



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

**TEMA:**

“ESTIMACIÓN DE RESERVAS REMANENTES MEDIANTE EL  
DESARROLLO DE UN SOFTWARE DE ANÁLISIS DE CURVAS DE  
DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN PETROLERA, OPAS”

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR**

**AUTOR (ES):**

**YADIRA ALEXANDRA CATUTO REYES**  
**ALEX DARÍO MONTERO GUAMBUGUETE**

**TUTOR:**

**ING. FIDEL CHUCHUCA AGUILAR, MSc.**

**LA LIBERTAD, ECUADOR**

**2021**

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

---

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

**TEMA:**

**ESTIMACIÓN DE RESERVAS REMANENTES MEDIANTE EL  
DESARROLLO DE UN SOFTWARE DE ANÁLISIS DE CURVAS  
DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN PETROLERA, OPAS**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR**

**AUTOR:**

**YADIRA ALEXANDRA CATUTO REYES  
ALEX DARÍO MONTERO GUAMBUGUETE**

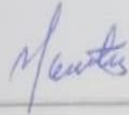
**TUTOR:**

**ING. FIDEL CHUCHUCA, MSc.**

**UPSE**  
**LA LIBERTAD – ECUADOR**

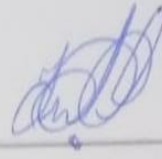
**2021**

## TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



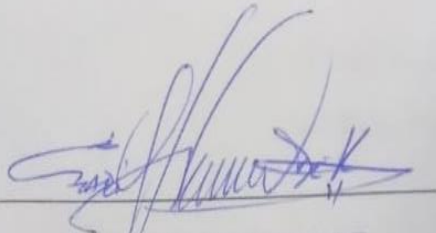
---

**ING. MARLELIS GUTIERREZ  
HINESTROSA, PhD.**  
DIRECTOR DE CARRERA



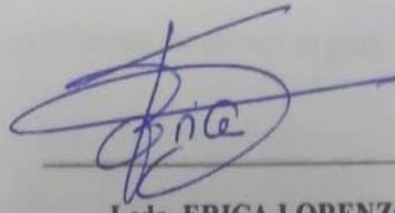
---

**ING. FIDEL CHUCHUCA  
AGUILAR MSc.**  
DOCENTE TUTOR



---

**ING. SADI ITURRALDE  
KURE, MSc.**  
DOCENTE ESPECIALISTA



---

**Lcda. ERICA LORENZO  
GARCIA, PhD.**  
SECRETARIA DEL TRIBUNAL

Dedicamos esta tesis a:


A Dios, por ser nuestro guía, por bendecirnos en cada fase de nuestra formación académica.

A nuestros padres, que con su amor y paciencia nos apoyaron para seguir adelante.

A todas las personas que se esfuerzan por obtener un grado académico superior.

# CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema ESTIMACIÓN DE RESERVAS REMANENTES MEDIANTE EL DESARROLLO DE UN SOFTWARE DE ANÁLISIS DE CURVAS DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN PETROLERA, OPAS elaborado por los estudiantes YADIRA ALEXANDRA CATUTO REYES y ALEX DARÍO MONTERO GUAMBUGUETE, egresados de la carrera de Ingeniería en Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio URKUND, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 2% de la valoración permitida.



Document	<a href="#">TEORIA OPAS.docx</a> (D126714193)
Submitted	2022-01-31 18:30 (-05:00)
Submitted by	fchuchuca@upse.edu.ec
Receiver	fchuchuca.upse@analysis.urkund.com

2% of this approx. 15 pages long document consists of text present in 7 sources.



Ing. Fidel Chuchuca Aguilar, MSc.

C.I.: 0704789502

# CERTIFICADO GRAMATICAL Y ORTOGRAFIA

*Lcdo. Dennys Mauricio Panchana Yagual, Mgtr.*

*Celular: 0939211033*

*Correo: [dennys.panchana@educacion.gob.ec](mailto:dennys.panchana@educacion.gob.ec)*


## CERTIFICACIÓN GRAMATICAL Y ORTOGRÁFICA

Yo, **DENNYS MAURICIO PANCHANA YAGUAL**, en mi calidad de **LICENCIADO EN CIENCIAS DE LA EDUCACIÓN Y MAGÍSTER EN ADMINISTRACIÓN Y LIDERAZGO EDUCACIONAL**, por medio de la presente tengo a bien indicar que he leído y corregido el Trabajo de Integración Curricular previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleo, denominado **"ESTIMACIÓN DE RESERVAS REMANENTES MEDIANTE EL DESARROLLO DE UN SOFTWARE DE ANÁLISIS DE CURVAS DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN PETROLERA, OPAS"**, de los estudiantes: **CATUTO REYES YADIRA ALEXANDRA** y **MONTERO GUAMBUGUETE ALEX DARÍO**.

Certifico que está redactado con el correcto manejo del lenguaje, claridad en las expresiones, coherencia en los conceptos e interpretaciones, adecuado empleo en la sinonimia. Además de haber sido escrito de acuerdo a las normas de ortografía y sintaxis vigentes.

Es cuánto puedo decir en honor a la verdad y autorizo a los interesados hacer uso del presente como estimen conveniente.

Santa Elena, 25 de febrero del 2022



Lcdo. Dennys Panchana Yagual, Mgtr.

CI. 0919400176

LICENCIADO EN CIENCIAS DE LA EDUCACIÓN  
MAGISTER EN ADMINISTRACION Y LIDERAZGO EDUCACIONAL  
N° DE REGISTRO DE SENECYT 1031-2018-1947613

## DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Yadira Alexandra Catuto Reyes y Alex Darío Montero Guambugete, declaramos bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“ESTIMACIÓN DE RESERVAS REMANENTES MEDIANTE EL DESARROLLO DE UN SOFTWARE DE ANÁLISIS DE CURVAS DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN PETROLERA, OPAS”**, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería en Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de mi autoría.

Por medio de la presente declaración cedemos 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,



---

**YADIRA CATUTO REYES**

**Autor de Tesis**

**C.I. 0928235316**



---

**ALEX MONTERO GUAMBUGUETE**

**Autor de Tesis**

**C. I. 2300232044**

# CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Fidel Chuchuca, MSc.

## TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo **ESTIMACIÓN DE RESERVAS REMANENTES MEDIANTE EL DESARROLLO DE UN SOFTWARE DE ANÁLISIS DE CURVAS DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN PETROLERA, OPAS** previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos elaborado por los señores: Yadira Alexandra Catuto Reyes y Alex Darío Montero Guambuquete, egresados de la carrera de Petróleos, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.



---

ING. FIDEL CHUCHUCA AGUILAR, MSc.

TUTOR



## **AGRADECIMIENTOS**

Nuestra gratitud a Dios, por darnos la vida y permitirnos llegar a esta etapa de formación.

Un eterno agradecimiento a nuestros padres, por el esfuerzo y apoyo incondicional que siempre muestran en cada momento de nuestras vidas.

Sin duda alguna, nuestros agradecimientos a los docentes de la carrera de petróleos de la facultad de ciencias de la ingeniería de la Upse, por su aporte científico que denotan la excelencia académica institucional.

# CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN .....	iii
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO .....	v
CERTIFICADO GRAMATICAL Y ORTOGRAFIA .....	vi
DECLARACIÓN DE AUTORÍA .....	vii
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	viii
AGRADECIMIENTOS.....	ix
CONTENIDO.....	x
LISTA DE FIGURAS .....	xiv
LISTA DE TABLAS .....	xvii
RESUMEN.....	xx
ABSTRACT .....	xxi
CAPITULO I: INTRODUCCIÓN.....	22
1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN .....	23
1.2 ANTEDECENTES .....	23
1.3 HIPÓTESIS .....	25
1.4 OBJETIVOS.....	25

1.4.1 Objetivo General.....	25
1.4.2 Objetivos Específicos. ....	25
1.5 ALCANCE .....	25
1.6 VARIABLES.....	26
1.6.1 Variables Dependientes. ....	26
1.6.2 Variables Independientes.....	26
CAPITULO II: MARCO TEÓRICO.....	27
2.1 YACIMIENTOS SUBSATURADOS.....	27
2.2 ESTIMACIÓN DE RESERVAS DE PETRÓLEO.....	28
2.2.1 Recuperación final estimada.....	28
2.3 CURVAS DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN.....	29
2.4 MORFOLOGÍA DEL ANÁLISIS DE CURVAS DE DECLINACIÓN .....	30
2.4.1 Producción Inicial.....	30
2.4.2 Declinación nominal o inicial ( $D_i$ ). ....	30
2.4.3 Declinación efectiva ( $D_e$ ). ....	30
2.4.4 Exponente hiperbólico (b). ....	31
2.4.5 Forma de la curva de declinación. ....	32
2.4.6 Flujo transitorio. ....	33
2.4.7 Flujo dominado por fronteras. ....	33
2.5 ANÁLISIS DE CURVAS DE DECLINACIÓN.....	33
2.5.1 Curva de declinación exponencial de Arps. ....	35
2.5.2 Curva de declinación hiperbólica de Arps.....	36

2.5.3 Método de ley de potencia.....	38
2.6 ECUACIONES DE CURVAS DE DECLINACIÓN DE ARPS PARA ESTIMAR EL VOLUMEN FUTURO .....	40
2.6.1 Ecuaciones de declinación exponencial. ....	40
2.6.2 Ecuaciones de declinación hiperbólica.....	41
2.6.3 Producción acumulada hiperbólica mensual. ....	42
2.7 CÁLCULO DE RESERVAS .....	43
2.8 PROGRAMAS INFORMÁTICOS DE ANÁLISIS DE CURVAS DE DECLINACION.....	43
2.8.1 Software DeclineR.....	44
2.8.2 Software UniTest RDA. ....	44
2.8.3 Software OFM (Oil Field Manager).....	44
CAPITULO III: METODOLOGÍA.....	45
3.1 APLICACIÓN DE FÓRMULAS PARA EL ANÁLISIS DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN .....	45
3.2 PROCEDIMIENTO DE ANÁLISIS DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN	48
3.2.1 Método de declinación exponencial de Arps en pozos del campo Tetete-Tapi (escenario A).....	48
3.2.2 Método de declinación exponencial de Arps en pozos del campo Tetete-Tapi (escenario B).....	48
3.2.3 Método de declinación hiperbólica de Arps en pozos del campo Tetete-Tapi. ....	49
3.2.4 Método de declinación armónico de Arps en pozos del campo Tetete-Tapi (escenario A).....	49

3.2.5 Método de declinación armónico de Arps en pozos del campo Tetete-Tapi (escenario B).....	50
3.2.6 Método de Ley de Potencia. ....	50
3.3 ESTIMACIÓN DE RESERVAS REMANENTES DE PETRÓLEO DE LOS POZOS DEL CAMPO TETETE-TAPI.....	51
3.4 DISEÑO DE ALGORITMO OPAS (OIL PRODUCTION ANALYSIS SYSTEM) .....	51
3.5 DISEÑO DEL SOFTWARE OPAS .....	52
3.5.1 Desarrollo de OPAS. ....	53
CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS .....	62
4.1 RESULTADOS DE TASA DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DE POZOS DEL CAMPO TETETE – TAPI. DECLINACIÓN EXPONENCIAL DE ARPS.....	62
4.2 RESULTADOS DE TASA DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DE POZOS DEL CAMPO TETETE – TAPI. DECLINACIÓN HIPERBÓLICA DE ARPS .....	73
4.3 RESULTADOS DE TASA DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DE POZOS DEL CAMPO TETETE – TAPI. DECLINACIÓN ARMONICA DE ARPS.....	81
4.4 RESULTADOS DE TASA DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DE POZOS DEL CAMPO TETETE – TAPI. LEY DE POTENCIA .....	88
4.5 RESERVAS REMANENTES DE LOS POZOS DEL CAMPO TETETE-TAPI	93
4.6 COMPARACIÓN DE OPAS Y OTRAS APLICACIONES .....	97
CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	99
5.1 CONCLUSIONES.....	99
5.2 RECOMENDACIONES .....	100
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	101

ANEXO A .....	104
ANEXO B .....	106
ANEXO C .....	118

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Representación del yacimiento subsaturado, punto A. Pto. Crit. = punto crítico, Pto. Rocio= punto rocío, $P_b$ = presión de burbuja (Escobar, 2012).....	27
Figura 2. Declinación nominal versus declinación efectiva (Belyadi et al., 2019). .....	31
Figura 3. Ejemplo de declinación de producción de pozos de gas con varios valores de $b$ . MSCF= mil pies cúbicos estándar por mes, $b$ = exponente de declinación (Belyadi et al., 2019).....	32
Figura 4. Declinación exponencial. MSCF/día= mil pies cúbicos estándar por día (Belyadi et al., 2019) .....	36
Figura 5. Declinación hiperbólica (Belyadi et al., 2019).....	38
Figura 6. Representación gráfica del método de ley de potencia. BDF= Border-dominated Flow (Flujo dominado por límites), $D$ = constante de declinación (Ahmed, 2019).....	40
Figura 7. Tasas de declinación secante versus tangente. MCF/día= mil pies cúbicos por día (Belyadi et al., 2019). .....	41

