,50	710,71	105446302,2	288334,33

Tabla 5: Tasa de Producción y Producción Acumulada del campo a partir del año 2016
Elaborado por: González Pionce Rosa

- Una vez que los valores han sido estimados, las curvas de declinación podrán usarse para realizar la predicción del comportamiento de producción.



Figura 12: Tasa de Producción diaria vs Tiempo, hasta el año 2026
Elaborado por: González Pionce Rosa

La figura 12 muestra la tasa de producción diaria en función del tiempo, donde es notable que existe una declinación continua de la tasa de producción. En el año 2016 se tiene una tasa de 1000.14 BPD, luego de diez años esta tasa decae a un valor de 710.71 BPD (año 2026).

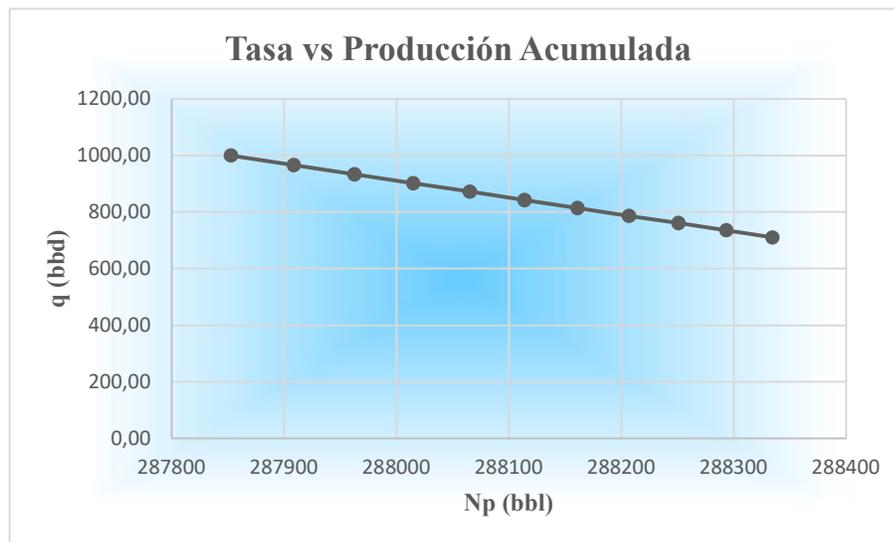
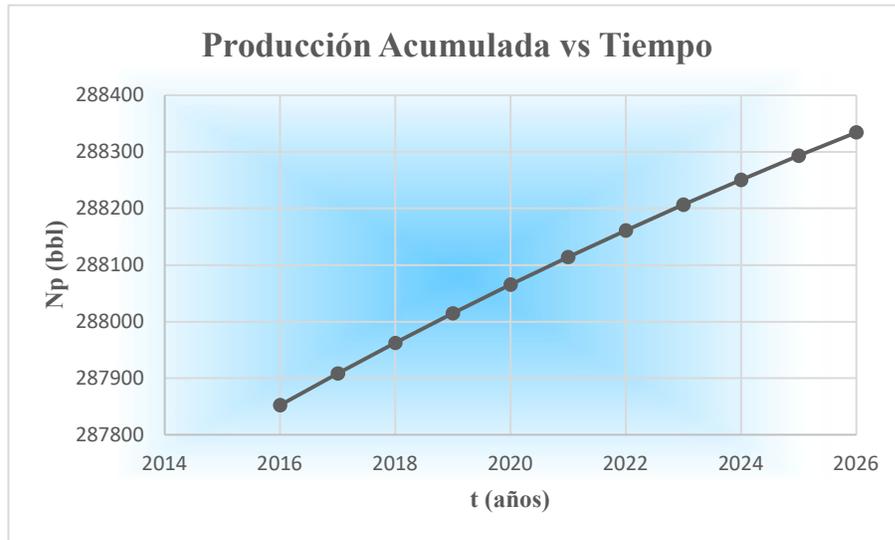


Figura 13: Tasa de Producción diaria vs Producción Acumulada, hasta el año 2026

Elaborado por: González Pionce Rosa

En la figura 13 se observa la tasa de producción diaria en función de la producción acumulada en un periodo de diez años. A medida que pasan los años, la tasa disminuye y la producción acumulada incrementa de forma poco significativa.



*Figura 14: Producción Acumulada vs Tiempo, hasta el año 2026
Elaborado por: González Pionce Rosa*

La figura 14 muestra la producción acumulada en función del tiempo, y se puede observar cómo la producción acumulada aumenta progresivamente desde el año 2016 con un valor de 287.8 MBBL y continúa con esta tendencia en el año 2026 con un estimado de 288.3 MBBL.