Figura 8. Tasas de declinación de caudal versus tiempo para estimar limite económico de las reservas. (Waravut 2014). .....	43
Figura 9. Algoritmo: Sistema de análisis de producción de petróleo (OPAS). .....	52
Figura 10. Desarrollo del sistema (OPAS). .....	53
Figura 11. Código de creación (OPAS). .....	53
Figura 12. Entrada del servidor (OPAS). .....	54
Figura 13. Generación de graficas en el software (OPAS). .....	54
Figura 14. Interfaz de ingreso (OPAS). .....	54
Figura 15. Ingreso al sistema (OPAS). .....	55
Figura 16. Funciones principales de (OPAS). .....	55
Figura 17. Ventana de registro de operadores (OPAS). .....	56
Figura 18. Ventana de registro de campos petroleros (OPAS). .....	56
Figura 19. Ventana de registro de pozos (OPAS). .....	57
Figura 20. Ventana de historial de producción (OPAS). .....	58
Figura 21. Ventana de métodos de declinación de producción (OPAS). .....	59
Figura 22. Ventana de métodos de declinación de producción (OPAS). .....	60
Figura 23. Declinación de producción del pozo TapA-009, OPAS. ....	64
Figura 24. Declinación de producción del pozo Tap-012, OPAS. ....	65
Figura 25. Declinación de producción del pozo Tap-016, OPAS. ....	66
Figura 26. Curva de declinación exponencial del pozo TapA-009, OPAS. ....	70
Figura 27. Curva de declinación exponencial del pozo Tap-012, OPAS. ....	71
Figura 28. Curva de declinación exponencial del pozo Tap-016, OPAS. ....	72

Figura 29. Curva de declinación hiperbólica del pozo TapA-009.....	78
Figura 30. Curva de declinación hiperbólica del pozo Tap-012.....	79
Figura 31. Curva de declinación hiperbólica del pozo Tap-016.....	80
Figura 32. Curva de declinación armónica del pozo TapA-009.....	85
Figura 33. Curva de declinación armónica de Arps del pozo Tap-012. ....	86
Figura 34. Curva de declinación armónica de Arps del pozo Tap-016. ....	87
Figura 35. Curva de declinación armónica de Arps del pozo TapA-009. ....	90
Figura 36. Curva de declinación armónica de Arps del pozo Tap-012. ....	91
Figura 37. Curva de declinación armónica de Arps del pozo Tap-016. ....	92
Figura 38. Listado de campos y pozos. ....	118
Figura 39. Historial de producción del pozo TapA-009.....	119
Figura 40. Historial de producción del pozo Tap-012.....	120
Figura 41. Historial de producción del pozo Tap-016.....	121
Figura 42. Curva de historial de producción del pozo TapA-009. ....	122
Figura 43. Curva de historial de producción del pozo Tap-016.....	122
Figura 44. Curva de declinación exponencial de producción del pozo TapA-009.....	123
Figura 45. Curva de declinación exponencial de producción del pozo Tap-016. ....	123
Figura 46. Estimación de reservas del pozo TapA-009.....	125
Figura 47. Estimación de reservas del pozo Tap-012.....	126



# LISTA DE TABLAS

Pág.

Tabla 1. Mecanismos de accionamiento del yacimiento para diferentes valores de $b$ , (Belyadi et al., 2019) .....	32
Tabla 2. Ecuaciones para los modelos de declinación propuestos por Arps, (Montes Páez et al., 2016). .....	35
Tabla 3. Variables utilizadas en la curva de declinación hiperbólica de Arps, (Schmidt, 2013). .....	37
Tabla 4. Parámetros utilizados en el método de ley de potencia, (Alarcón et al., 2020).39	
Tabla 5. Historial de producción de pozos del campo Tetete–Tapi, (Petroecuador,2020). .....	63
Tabla 6. Tasa de declinación y caudal inicial de pozos del campo TETETE–TAPI.....	67
Tabla 7. Tasa de producción de pozos del campo Tetete–Tapi mediante la ecuación de declinación exponencial (escenario A). .....	67
Tabla 8. Tasa de declinación ( $D_i$ ) y caudal inicial ( $q_i$ ) de pozos del campo Tetete–Tapi para el escenario B. ....	68
Tabla 9. Tasa de producción de pozos del campo Tetete–Tapi mediante la ecuación de declinación exponencial (escenario B). .....	68
Tabla 10. Tasa de declinación, exponente de declinación y caudal inicial del pozo Tap A-009. ....	73

Tabla 11. Tasa de declinación, exponente de declinación y caudal inicial del pozo Tap - 012.....	73
Tabla 12. Tasa de declinación, exponente de declinación y caudal inicial del pozo Tap- 016.....	74
Tabla 13. Tasa de producción del pozo TapA–009, mediante ecuación de declinación hiperbólica de Arps.....	74
Tabla 14. Tasa de producción del pozo Tap-012 mediante la ecuación de declinación hiperbólica de Arps.....	75
Tabla 15. Tasa de producción del pozo Tap-12 mediante ecuación de declinación hiperbólica de Arps.....	76
Tabla 16. Tasa de declinación y caudal inicial del pozo TapA-009.....	81
Tabla 17. Tasa de declinación y caudal inicial del pozo Tap-012.....	81
Tabla 18 . Tasa de declinación y caudal inicial del pozo Tap-016.....	82
Tabla 19. Tasa de producción del pozo Tap A-009, mediante la ecuación de declinación armónica. ....	82
Tabla 20. Tasa de producción del pozo Tap-012, mediante la ecuación de declinación armónica. ....	83
Tabla 21. Tasa de producción del pozo Tap-016, mediante la ecuación de declinación armónica. ....	83
Tabla 22. Tasa de declinación y caudal inicial de los pozos del campo Tetete–Tapi. ...	88
Tabla 23. Tasa de producción de los pozos del campo Tetete–Tapi, mediante la ecuación de relación de pérdida de ley de potencia.....	88
Tabla 24. Tasa de producción de petróleo del escenario B, método exponencial del pozo TapA-009.....	93

Tabla 25. Tasa de producción de petróleo del escenario B, método exponencial del pozo. Tap-012.....	93
Tabla 26. Tasa de producción de petróleo del escenario B, método exponencial del pozo. Tap-016.....	94
Tabla 27. Cálculo de producción acumulada mensual del pozo TapA-009. ....	95
Tabla 28. Cálculo de producción acumulada mensual del pozo Tap-012. ....	96
Tabla 29. Cálculo de producción acumulada mensual del pozo Tap-016. ....	96
Tabla 30. Cálculo de las reservas remanentes de los pozos del campo Tetete – Tapi. ..	97
Tabla 31. Comparativa de funciones del software OPAS con ciertas aplicaciones comerciales. ....	97
Tabla 32: Resultados de OPAS vs Aplicaciones comerciales TapA.009.....	98
Tabla 33: Resultados de OPAS vs Aplicaciones comerciales TapA.012.....	98
Tabla 34: Resultados de OPAS vs Aplicaciones comerciales TapA.016.....	98
Tabla 35. Historial de producción del pozo TapA-009, (Petroecuador, 2020). ....	104
Tabla 36. Historial de producción del pozo Tap-012 (Petroecuador, 2020). ....	104
Tabla 37. Historial de producción del pozo Tap-016 (Petroecuador, 2020). ....	105
Tabla 38. Tasa de producción del pozo TapA-009.....	106
Tabla 39. Tasa de producción del pozo Tap-012. ....	110
Tabla 40. Tasa de producción del pozo Tap-016. ....	114

“ESTIMACIÓN DE RESERVAS REMANENTES MEDIANTE EL  
DESARROLLO DE UN SOFTWARE DE ANÁLISIS DE CURVAS DE  
DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN PETROLERA, OPAS”

**Autor:** Catuto Reyes Yadira, Montero Guambuete Alex

**Tutor:** Chuchuca Aguilar Fidel

## **RESUMEN**

El trabajo de investigación tiene el propósito de desarrollar 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 de petróleo. La metodología se establece de la siguiente manera: en principio se analiza el historial de producción de los pozos del campo Tetete-Tapi, de tal manera que se obtienen los datos de entrada para el desarrollo del software, luego se estudian los métodos de declinación de Arps y ley de potencia para el respectivo análisis de declinación de producción, posterior a esto se desarrolla la aplicación OPAS (sistema de análisis de producción de petróleo). Los resultados muestran un software de acceso libre para el análisis de curvas de declinación y estimación de reservas remanentes en pozos de campos del Oriente ecuatoriano. Se concluye que los pozos TapA-009, Tap-012 y Tap-016 presentan declive de producción dentro de los primeros 4 años de vida activa de los pozos, que depende directamente del ritmo de extracción y las reservas remanentes.

***PALABRAS CLAVE:*** curvas de declinación, reservas, estimación de producción, límite económico.

“ESTIMATION OF REMAINING RESERVES THROUGH THE  
DEVELOPMENT OF AN OIL PRODUCTION DECLINE CURVE  
ANALYSIS SOFTWARE, OPAS”

**Autores:** Catuto Reyes Yadira, Montero Guambuete Alex

**Tutor:** Chuchuca Aguilar Fidel

## **ABSTRACT**

The purpose of the research work is to develop a declination curve analysis software using production parameters to estimate the remaining reserves until the economic limit of the oil wells is reached. The methodology is established as follows: at first the production history of the wells of the Tetete-Tapi field is analyzed, so that the input data for the development of the software are obtained, then the Arps decline and power law methods are studied for the respective production decline analysis, after this the OPAS (oil production analysis system) application is developed. The results show an open access software for the analysis of decline curves and estimation of remaining reserves in wells of fields in eastern Ecuador. It is concluded that wells TapA-009, Tap-012 and Tap-016 present production decline within the first 4 years of active life of the wells, which depends directly on the extraction rate and proven reserves.

**KEYWORDS:** decline curves, reserves, production estimation, economic limit.

# CAPITULO I: INTRODUCCIÓN

La producción del crudo después de un determinado periodo tiene una tendencia hacia la declinación en su tiempo de vida operacional de producción, esto se presenta por la disminución de la producción hasta el límite económico permitido. El desconocimiento de información confiable de las características del yacimiento y los elevados costos operativos cuando se inicia la producción, inciden en el análisis de curvas de declinación para establecer el comportamiento de producción de un pozo y la predicción de reservas remanentes.

Esta investigación muestra su importancia en la estimación de reservas remanentes mediante el análisis de curvas de declinación bajo modelos empíricos de Jan J. Arps más conocidos como los modelos de Arps y ley de potencia basado en una herramienta informática OPAS, la misma que ofrece a la industria y a la academia un acceso sencillo, manejable, almacenable, interactivo, interfaz gráfica de usuario y modificable de datos. Esta herramienta está desarrollada en software libre, lo que hoy en día hace la diferencia de otras aplicaciones comerciales existentes con licencias de alto costo y manejo complejo. Esta tesis es importante debido al gran impacto en la tecnología de la industria petrolera y la educación superior.

El presente trabajo tiene como objetivo: desarrollar un software de análisis de curvas de declinación mediante parámetros de producción para estimar las reservas remanentes hasta el límite económico de los pozos de petróleo. Para aquello se utilizan los datos de producción de los pozos de petróleo del campo Tetete-Tapi del Oriente ecuatoriano, estableciendo de esta manera un prototipo para otros pozos o yacimientos. La metodología empleada inicia desde la recopilación bibliográfica de análisis de curvas de declinación en publicaciones de alto impacto, seguido por un análisis de parámetros de producción petrolera, selección de curvas de declinación. En fin, se analiza y se diseña el software *Oil Production Analysis System (OPAS)*.

## **1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN**

El mayor inconveniente que presentan los pozos de petróleo a lo largo de su vida útil se centra en la declinación típica que se identifica por la tendencia de disminución en su producción hasta que alcance un límite económico no sostenible sumado a la incertidumbre de una estimación de reservas remanentes futuras y el riesgo económico que conlleva el agotamiento de la producción de petróleo. Las operaciones de estimación de reservas requieren de procesos muy costosos y en muchas ocasiones varios requerimientos como es el caso del modelo petrofísico del campo, enmarcados en costos de producción y necesidades de actualización a partir de las intervenciones realizadas a los pozos de petróleo. El campo petrolero Tetete- Tapi, es un campo menor de baja producción, con presencia de pozos cerrados, debido a su producción no es rentable la implementación de procesos de producción alto costo, sin embargo, se requiere de actualización de reservas remanentes para una estimación futura del campo. Por tal razón se propone la estimación de reservas remanentes de este campo mediante el software *Oil Production Analysis System (OPAS)*, una nueva aplicación basada en el análisis de curvas de declinación Arps y ley de potencia, lo que permitirá el análisis de curvas de declinación de producción en reservorios de petróleo, sin necesidad de múltiples requerimientos. *OPAS*, presenta una interfaz gráfica amigable, sencilla de fácil manejo y de gran almacenamiento de información, accesible a datos históricos de los pozos/yacimientos de petróleo.

## **1.2 ANTECEDENTES**

(Mead & Aime, en 1956), se basaron en un método para predecir la tasa de producción máxima versus la producción acumulada para cualquier yacimiento. Mediante el análisis de curvas de declinación de producción lograron predicciones de recuperación futura, basadas en la estimación de la tasa de producción futura y el rendimiento de la producción.

El objetivo básico del análisis de curvas de declinación se centra en encontrar el periodo más representativo en la historia del pozo, detectando la tasa inicial y seleccionando el tipo de declinación. En una investigación se diseñó experimentalmente un análisis con

curvas *Arps* generando una reducción en la varianza de los parámetros estimados con los datos de producción, los resultados presentan una previsión de la tasa de producción de petróleo y evaluación de tratamientos ácidos (Hakim Elahi, 2019)

(Snow & Gunther, en 2020), analizaron un estudio que predice el rendimiento de un pozo de petróleo del río Powder, empleando datos de producción, determinaron la recuperación final estimada en 690 pozos horizontales, para aquello utilizaron un análisis de curvas de declinación de producción automatizado.

(Gorditsa et al en 2020), proporcionaron un modelo de simulación de yacimiento de alta precisión, el mismo que determina el comportamiento de un pozo de petróleo en yacimientos no convencionales. Utilizaron el análisis de curvas de declinación de *Arps*, el método de la ley de potencia, el método de *Duong* y el modelo crecimiento logístico, para comprobar los resultados de la simulación.

(Li et al en 2020), desarrollaron un modelo novedoso reescalado dinámico de la producción, con la finalidad de mejorar la precisión del análisis de curvas de declinación. Los resultados muestran reducciones significativas en el error, desviación y asimetría en diferentes Cuencas y formaciones.

Por otro lado, (Carpenter, en 2020), realizó un análisis automatizado de curvas de declinación, considerando la inteligencia artificial para la gestión del comportamiento del reservorio. Presentó resultados de su experimento basados en predicciones más precisas y fiables utilizando técnicas de regresión cuantílica. Use the "Insert Citation" button to add citations to this document.

En campos petroleros de la Cuenca Oriente del Ecuador se utilizó un análisis de curvas de declinación en pozos petroleros, para estimar reservas finales y determinar el factor de recuperación por pozo (Rodas Guerrero et al., 2015)

Finalmente, en otros sectores petroleros como *Eagle Ford* y *Bakken*, la optimización del pronóstico de producción está basada en parámetros como la tasa de producción inicial, tasa de disminución inicial, parámetros *Arps* inicial, parámetros *Arps* final y el tiempo de



producción, aquellos predicen una recuperación final del petróleo. El análisis probabilístico de estos parámetros y las curvas de declinación abarca un impacto significativo en los diseños de perfiles de producción de un pozo (Zhou et al., 2018).

### **1.3 HIPÓTESIS**

La estimación de reservas remanentes se puede obtener mediante la generación de una herramienta computacional OPAS que permita realizar el análisis de curvas de declinación bajo el requerimiento del historial de producción.

### **1.4 OBJETIVOS**

#### **1.4.1 Objetivo General.**

Desarrollar un software de análisis de curvas de declinación mediante parámetros de producción para estimar las reservas remanentes hasta el límite económico de los pozos de petróleo.

#### **1.4.2 Objetivos Específicos.**

- ✓ Generar un formato para la entrada de historial de producción de los pozos de petróleo analizados.
- ✓ Determinar las variables principales para el desarrollo del software que optimice el análisis de curvas de declinación en la producción de un pozo de petróleo.
- ✓ Comparar los resultados de OPAS con los resultados de una aplicación informática comercial.

### **1.5 ALCANCE**

El alcance de esta investigación se determina mediante las bases teóricas empíricas del análisis de curvas de declinación de producción del petróleo, métodos de *Arps* y método

de la Ley de Potencia, ambos establecen la estimación de reservas y comportamiento futuro para yacimientos subsaturados.

Se utiliza la información proporcionada por la empresa *Halliburton* para analizar la producción de pozos petroleros del campo *Tetete-Tapi* de la Cuenca Oriente del Ecuador, específicamente en yacimientos subsaturados, el análisis de producción de ciertos pozos servirá de prototipo o análisis modelo de curvas de declinación para pronosticar la producción futura en otros yacimientos.

Por otro lado, el software *OPAS* será proporcionado a la carrera de petróleos de la UPSE, con el objetivo de que el software se alimente de información de diferentes pozos de petróleo, de tal manera que representa un aporte a la academia en diferentes asignaturas de la malla curricular vigente, en especial a la asignatura de producción.

## **1.6 VARIABLES**

### **1.6.1 Variables Dependientes.**

- ✓ Métodos de curvas de declinación de producción del petróleo

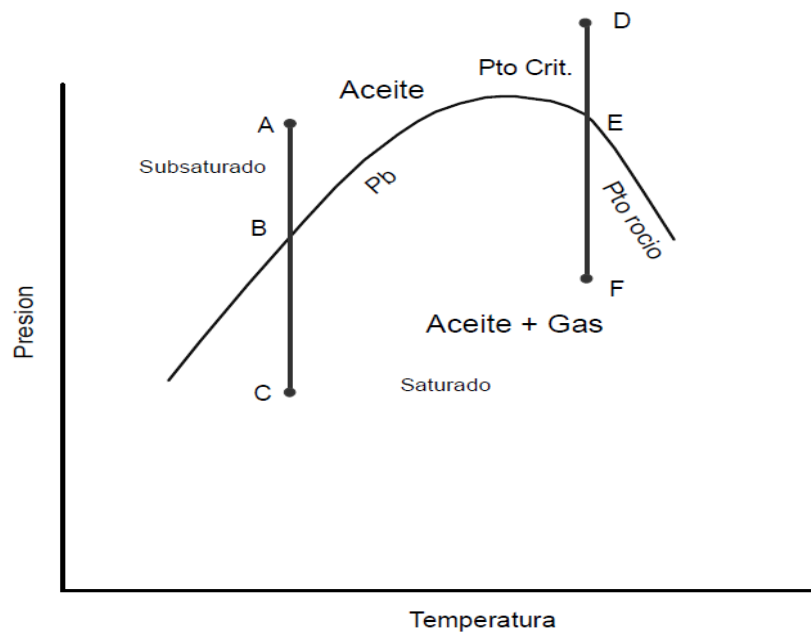
### **1.6.2 Variables Independientes.**

- ✓ Reservas de petróleo
- ✓ Producción de pozo petrolero
- ✓ Comportamiento de reservorio

## CAPITULO II: MARCO TEÓRICO

### 2.1 YACIMIENTOS SUBSATURADOS

Los yacimientos subsaturados son aquellos que se caracterizan por su presión inicial o presión del yacimiento es mayor que la presión en el punto de burbuja. La Figura 1, muestra el punto A en fase líquida, al llegar al punto de burbuja se desprenden del crudo las burbujas de gas, el mismo que empieza a adherirse en grandes cantidades mientras que el flujo del crudo decrementa permaneciendo bastante crudo en el yacimiento (Chaparro, 2020) (Escobar, 2012).



**Figura 1. Representación del yacimiento subsaturado, punto A. Pto. Crit. = punto crítico, Pto. Rocío= punto rocío, Pb= presión de burbuja (Escobar, 2012).**

## **2.2 ESTIMACIÓN DE RESERVAS DE PETRÓLEO**

Las reservas son la cantidad de petróleo, gases combustibles, gas condensado y componentes asociados contenidos en los hidrocarburos, se encuentran en el yacimiento, son analizadas en la etapa de perforación y se extraen bajo situaciones económicas existentes. La estimación de reservas de petróleo considera un cierto grado de incertidumbre que depende de los datos geológicos, geofísicos, técnicos y económicos disponibles. Para el cálculo de las reservas se deben considerar diversos factores financieros como: costo de exploración del área, costo de transporte, precios por barril, etc.(Vishnyakov et al., 2020).

### **2.2.1 Recuperación final estimada.**

La recuperación final estimada consiste en la estimación de la cantidad de hidrocarburos potencialmente recuperables, en un tiempo específico en cualquier yacimiento. Las reservas recuperables se las conoce también como potencial de área o potencial de Cuenca.

Las reservas según SPE-PRMS, se clasifican en:

- ✓ Reservas probadas
- ✓ Reservas probables
- ✓ Reservas posibles

De aquí, que cada categoría conduce a una tasa de extracción exitosa. Las reservas probadas se extraen en un 90%, Las reservas probables se extraen en un 50% y para las reservas posibles solo 1 de cada 10 casos tiene éxito en la extracción (Vishnyakov et al., 2020).

\* ***Reservas probadas.***

Las reservas probadas pueden determinarse como reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas. Las reservas probadas desarrolladas se extraen de los yacimientos desarrollados en el momento de su evaluación. Mientras que las reservas probadas no

desarrolladas, son las reservas confinadas que se encuentran en zonas de formación sin abrir es decir pozos no perforados. En las reservas probadas (P90), existe un 90% de probabilidad de que la producción acumulada sea igual o exceda a las reservas estimadas. (Salcedo, 2016).

\* ***Reservas probables.***

Las reservas probables (P50), son reservas potencialmente recuperables, es decir que existe por lo menos el 50% de probabilidad de que la cantidad real de petróleo recuperado sea igual a la suma de reservas probadas y probables (Salcedo, 2016).

\* ***Reservas posibles.***

Las reservas posibles (P10), son reservas no probadas, es decir que existe al menos el 10% de probabilidad de que la cantidad real de petróleo producido sea igual o exceda a la suma de reservas probadas, probables y posibles (Vishnyakov et al., 2020).

## **2.3 CURVAS DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN**

Las curvas de declinación son una forma de análisis de datos, que evalúan las reservas y predicen la producción futura (Ahmed, 2019). Las curvas de declinación se caracterizan por tres factores:

- ✓ Tasa de producción inicial
- ✓ Curvatura de la declinación
- ✓ Tasa de declinación

\* ***Condiciones importantes para el análisis de curvas de declinación.***

(Ikoku en 1984), establece tres condiciones a ser consideradas en el análisis de curvas de declinación:

- ✓ Producción constante durante un periodo de tiempo, es decir producción de un pozo con nivel de fluido constante.

- ✓ Condiciones de yacimientos constantes, sin alterar los mecanismos de producción.
- ✓ El análisis de curvas de declinación se utiliza en la evaluación de nuevas inversiones. El análisis económico está asociado con la determinación de reservas para un pozo.

## **2.4 MORFOLOGÍA DEL ANÁLISIS DE CURVAS DE DECLINACIÓN**

(Belyadi et al en 2019), establecieron que existen diferentes argumentos que intervienen en el análisis de curvas de declinación, entre los principales, los siguientes:

### **2.4.1 Producción Inicial.**

La producción inicial se mide en MSCF (mil pies cúbicos estándar) por día o BBL (barril de petróleo) por día. La producción instantánea se confunde a veces con la producción inicial, es la tasa de producción instantánea que el pozo ha podido alcanzar, en un punto en determinado tiempo(Guo et al., 2017).

### **2.4.2 Declinación nominal o inicial ( $D_i$ ).**

La declinación nominal o inicial ( $D_i$ ) es la pendiente instantánea de la declinación (Belyadi et al., 2019).

### **2.4.3 Declinación efectiva ( $D_e$ ).**

La declinación efectiva  $D_e$  es el cambio o reducción porcentual en la tasa de flujo en cierto intervalo de tiempo (Belyadi et al., 2019). La declinación efectiva está definida por la siguiente ecuación:

$$D_e = \frac{q_i - q}{q_i} \quad (1)$$

Donde  $D_e$  es la declinación efectiva,  $q$  es la tasa de producción y  $q_i$  tasa de producción inicial.

En la figura 2 se muestra la diferencia entre la declinación nominal y la declinación efectiva en relación al gas.

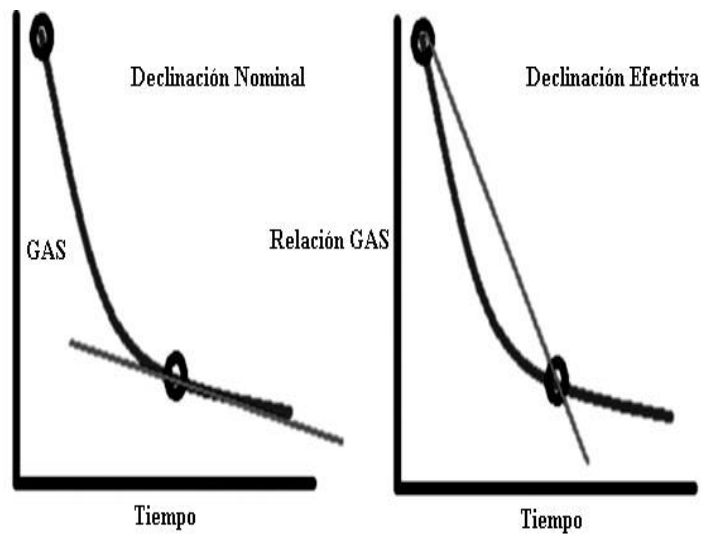


Figura 2. Declinación nominal versus declinación efectiva (Belyadi et al., 2019).

#### 2.4.4 Exponente hiperbólico (b).

El exponente hiperbólico reduce la declinación a través del tiempo, también conocido como la tasa de cambio de la declinación con respecto al tiempo. La figura 3 muestra la relación, que a medida que el valor de  $b$  aumenta, el valor de la desaceleración de la declinación efectiva también incrementa.