CONCLUSIONES

- El API promedio del campo es de 31.75 con un BSW de 12%. Se tienen las siguientes formaciones productoras: Formación Basal Tena con un aproximado de 451 BPD, Formación U Inferior con 1194 BPD, Formación T Inferior con 1458 BPD. Estos resultados indican que, la formación T Inferior es la más productora, de hecho, el 86.7% de la producción del Campo Parahuacu corresponde a la formación T Inferior, el 5.5% corresponde a la formación U Inferior y el 7.8% a la formación Basal Tena.
- La selección de la curva Hiperbólica se realizó aplicando el Método Gráfico de Walsh y Lake para conocer el valor del exponente de declinación, n , y de la tasa de declinación, D_i . El valor de n fue 0.046, cumpliendo la condición $0 < n < 1$, e indica que se tiene un comportamiento hiperbólico. Las otras curvas siempre darán como resultados gráficos lineales, ya que en la Exponencial la declinación es constante, y en la Armónica la declinación es proporcional a la tasa de producción.
- La tasa de producción, obtenida por la Declinación Hiperbólica, muestra un decrecimiento continuo conforme pasan los años, debido a que la tasa de declinación calculada es de 0.44/año. Se realizó la estimación de la producción para un periodo de diez años (desde el 2016 hasta el 2026), obteniendo como resultado una declinación continua de la tasa de producción con respecto al tiempo de 10.000 BBL por año, y un aumento de la producción acumulada de solo 12.000 BBL anuales, aproximadamente.

- La curva de declinación de producción está basada en un modelo estadístico y probabilístico, por ello es importante aclarar que los resultados obtenidos son un estimado de los resultados reales u oficiales.

RECOMENDACIONES

- En el caso de este proyecto de estudio del comportamiento de la producción del campo Parahuacu, a partir del año 2016 hasta el año 2026 (por un periodo de diez años), se recomienda aplicar un proyecto de recuperación mejorada, ya que a pesar de que los 14 pozos en operación cuentan con sistemas de levantamiento Hidráulico y Electrosumergible, con el paso del tiempo, la energía que le proporcionan al pozo vuelve a decaer, por lo que se necesita aplicar un método más efectivo que garantice una mayor producción de petróleo.
- Para obtener datos confiables al realizar el cálculo de la producción de petróleo utilizando la curva de declinación Hiperbólica, se debe contar con un historial de producción largo (2 o 3 años de producción mínima).
- Es necesario tener en cuenta que existen varios factores que afectan a esta curva, por ejemplo: los periodos desiguales entre pruebas de medición de pozos (por ello lo ideal es efectuar las pruebas en lapsos iguales), los periodos de cierre de producción, los cambios en la presión de fondo, la relación gas-petróleo, la reducción del índice de productividad debido a cambios físicos en el hoyo, como por arenamiento, el porcentaje de agua y demás condiciones del yacimiento, para mayor precisión en los cálculos.
- Se debe actualizar la información oficial con respecto a las reservas actuales y futuras del campo, con el fin de conocer con exactitud los valores de los mismos y a su vez determinar la rentabilidad de seguir produciendo dicho campo con los mismos sistemas de levantamiento artificial o en su defecto, proponer nuevas alternativas de producción.

BIBLIOGRAFÍA

1. Agarwal, R. G., Gardner, D. C., Kleinstieber, S. W., & Fussel, D. (1999). *Analyzing well production data using combined type curve and decline curve analysis concepts*. SPE Reservoir Evaluation & Engineering.
2. Aguilar, A., Arellano, & Barragán. (2014). *Comparison of Methodologies of Productivity Decline Analysis in Wells*. Morelos, México: Instituto Mexicano de Tecnología del Agua.
3. Aragón, A., & Barragán, R. M. (Abril de 2019). *ResearchGate*. Obtenido de https://www.researchgate.net/publication/332455507_Analisis_de_declinacion_de_la_produccion_para_la_caracterizacion_de_yacimientos
4. Arps, J. J. (1945). *Analysis of decline curves*. *Transactions of the AIME*.
5. Blasingame, T. A., McCray, T. L., & Lee, W. J. (1991). *Decline curve analysis for variable pressure drop/variable flow rate systems*. Houston, Texas.: Gas Technology Symposium, Society of Petroleum Engineers.
6. Cárcamo, T. E., & Polo, N. G. (2007). *Metodología para la predicción de curvas de declinación de pozos de petróleo aplicando redes neuronales artificiales*. Santander, Colombia: Universidad Industrial de Santander.
7. Fefkovich, M. J. (1980). *Decline curve analysis using type curves*. *Journal of Petroleum Technology*.
8. Ferrer, M. P. (2009). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Maracaibo, Venezuela.

9. Fetkovich, M. J., Fetkovich, E. J., & Fetkovich, M. D. (1944). *Useful concepts for decline forecasting reserve estimation and analysis. 60th Annual Technical Conference SPE*. Nueva Orleans, USA: Society of Petroleum Engineers.
10. M Madrid. (2012). *portal del petroleo*. Obtenido de <https://www.portaldelpetroleo.com/2012/07/bpd-curvas-de-declinacion-de-produccion.html>
11. PETROAMAZONAS. (2017). *Ronda Campos Menores - Campo Parahuacu*. Quito.
12. Sanyal, S. K. (1989). *A systematic approach to decline curve analysis for the Geysers steam field*. California: Geothermal Resources Council Transactions.
13. Schlumberger. (s.f.). *Oilfield Glossary*. Obtenido de <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/g/glaucinite.aspx>
14. SSI, S. S. (1994). *Estudio de Simulación Matemática de los Yacimientos en el Campo Parahuacu*. Informe no Publicado, preparado para PETROPRODUCCIÓN.
15. Velázquez, C., Fuentes, C., & Cruz, V. (2008). *Comportamiento de la declinación de la producción en yacimientos con fracturas naturales*.