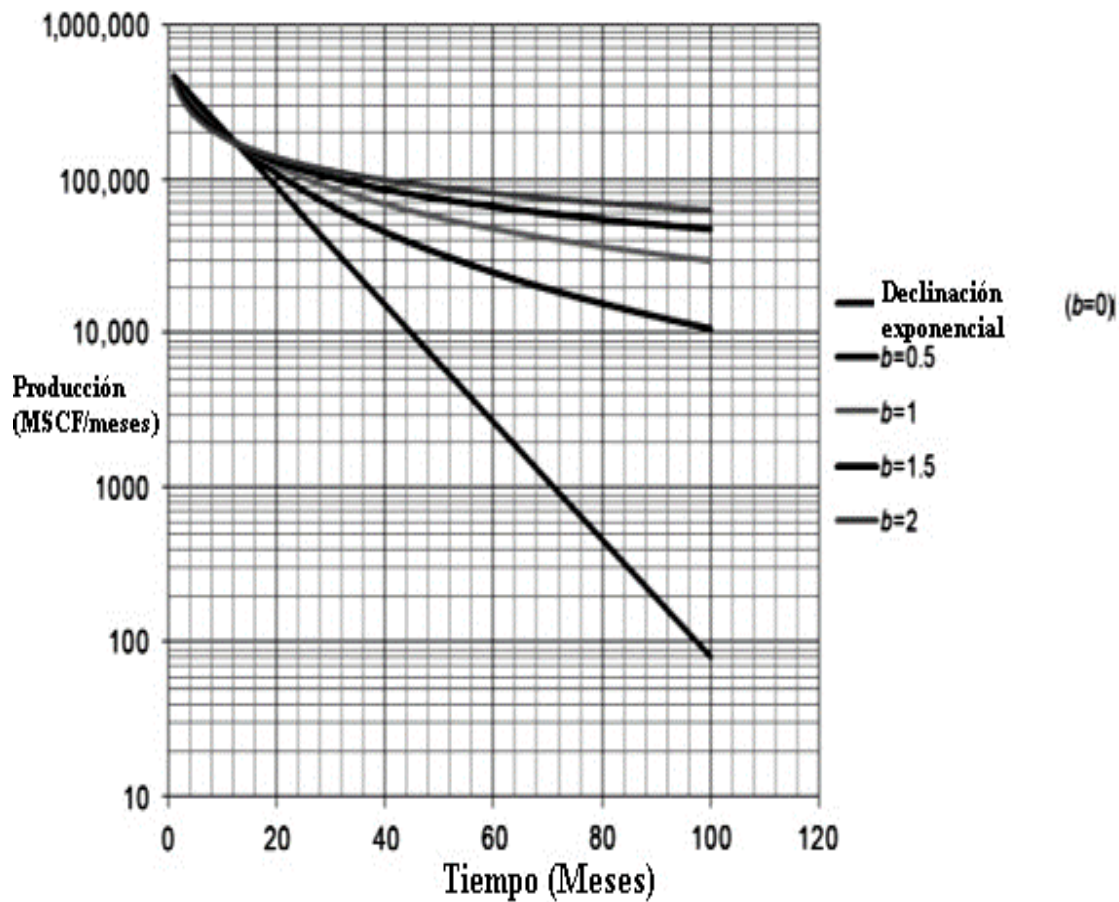


Figura 3. Ejemplo de declinación de producción de pozos de gas con varios valores de  $b$ . MSCF= mil pies cúbicos estándar por mes,  $b$ = exponente de declinación (Belyadi et al., 2019).

### 2.4.5 Forma de la curva de declinación.

La forma de la curva de declinación está determinada por el factor más importante en el análisis de curvas de declinación, este es el valor de  $b$ . La tabla 1 presenta el rango de valores de  $b$  para varios mecanismos de accionamiento del yacimiento.

Tabla 1. Mecanismos de accionamiento del yacimiento para diferentes valores de  $b$ , (Belyadi et al., 2019)

Exponente de declinación ( $b$ )	Mecanismos de accionamiento del yacimiento
0	Petróleo por encima del punto de burbuja
0,1 – 0,4	Accionamiento de gas
0,4 – 0,5	Expansión monofásica de gas
0,5	Impulsión de agua



---

0,5 - 1	Yacimientos en capas
Mayor que 1	Gas estancado

---

### **2.4.6 Flujo transitorio.**

Es el periodo de tiempo donde los límites del yacimiento no realizan ningún efecto sobre el comportamiento de la presión. En definitiva, el flujo transitorio es el pulso de presión a través del tiempo (Mayo et al., 2017).

### **2.4.7 Flujo dominado por fronteras.**

El flujo dominado por fronteras es el flujo que comienza cuando el radio de drenaje del pozo alcanza los límites del yacimiento (Belyadi et al., 2019).

## **2.5 ANÁLISIS DE CURVAS DE DECLINACIÓN**

El cálculo de estimaciones de tasas de producción futuras es importante para la estimación de las reservas de un yacimiento, de aquí nace el análisis de curvas de declinación. Se extrapola una gráfica de tasa de producción en función del tiempo y se determina la estimación de producción futura y con esto se realiza la estimación de las reservas de un yacimiento. Para este análisis es necesario datos como la estimación de la vida productiva del yacimiento y la producción futura. Una forma de realizar el análisis de curvas consiste en extrapolar una gráfica de tasa de producción en función del tiempo o de la producción acumulada, proyectando las curvas hasta el límite económico. Encontrando el punto de intersección entre la curva y el límite económico que muestra la posible vida futura del crudo o la recuperación del mismo (Ramírez, 2021).

Las curvas de declinación se utilizan para el cálculo de las reservas remanentes de un yacimiento, debido a la extrapolación del comportamiento de producción, diagnosticando el tipo de mecanismo de empuje factor de recobro e historial de producción (Cerón, 2016)

(Montes Páez et al. en, 2016) determinaron que en una curva de declinación se analizan dos parámetros fundamentales, la tasa de declinación (D), la misma que muestra la disminución de la producción de un pozo en porcentajes diario, mensual o anual; y el

exponente de declinación (n) que se muestra en la tendencia de la curva de declinación. La tasa de declinación se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$D = \frac{q_1 - q_2}{q_1(t_2 - t_1)} \quad (2)$$

En la cual  $q_1$  y  $q_2$  son las tasas de producción del pozo determinadas en los tiempos  $t_1$  y  $t_2$ .

*Jan J. Arps* categorizó las curvas de declinación utilizando el método de la tasa de pérdida, definiendo tasa de producción, tiempo de producción y producción acumulada (Belyadi et al., 2019). Estableció tres tipos de modelos de curvas de declinación:

- ✓ Curvas de declinación exponencial
- ✓ Curvas de declinación hiperbólica
- ✓ Curvas de declinación armónica

Las curvas de declinación constan de 3 variables, tasa inicial, declinación inicial y exponente de declinación ( $q_i$ ,  $D_i$  y  $b$ ), los mismos que se obtienen de los datos de producción.

El modelo propuesto por *Arps*, calcula las tasas de producción futuras, petróleo producido acumulado en un tiempo determinado y el tiempo restante para alcanzar determinada tasa de producción (Arps, 1945). La ecuación característica presentada por *Arps* es:

$$\frac{D}{D_i} = \left(\frac{q}{q_i}\right)^b \quad (3)$$

Donde (D) es la tasa de declinación, ( $D_i$ ) es la declinación inicial, (q) es la tasa de producción en cualquier periodo, ( $q_i$ ) corresponde a la tasa inicial de producción y (b) es el exponente de declinación.

La tabla 2 muestra las ecuaciones según los modelos de declinación propuestos por *Arps*.

**Tabla 2. Ecuaciones para los modelos de declinación propuestos por Arps, (Montes Páez et al., 2016).**

Declinación	Exponencial	Hiperbólica	Armónica
Exponente de declinación	$b = 0$	$0 < b < 1$	$b=1$
Tasa de declinación	$D = \frac{q_1 - q_2}{q_1 \Delta t}$	$D = \frac{D_i}{1 + n D_i t}$	$D = b q^{-1} = -\frac{dq}{dt}$
Tasa de producción	$q = q_i e^{-Dt}$	$q = q_i (1 + n D_i t)^{-1/b}$	$q = q_i (1 + D_i t)^{-1}$
Producción acumulada	$N_p = \frac{q_i - q}{D}$	$N_p = \frac{q_i^b (q_i^{1-b} - q^{1-b})}{D_i (1 - b)}$	$N_p = \frac{q_i}{D_i} \ln \frac{q_i}{q}$
Tiempo de abandono	$t_a = \frac{-\ln\left(\frac{q_i}{q_a}\right)}{\ln(1 - D)}$	$t_a = \frac{1}{b D_i} \left[ \left(\frac{q_i}{q}\right)^b - 1 \right]$	$t_a = \frac{1}{D_i} \left[ \left(\frac{q_i}{q - 1}\right) \right]$

*Nota: b=exponente de declinación, D=tasa de declinación, q<sub>1</sub>=tasa de producción en tiempo1, q<sub>2</sub>=tasa de producción en tiempo2, Δt=variación de tiempo, D<sub>i</sub>=declinación inicial, q<sub>i</sub>=tasa inicial de producción, N<sub>p</sub>=producción acumulada, t<sub>a</sub>=tiempo de abandono.*

El nivel de confianza en la estimación se determina mediante la cantidad de datos, es decir la disponibilidad de datos de la historia de la producción, considerando aceptables periodos de dos años de producción.

### 2.5.1 Curva de declinación exponencial de Arps.

La curva exponencial de Arps se utiliza para sistemas con líquidos compresibles, petróleos no saturados, pozos de gas de alta presión (Lee, 2010), que están determinados por:

- ✓ Presión constante a fondo de pozo
- ✓ Flujo estabilizado
- ✓ Área de drenaje invariable
- ✓ Estimulación

La grafica de esta declinación está determinada por una línea recta o exponencial que se determina en relación a la tasa de producción (eje y) y al tiempo (eje x). El valor de n para esta declinación es igual que cero. En esta declinación aparecen dos variables que son la producción inicial y la tasa de disminución. Esto nos quiere decir que la declinación se da por la tasa de cambio de producción con tiempo, que permanece (Belyadi et al., 2019). La figura 4 muestra un ejemplo de declinación exponencial.

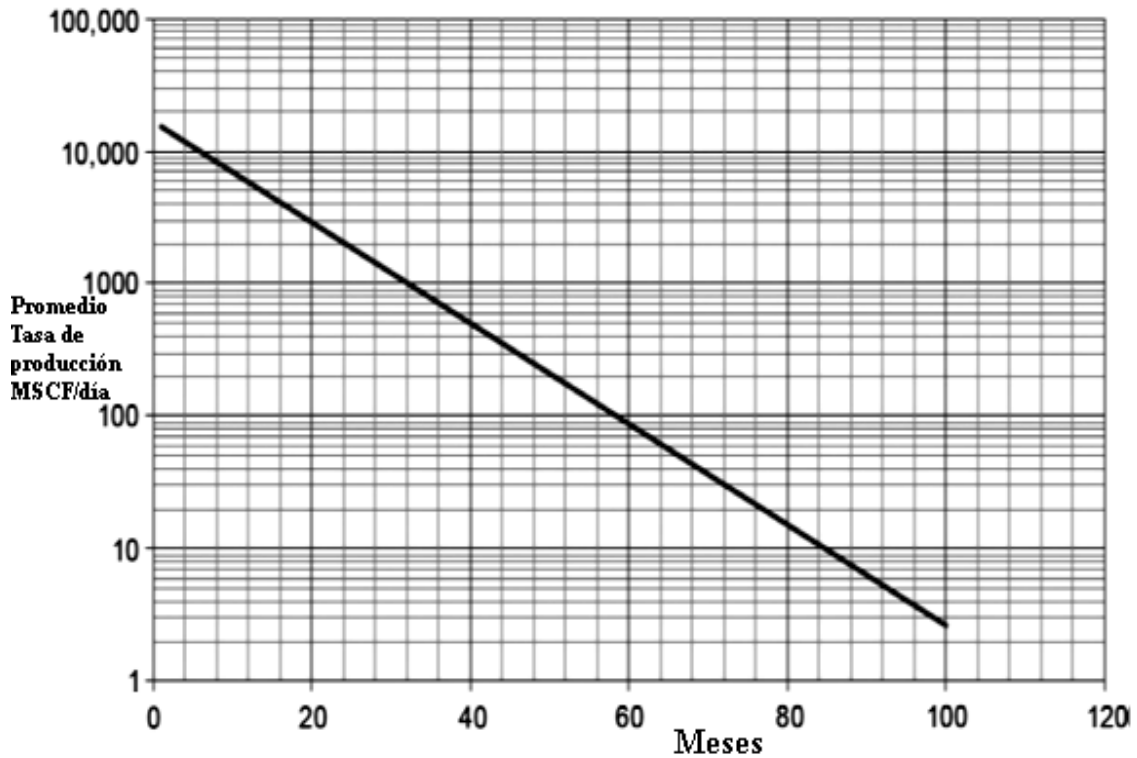


Figura 4. Declinación exponencial. MSCF/día= mil pies cúbicos estándar por día (Belyadi et al., 2019)

### 2.5.2 Curva de declinación hiperbólica de Arps.

Para esta curva se consideran tres parámetros fundamentales: el caudal inicial ( $q_i$ ), declinación inicial ( $D_i$ ) y el factor ( $b$ ) (Schmidt & Neuquén, 2013). Para el caudal en función del tiempo  $q(t)$ , y la producción acumulada en función del caudal  $Q(q)$ , se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$q(t) = \frac{q_i}{(1+b D_i t)^{\frac{1}{b}}} \quad (4)$$

$$Q(q) = \frac{q_i^b}{(1-b)D_i} (q_i^{1-b} - q^{1-b}) \quad (5)$$

La tabla 3, muestra las variables utilizadas en la curva de declinación hiperbólica de *Arps* (ecuaciones 4 y 5).

**Tabla 3. Variables utilizadas en la curva de declinación hiperbólica de *Arps*, (Schmidt, 2013).**

<b>Variables</b>	<b>Significado</b>
$t$	Tiempo en meses
$q(t)$	Caudal en el tiempo $t$ (m <sup>3</sup> /d)
$q_i$	Caudal de producción inicial al tiempo igual que cero (m <sup>3</sup> /d)
$b$	Constante de <i>Arps</i>
$D_i$	Declinación inicial

La gráfica par esta declinación está determinad por una línea curva fijada entre la tasa de producción (eje  $y$ ) y el tiempo (eje  $x$ ). La tasa de disminución disminuye en función del exponente hiperbólico a través del tiempo. La disminución hiperbólica varía dependiendo de la presión del yacimiento, las características del yacimiento, estrategias de reducción de presión, etc. La figura 5, presenta un ejemplo de declinación hiperbólica.

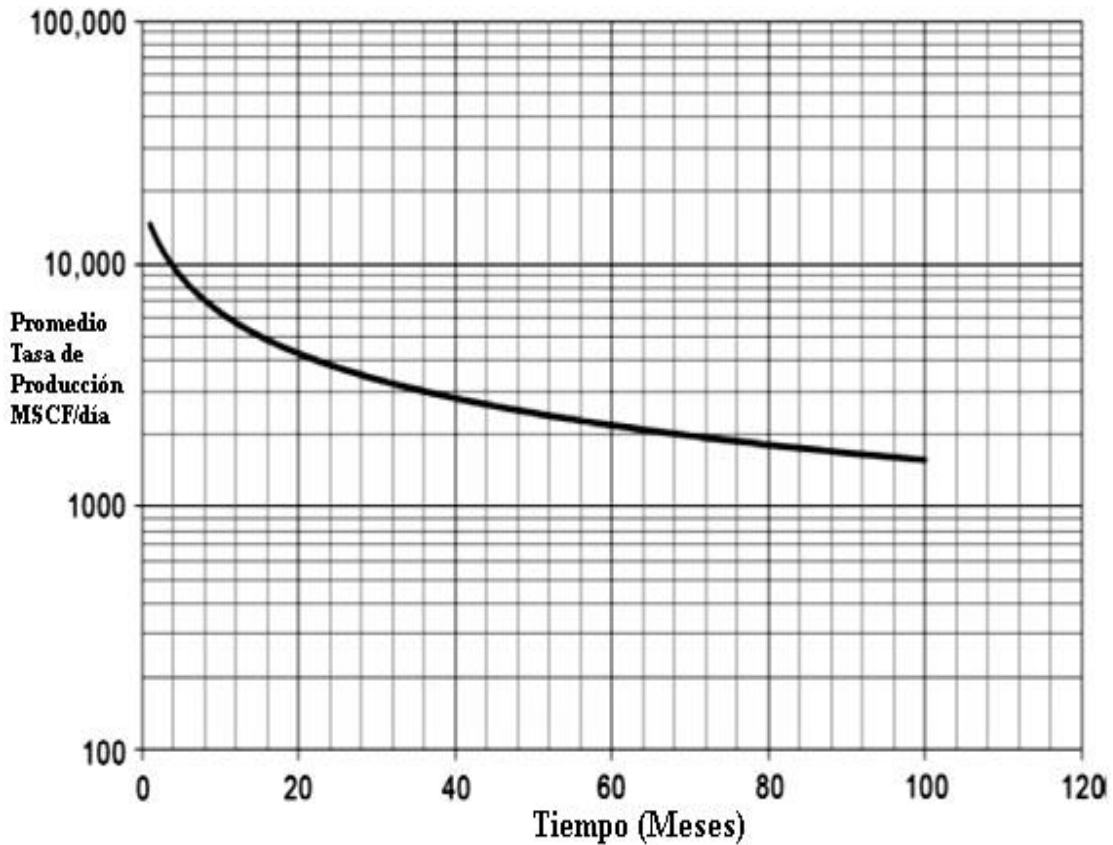


Figura 5. Declinación hiperbólica (Belyadi et al., 2019).

### 2.5.3 Método de ley de potencia.

(Alarcón et al., en 2020) Es un método de estimación de reservas que se presenta a través de una declinación no hiperbólica, que se diferencia del método de *Arps*, debido a que (b) no es constante en el tiempo. Partiendo de la ecuación de *Arps* se determinan las siguientes ecuaciones para el método de ley de potencia:

$$D=D_{\infty}+D_1t^{-(1-n)} \quad \text{o} \quad D=D_1t^{-(1-n)}+D_{\infty} \quad (6)$$

$$q=\widehat{q}_i e^{(-D_{\infty}t-\frac{D_1}{b}t^n)} \quad (7)$$

$$q=\widehat{q}_i e^{(-D_{\infty}t-\widehat{D}_1t^n)} \quad (8)$$

La tabla 4, muestra los parámetros que intervienen en la declinación de la ley de potencia (ecuaciones 6, 7 y 8).

**Tabla 4. Parámetros utilizados en el método de ley de potencia, (Alarcón et al., 2020).**

<b>Variables</b>	<b>Significado</b>
t	Tiempo de producción
D	Constante de declinación, intercepto a unidad de tiempo
$D_1$	Constante de declinación en un tiempo específico.
$D_\infty$	Constante de declinación en un tiempo infinito para un flujo transitorio.
n	Exponente del tiempo
q	Tasa de producción
$q_i$	Tasa de producción inicial

El radio de declinación depende dos factores: el primero a cortos tiempos de producción, que determina la ley de potencia en función del tiempo es un indicador del comportamiento de producción en estado transitorio. El segundo factor a tiempos largos que representa el comportamiento de producción dominado por fronteras que es una constante (Alarcón et al., 2020).

El método de ley de potencia se utilizó para modelar la declinación de la producción en un periodo transitorio. Al usar este modelo se puede igualar los datos de producción en regiones transitorias y dominadas por fronteras sin sobreestimar las reservas (Belyadi et al., 2019).

La ley de potencia nominal es una relación funcional entre dos cantidades, por ejemplo, x y y; t y q; t y D, que están representados por la ecuación:

$$y = a x^{-b} \quad (9)$$

Donde (y) representa la declinación, (x) el tiempo y el (b) el exponente de declinación. Al considerar la desviación en los valores observados, es necesario determinar el coeficiente (c) en la expresión de la ley de potencia, representando de esta manera la incertidumbre en los datos observados:

$$y = a x^{-b} + c \quad (10)$$

(Ilk et al en 2008), establece que la función de ley de potencia presenta una mejor representación de la tasa de declinación en función del tiempo de flujo. La ley de potencia tiene la capacidad de representar la disminución de la variable de tasa de declinación  $D$ , durante el periodo de flujo transitorio a medida que se acerca a un valor constante de  $D_{\infty}$  en el cual la declinación se vuelve constante debido a que el yacimiento está dominado por fronteras (BDF). Tal como se muestra en la figura 6, la ley de potencia representa una función continua que proporciona una transición suave de flujo transitorio a BDF (Ahmed, 2019).

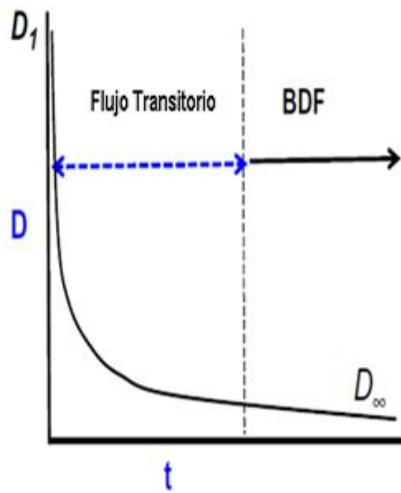


Figura 6. Representación gráfica del método de ley de potencia. BDF= Border-dominated Flow (Flujo dominado por límites), D= constante de declinación (Ahmed, 2019).

## 2.6 ECUACIONES DE CURVAS DE DECLINACIÓN DE ARPS PARA ESTIMAR EL VOLUMEN FUTURO

### 2.6.1 Ecuaciones de declinación exponencial.



La declinación nominal en relación a la declinación efectiva se establece mediante la siguiente ecuación:

$$D = -\ln \left[ (1 - D_e)^{\frac{1}{12}} \right] \text{ mensual} \quad (11)$$

La ecuación referente a la tasa de declinación exponencial queda como:

$$q_{\text{exponencial}} = IP e^{-Dt} \quad (12)$$

Donde (IP) es la producción inicial, (D) la declinación nominal y (t) el tiempo en meses (Belyadi et al., 2019).

### 2.6.2 Ecuaciones de declinación hiperbólica.

La tasa de declinación inicial se determina de varias formas en la declinación hiperbólica. Las ecuaciones de declinación nominal, efectiva tangente y efectiva secante se utilizan para definir la tasa de declinación inicial. La figura 7 muestra la diferencia entre las tasas de declinación efectiva secante y tangente (Belyadi et al., 2019).

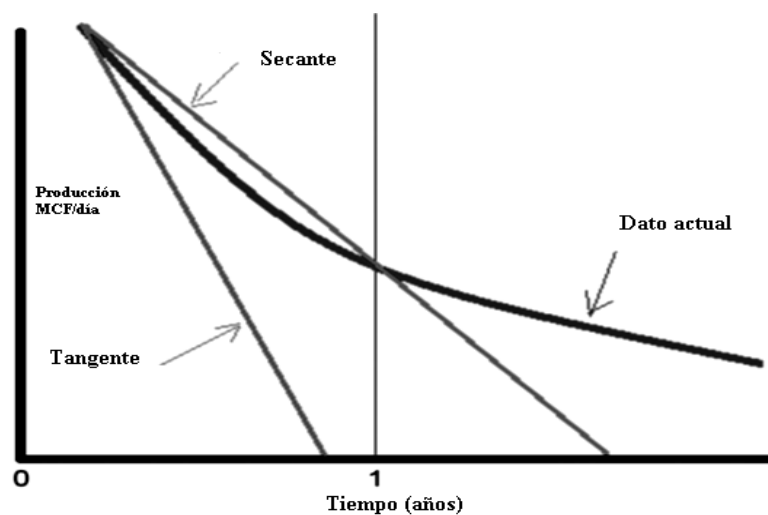


Figura 7. Tasas de declinación secante versus tangente. MCF/día= mil pies cúbicos por día (Belyadi et al., 2019).

La declinación nominal hiperbólica en relación a la declinación efectiva de la tangente se determina según (Belyadi et al., 2019) por la ecuación:

$$D_{i, \text{ tangente}} = - \ln \left[ (1 - D_{ei})^{\frac{1}{12}} \right] \quad (13)$$

Donde ( $D_{ei}$ ) es la tasa de declinación efectiva anual a partir de la línea tangente.

Por otro lado, la declinación nominal hiperbólica en relación a la declinación efectiva de la secante está dada por la siguiente ecuación:

$$D_{i, \text{ secante}} = \left[ \frac{1}{12b} \right] - [(1 - D_{eis})^{-b} - 1] \quad (14)$$

De aquí ( $D_{eis}$ )s la tasa de declinación efectiva inicial anual de la línea secante. La tasa de declinación efectiva secante se encuentra a partir de dos tasas, la primera en el tiempo igual que cero, y la segunda después de un año (Belyadi et al., 2019).

Está definida por la siguiente ecuación:

$$q_{\text{hiperbólica}} = IP \left( (1+b) D_i t \right)^{\frac{1}{b}} \quad (15)$$

Donde ( $q_{\text{hiperbólica}}$ ) es la tasa de declinación hiperbólica, (IP) la producción inicial, (b) el exponente hiperbólico y (t) el tiempo en meses.

### 2.6.3 Producción acumulada hiperbólica mensual.

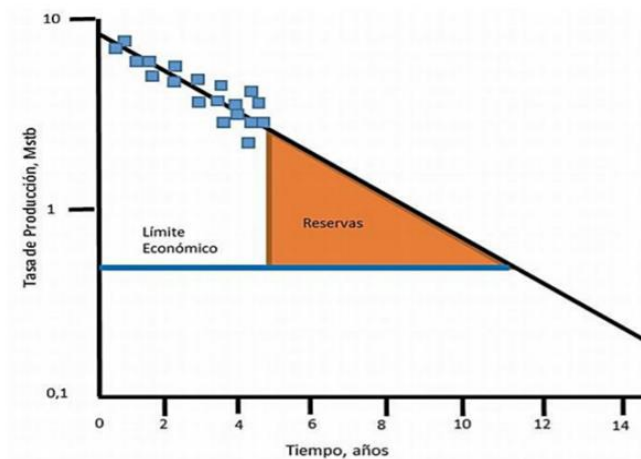
(Belyadi et al, en 2019), propone la siguiente ecuación para el cálculo de la producción acumulada hiperbólica mensual:

$$N_p = \left\{ \left[ \frac{IP}{(1-b) (\text{declinación nominal hiperbólica mensual})} \right] \left[ 1 - (1+b) (\text{declinación nominal hiperbólica mensual}) t \right]^{1-\frac{1}{b}} \right\} \left( \frac{365}{12} \right) \quad (16)$$

Donde ( $N_p$ ) es la producción acumulada hiperbólica mensual, (IP) la producción inicial y (t) el tiempo en meses.

## 2.7 CÁLCULO DE RESERVAS

En la figura 8 de declinación de la producción respecto al tiempo, el área bajo la línea de tendencia proyectada desde el último dato de producción hasta el límite económico representa las reservas remanentes desarrolladas.



**Figura 8. Tasas de declinación de caudal versus tiempo para estimar límite económico de las reservas. (Waravut 2014).**

Se selecciona el intervalo que describa la declinación con mayor precisión, y se genera la línea de tendencia, con su respectiva ecuación.

El intervalo correspondiente a las reservas remanentes comprende desde el último dato de producción reportado hasta el límite económico, para representar la tendencia de declinación.

## 2.8 PROGRAMAS INFORMÁTICOS DE ANÁLISIS DE CURVAS DE DECLINACION

En la actualidad existen herramientas informáticas que automatizan los procesos de análisis de producción, basados en curvas de declinación, entre estas tenemos:

- ✓ Software Decline R
- ✓ Software UniTest RDA
- ✓ Software OFM (Oil Field Manager)

### **2.8.1 Software DeclineR.**

Este programa informático se desarrolló bajo la plataforma C y R, se encarga de realizar pronósticos utilizando las curvas de declinación de Arp's, muestra reportes exportables de Excel. Se caracteriza por ser una herramienta de código abierto (Chaparro, 2012).

### **2.8.2 Software UniTest RDA.**

UniTest RDA es una herramienta informática permite simular la producción real a partir del historial del pozo. Utiliza las curvas de declinación para el pronóstico de la producción del crudo, ofreciendo resultados sujetos a una gran gama de interpretaciones. Además, realiza estimaciones de reservas capa por capa (DeltaP, n.d.).

### **2.8.3 Software OFM (Oil Field Manager).**

OFM es una aplicación que tiene como característica principal el cálculo de reservas remanentes mediante curvas de declinación, para aquello se debe considerar el historial de producción de cada arena. Esta herramienta posee un módulo específico de análisis de curvas de declinación de producción de crudo, utilizando métodos empíricos, curvas de Fetckovich, entre otros (Schlumberger, n.d.).

## CAPITULO III: METODOLOGÍA

### 3.1 APLICACIÓN DE FÓRMULAS PARA EL ANÁLISIS DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN

Se aplicó las ecuaciones matemáticas de Arps y Ley de Potencia para el cálculo de tasa de producción, tasa de declinación, caudal de producción, exponente de declinación, entre otros para el análisis de curvas de declinación de los pozos del campo Tetete-Tapi.

\* *Declinación exponencial de Arps (escenario A).*

$$q=q_i e^{-Dt} \quad (17)$$

Donde;

q= tasa de producción

$q_i$ = caudal inicial (valor considerado de la línea de tendencia exponencial)

D= tasa de declinación

t= tiempo

\* *Declinación exponencial de Arps (escenario B).*

$$q=q_i e^{-Dt} \quad (18)$$

Donde;

q= tasa de producción

$q_i$ = caudal inicial (caudal de inicio de producción)

D= tasa de declinación

t= tiempo

$$D = \ln \left( \frac{Q_i}{Q} \right) \left( \frac{1}{\Delta t} \right) \quad (19)$$

Donde;

Q= caudal final (último caudal del historial de producción)

\* ***Declinación hiperbólica de Arps.***

$$q = q_i * (D_i * n * t)^{-1/n} \quad (20)$$

Donde,

q= tasa de producción

q<sub>i</sub>= caudal inicial (caudal de inicio de producción)

D<sub>i</sub>= tasa de declinación inicial (0 < D<sub>i</sub> < 1)

n= exponente de declinación

t= tiempo

\* ***Declinación armónica de Arps (escenario A).***

$$q = \frac{q_i}{1 + (D_i * t)} \quad (21)$$

Donde;

q= tasa de producción

q<sub>i</sub>= caudal inicial

D<sub>i</sub>= tasa de declinación inicial

t= tiempo

$$q_i = q_1 * (1 + (D_i * t_1)) \quad (22)$$

q<sub>i</sub>= caudal inicial de producción (primer valor del historial de producción)

t<sub>1</sub>= tiempo del caudal inicial de producción

\* ***Declinación armónica de Arps (escenario B).***

$$D = \left( -\left(\frac{1}{Q}\right) \right) * \left( \frac{q_2 - q_1}{t_2 - t_1} \right) \quad (23)$$

Donde;

D=tasa de declinación

Q= primer valor del historial de producción

q<sub>2</sub> y q<sub>1</sub>= valores de caudal de producción (primer y segundo valor)

t<sub>2</sub> y t<sub>1</sub>= tiempos del historial de producción

\* ***Declinación ley de potencia.***

$$q = q_i e^{-D_\infty t - \widehat{D}_1 t^n} \quad (24)$$

Donde;

q= tasa de producción

q<sub>i</sub>= caudal inicial

D<sub>1</sub>= tasa de declinación

t= tiempo

**D<sub>∞</sub> = 0** para casos de petróleo

n=1 (se consideran los datos iniciales del historial de producción)

## **3.2 PROCEDIMIENTO DE ANÁLISIS DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN**

### **3.2.1 Método de declinación exponencial de Arps en pozos del campo Tetete-Tapi (escenario A).**

Se aplicó el método de declinación exponencial de Arps considerando el fluido de petróleo en tres pozos del campo Tetete-Tapi, tales como TapA-009, Tap-012 y el Tap-016, mediante el análisis del historial de producción de los pozos de este campo. Para el cálculo de la tasa de producción y el tiempo en que se podrá producir petróleo hasta llegar al límite económico de extracción, se empleó la ecuación 17, y se encontraron las variables tasa de declinación ( $D$ ) y el caudal inicial ( $q_i$ ) de la ecuación de declinación exponencial.

Para representar la curva de declinación de los pozos, se emplearon los datos del historial de producción (ver anexo A), considerando los argumentos como producción por día ( $Q$ ) y el tiempo ( $t$ ). Se graficó la relación del historial de producción versus el tiempo de extracción, obteniendo de esta manera diferentes gráficas con el valor de tasa de declinación y caudal inicial, se proyectaron las respectivas líneas de tendencias de los pozos antes mencionados.

Posteriormente, se reemplazaron los valores de las variables  $D$  y  $q_i$  en la ecuación 17 (ecuación de declinación exponencial) y se obtuvo la tasa de producción ( $q$ ) (ver anexo B), donde la representación gráfica permitió conocer el tiempo de extracción con su respectivo caudal recuperado hasta el límite económico de los tres pozos.

### **3.2.2 Método de declinación exponencial de Arps en pozos del campo Tetete-Tapi (escenario B).**

Se consideró el método de declinación exponencial de Arps para encontrar la tasa de producción y el tiempo en que se podrá producir petróleo hasta alcanzar el límite económico de extracción.



Se calculó el valor de la tasa de declinación mediante la ecuación 19, empleando datos del historial de producción, siendo  $q_i$  considerado como el caudal con que inició la producción, este método se puede realizar de dos formas:

- ✓ Para el cálculo de D, se consideró los valores del historial de producción.
- ✓ Solo se considera dos valores iniciales del historial de producción.

Finalmente, se sustituyeron los valores de las variables D y  $q_i$  en la ecuación 18 y se obtuvo valores de la tasa de producción (q) (ver anexo B), con la finalidad de obtener el tiempo de extracción y el caudal recuperado hasta alcanzar el límite económico.

### **3.2.3 Método de declinación hiperbólica de Arps en pozos del campo Tetete-Tapi.**

Para el análisis de la curva de declinación de los pozos del campo Tetete-Tapi se utilizó los datos del historial de producción (ver anexo A). Para el cálculo de tasa de producción y tiempo se empleó la ecuación 20, debido a que es un método interactivo se procedió a encontrar las variables D (tasa de declinación) y n (exponente de inclinación), considerando que los valores de D y n deben estar dentro del rango de 0 a 1 respectivamente. Para  $q_i$  se consideró el valor del caudal con que inició la producción de los pozos.

Se reemplazaron los valores de las variables D, n y  $q_i$  en la ecuación 20 (ecuación de declinación hiperbólica) y se encontraron los valores de la tasa de producción (q) (ver anexo B), para conocer el tiempo de extracción con su respectivo caudal recuperado.

### **3.2.4 Método de declinación armónico de Arps en pozos del campo Tetete-Tapi (escenario A).**

Se calculó la tasa de producción y el tiempo en que se podrá producir petróleo utilizando la ecuación 21, con sus respectivas variables tasa de declinación inicial ( $D_i$ ) y caudal inicial ( $q_i$ ). Se encontró la tasa de declinación mediante la ecuación 22, para aquello se utilizaron datos del historial de producción y tiempo de extracción, luego de encontrar el

valor de la tasa de declinación inicial ( $D_i$ ) se procedió a encontrar el valor de  $q_i$  a través de la ecuación 22.

Por último, se reemplazaron valores de  $D_i$  y  $q_i$  en la ecuación 21 (ecuación de declinación armónica) y se encontraron los valores de la tasa de producción ( $q$ ) (ver anexo B).

### **3.2.5 Método de declinación armónico de Arps en pozos del campo Tetete-Tapi (escenario B).**

Se determinó la tasa de producción de petróleo ( $q$ ) y el tiempo en que se extraerá la mayor cantidad de petróleo. Se utilizó el método armónico de Arps para conseguir la tasa de declinación inicial de los pozos del campo Tetete-Tapi, se consideró el caudal inicial como la producción inicial de los pozos mencionados anteriormente. Se reemplazó los valores de las variables en la ecuación 23 declinación armónica, para encontrar las tasas de producción en conjunto del tiempo que se extraerá la mayor cantidad de petróleo de los tres pozos estudiados, considerando el límite económico.

### **3.2.6 Método de Ley de Potencia.**

Se determina el cálculo de la tasa de producción de petróleo y se encuentra el tiempo en que se podrá extraer la mayor cantidad de petróleo hasta alcanzar la producción del límite económico de los pozos del campo Tetete-Tapi. Se utiliza el modelo de formulación de relación de pérdida de ley de potencia, se procede a calcular el valor de la tasa de declinación ( $D_1$ ) mediante la ecuación 24, en este método  $D$  es la constante de declinación “intercepto” a una unidad de tiempo ( $D$  inicial o  $D$  a 1 día de producción), una vez encontrado el valor de  $D_1$  (tasa de declinación inicial) se prosigue a determinar el valor del caudal inicial ( $q_i$ ), eligiendo el caudal de inicio de la actividad de producción de los pozos.

### **3.3 ESTIMACIÓN DE RESERVAS REMANENTES DE PETRÓLEO DE LOS POZOS DEL CAMPO TETETE-TAPI**

Se aplicó integración numérica para estimar la cantidad de reservas remanentes de petróleo de los pozos del campo Tetete Tapi, mediante la implementación del método de Simpson, con la finalidad de determinar la aproximación de la integral de la función exponencial (curva de declinación) del área bajo la curva de las figuras 23, 24 y 25 correspondientes a la tasa de producción de los pozos TapA-009, Tap-012 y Tap-016

Se seleccionó el mejor escenario de declive de producción, cuyos valores indican la continuidad de la tasa de producción de los pozos, por ello se seleccionó el escenario B del modelo exponencial para los 3 pozos del campo Tetete Tapi.

Posteriormente se procede a utilizar el método de integración numérica mediante el modelo de Simpson para determinar la cantidad de las reservas remanentes de los pozos en estudio.

### **3.4 DISEÑO DE ALGORITMO OPAS (OIL PRODUCTION ANALYSIS SYSTEM)**

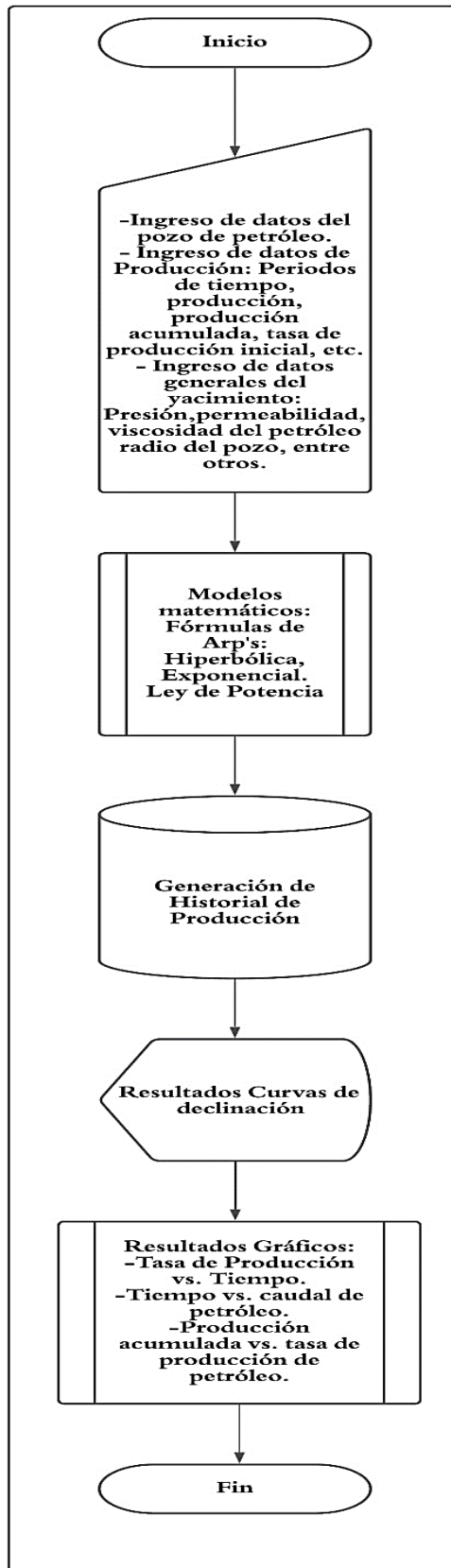


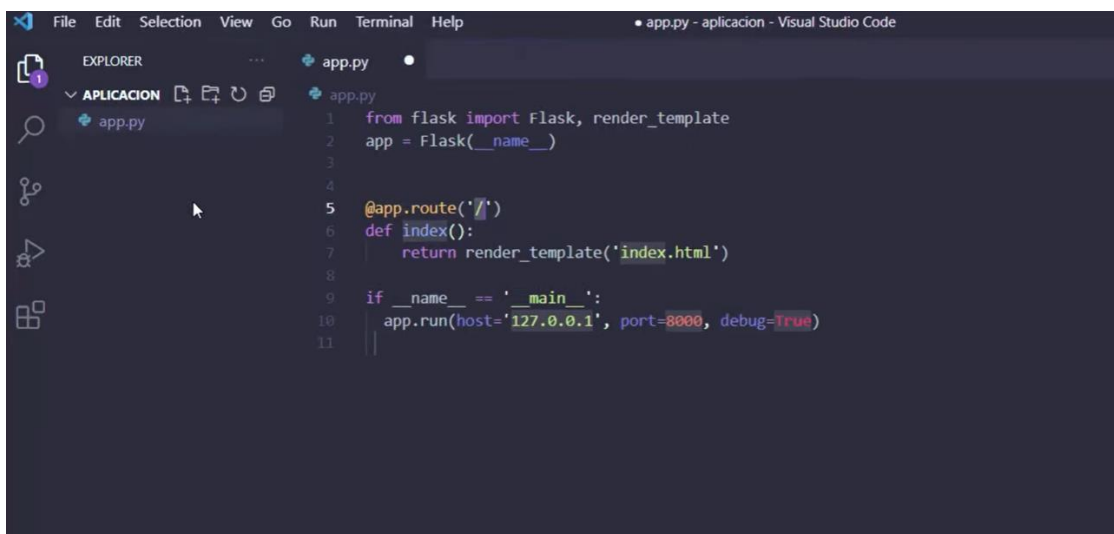
Figura 9. Algoritmo: Sistema de análisis de producción de petróleo (OPAS).

### 3.5 DISEÑO DEL SOFTWARE OPAS

El software OPAS es un programa informático de código abierto, creado por plataformas open source como Python, (ver figuras 10,11) con un gestor de base de datos MySQL (ver figura 12,13). Es una herramienta que permite establecer un pronóstico de producción futura, estima reservas remanentes de yacimientos como prototipo para futuros campos petroleros. Para su desarrollo y aplicación se basa en el análisis de curvas de declinación de Arps y método de ley de potencia bajo una variable principal que es el historial de producción del pozo (ver figura14).

El ingreso al sistema OPAS se realiza mediante una interfaz interactiva (ver figura 15). Está formado por módulos funcionales que permiten la interacción con el operador, entre los módulos tenemos los siguientes: mantenimiento de usuarios, registro de campos, registro de pozos, historial de producción, curvas de declinación y estimación de reservas (ver figura 16).

### 3.5.1 Desarrollo de OPAS.

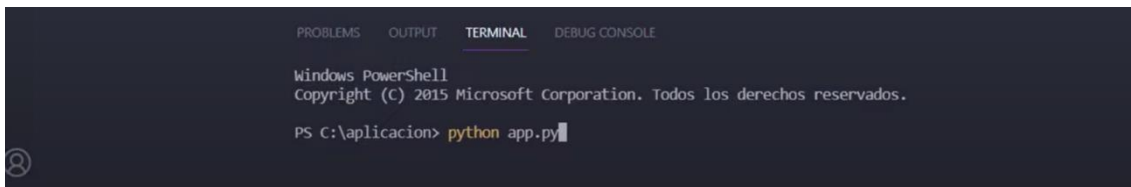


```
File Edit Selection View Go Run Terminal Help
• app.py - aplicacion - Visual Studio Code

EXPLORER
APLICACION
  app.py

app.py
1 from flask import Flask, render_template
2 app = Flask(__name__)
3
4
5 @app.route('/')
6 def index():
7     return render_template('index.html')
8
9 if __name__ == '__main__':
10     app.run(host='127.0.0.1', port=8000, debug=True)
11
```

Figura 10. Desarrollo del sistema (OPAS).



```
PROBLEMS OUTPUT TERMINAL DEBUG CONSOLE

Windows PowerShell
Copyright (C) 2015 Microsoft Corporation. Todos los derechos reservados.

PS C:\aplicacion> python app.py
```

Figura 11. Código de creación (OPAS).

```
PROBLEMS OUTPUT TERMINAL DEBUG CONSOLE

* Serving Flask app 'app' (lazy loading)
* Environment: production
  WARNING: This is a development server. Do not use it in a production deployment.
  Use a production WSGI server instead.
* Debug mode: on
* Restarting with stat
* Debugger is active!
* Debugger PIN: 876-980-908
* Running on http://127.0.0.1:8000/ (Press CTRL+C to quit)
```

Figura 12. Entrada del servidor (OPAS).

The screenshot shows a code editor with the following Python code:

```
1 # -*- coding: utf-8 -*-
2
3 """
4 Iván Rodríguez - 2017
5 Código generado para el canal de YouTube Pienso 3D
6 """
7
8 # Importamos los módulos necesarios
9 import math
10 import numpy as np
11 from matplotlib import pyplot as plt
12
13 # Generamos los datos para el gráfico
14 x = np.array(range(20))*0.1
15 y = np.zeros(len(x))
16 for i in range(len(x)):
17     y[i] = math.sin(x[i])
18
19 # Creamos el gráfico
20 plt.ion()
21 plt.plot(x,y)
22
```

The plot window shows a sine wave and a linear trend line. The IPython terminal shows the following output:

```
IPython 2.4.1 -- An enhanced Interactive Python.
? -> Introduction and overview of IPython's features.
%quickref -> Quick reference.
help -> Python's own help system.
object? -> Details about 'object', use 'object??' for extra details.

In [1]: run G_simple.py
Out[1]:
In [2]: run G_simple.py
Out[2]:
In [3]: run G_simple.py
Out[3]:
In [4]:
```

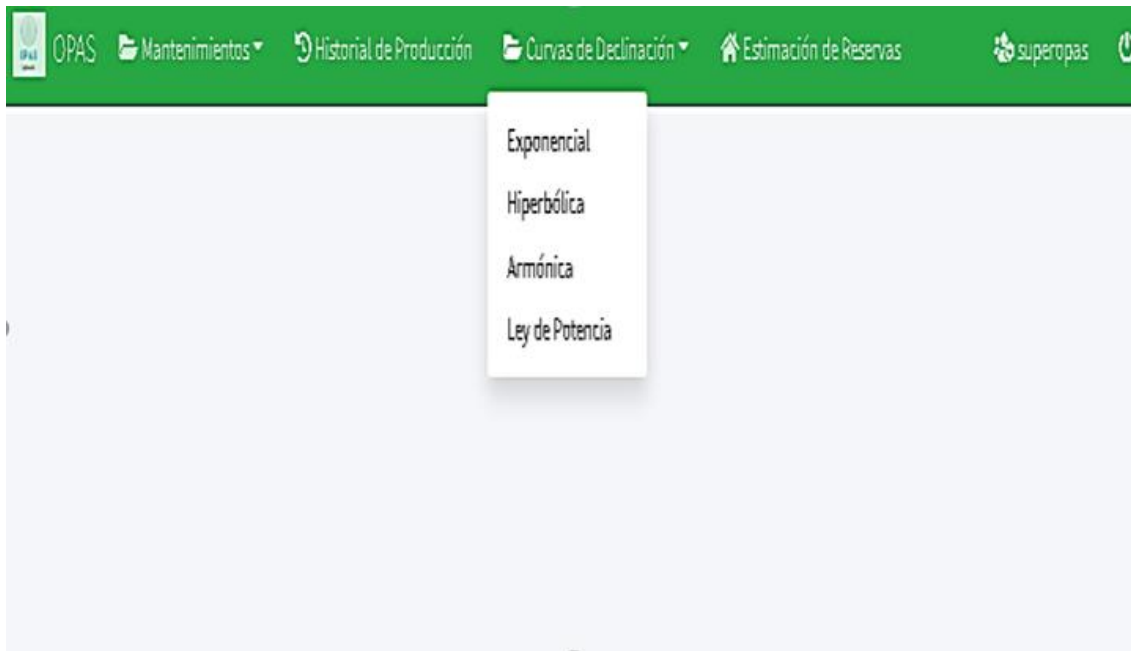
Figura 13. Generación de graficas en el software (OPAS).

The screenshot shows a web browser displaying a login interface for OPAS System. The interface includes the OPAS logo, the text "OPAS System opas", and a login form with the following fields:

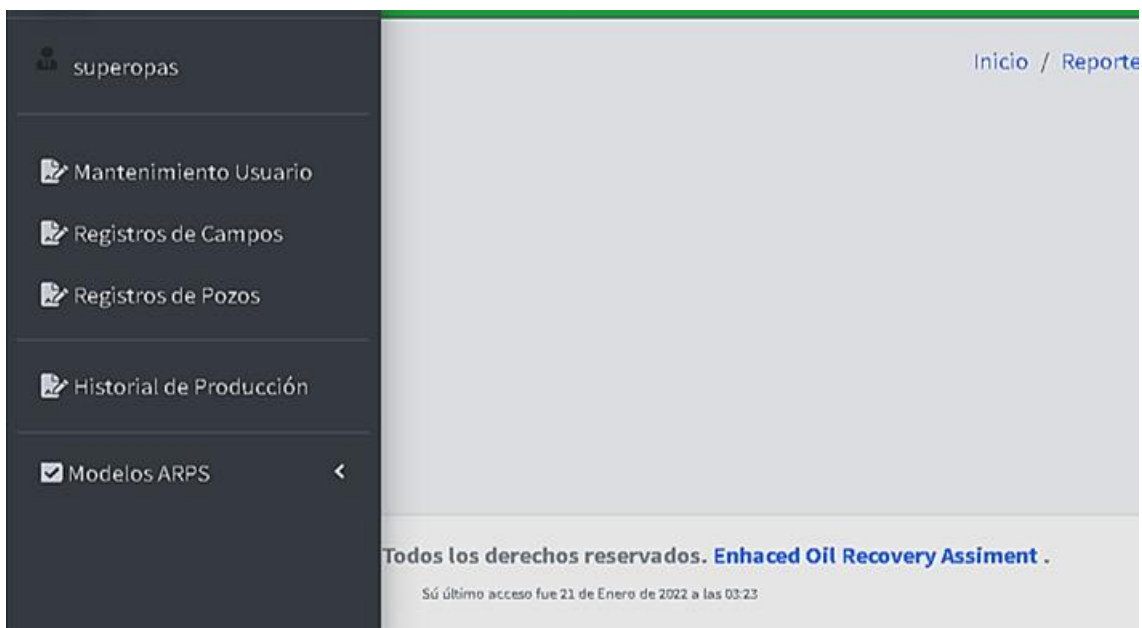
- Input field for "useropas" with a user icon.
- Input field for "password" with a lock icon.
- A green button labeled "Iniciar sesión" with a right-pointing arrow.

The background of the page is green with a white login form area.

Figura 14. Interfaz de ingreso (OPAS).



**Figura 15. Ingreso al sistema (OPAS).**





**Figura 16. Funciones principales de (OPAS).**

El ingreso de datos está determinado por ingreso de operadores, pozos de petróleo y campos petroleros con sus respectivas validaciones (ver figura 17, 18 y 19).

OPAS Mantenimientos Historial de Producción Curvas de Declinación Estimación de Reservas superopas

### Usuarios

Mostrar 10 registros Buscar:

Nro	Nombres	Username	Fecha de registro	Empresa	Imagen	Grupos	Opciones
1		superopas	2022-01-19				 

Mostrando registros del 1 al 1 de un total de 1 registros Anterior 1 Siguiente

+ Nuevo registro Actualizar


**Figura 17. Ventana de registro de operadores (OPAS).**

OPAS Mantenimientos Historial de Producción Curvas de Declinación Estimación de Reservas superopas

### Campos

Listado de Campo

Mostrar 10 registros

Nro	Campo	Total de Pozos	Opciones
1	CAMPO TETETE - TAPI	30	

Anterior 1 Siguiente

+ Nuevo registro Actualizar

**Figura 18. Ventana de registro de campos petroleros (OPAS).**



OPAS | Mantenimientos | Historial de Producción | Curvas de Declinación | Estimación de Reservas | superopas

Pozo

Listado de Pozo

Mostrar 10 registros | Buscar:

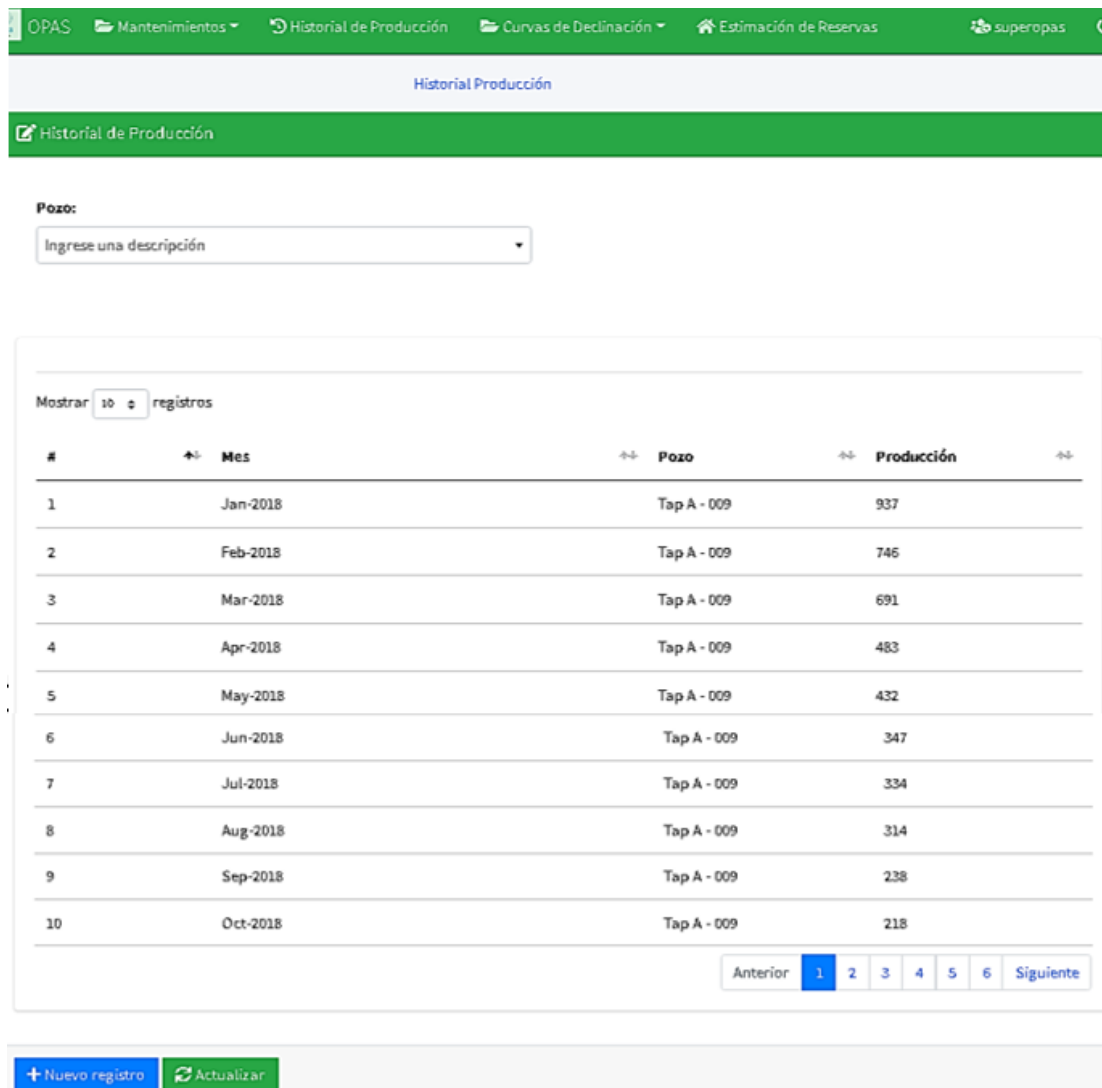
Nro	Campo	Pozo	Limite Económico	Opciones
1	CAMPO TETETE - TAPI	Tap A - 009	10	
2	CAMPO TETETE - TAPI	Tap - 012	10	
3	CAMPO TETETE - TAPI	Tap - 016	10	

Anterior | 1 | Siguiente

+ Nuevo registro | Actualizar

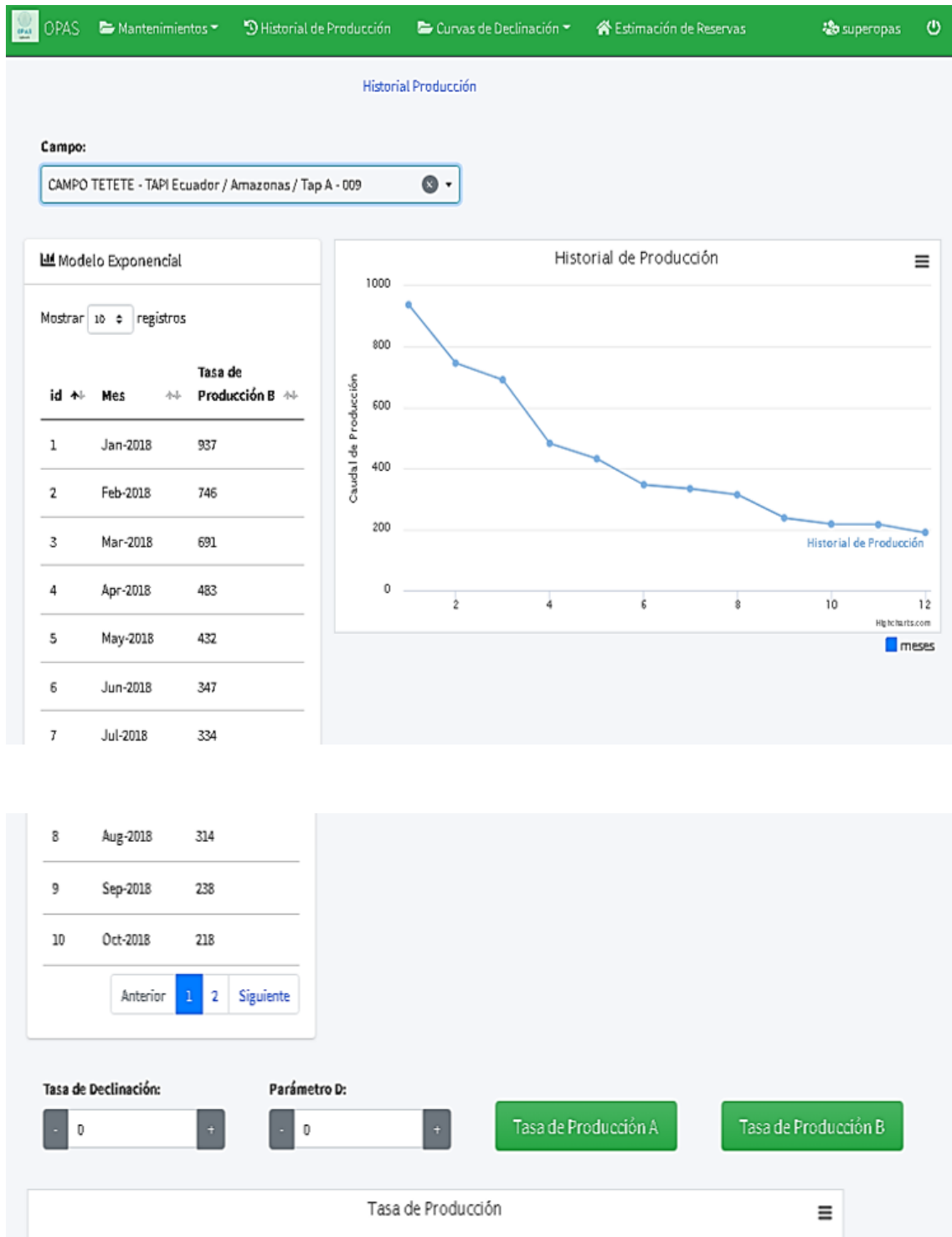
**Figura 19. Ventana de registro de pozos (OPAS).**

El sitio del historial de producción nos permite elegir el campo petrolero con sus respectivos pozos, donde se refleja la información del pozo, tiempo y producción. Esta ventana está validada de tal forma que permite ingresar cualquier información de historial para su respectivo análisis de declinación (ver figura 20).



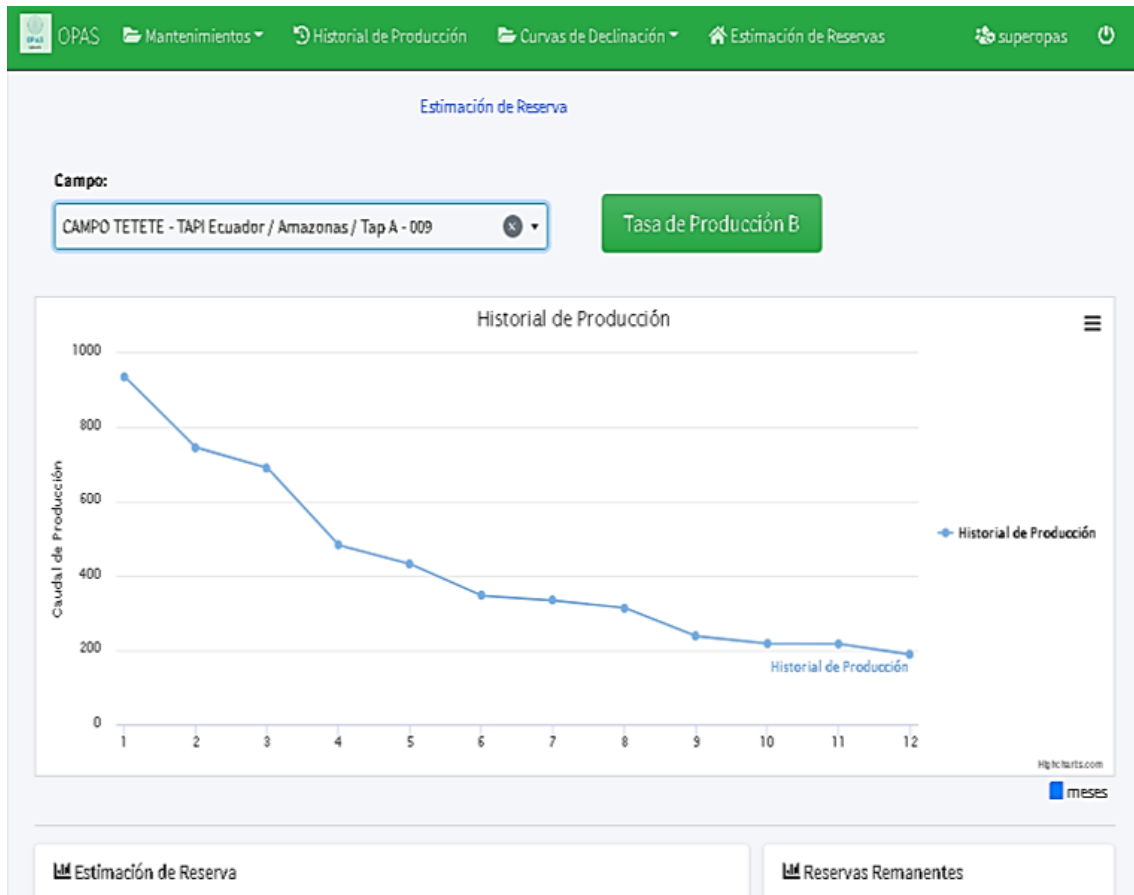
**Figura 20. Ventana de historial de producción (OPAS).**

Las curvas de declinación permiten seleccionar la técnica de declinación tal como método exponencial, hiperbólico y armónico de Arps, seguido del método de ley de potencia, para las respectivas curvas de declinación. Con esta información analítica y gráfica se establece el análisis de declinación de la producción para pozos de campos petroleros (ver figura 21).



**Figura 21. Ventana de métodos de declinación de producción (OPAS).**

La ventana de estimación de reservas, calcula las predicciones de reservas remanentes, muestra un informe detallado, del tiempo, escenario y producción acumulada (ver figura 22).



Mostrar 10 registros

#	Tiempo (Mes)	Escenario (B)	Días de los meses	Producción Acumulada	Regla de SIMPSON
0	Dec-2018	189	31	5859	5859
1	Jan-2019	165.3949	31	5127.24	20508.97
2	Feb-2019	144.7379	28	4052.66	8105.32
3	Mar-2019	126.6608	31	3926.48	15705.94
4	Apr-2019	110.8415	30	3325.24	6650.49
5	May-2019	96.998	31	3006.94	12027.75
6	Jun-2019	84.8834	30	2546.5	5093
7	Jul-2019	74.2819	31	2302.74	9210.96
8	Aug-2019	65.0045	31	2015.14	4030.28
9	Sep-2019	56.8857	30	1706.57	6826.28

Anterior 1 2 3 Siguiente

Mostrar 10 registros

Acumulado: 122847.66 | Factor Unico: 0.33

Anterior 1 Siguiente

Figura 22. Ventana de métodos de declinación de producción (OPAS).



# **CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS**

## **4.1 RESULTADOS DE TASA DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DE POZOS DEL CAMPO TETETE – TAPI. DECLINACIÓN EXPONENCIAL DE ARPS**

\* *Método de declinación exponencial (escenario A).*

Los datos del historial de producción considerados para este análisis en los pozos del campo Tetete-Tapi son los siguientes: pozo TapA-009 tiene registros desde enero de 2018; pozo Tap-012 considera registros desde enero de 2017 y pozo Tap-016 desde enero de 2015 (ver anexo A).

Para la estimación de la tasa de producción, el declive de producción de petróleo y el tiempo de producción hasta llegar al límite económico de extracción, se generó las curvas de declinación de Arps, es por esto que se consideraron los datos de producción de los pozos antes mencionados (ver Anexo A).

La tabla 5 muestra los datos iniciales de producción, producción promedio ( $Q_{prom}$ ) diario de 12 meses de pozos del campo Tetete-Tapi.

**Tabla 5. Historial de producción de pozos del campo Tetete–Tapi, (Petroecuador,2020).**

<b>Tiempo</b> (Meses)	<b>Pozos</b>		
	<b>Tap A - 009</b>	<b>Tap - 012</b>	<b>Tap - 016</b>
	<b>Q<sub>prom.</sub></b> (Bls/d)	<b>Q<sub>prom.</sub></b> (Bls/d)	<b>Q<sub>prom.</sub></b> (Bls/d)
1	937	336	1868
2	746	296	1512
3	691	251	1446
4	483	250	1206
5	423	244	847
6	347	236	723
7	334	191	666
8	314	178	664
9	238	178	623
10	218	177	588
11	217	175	578
12	189	172	562

Se obtuvo la proyección de la producción mediante la gráfica del historial de producción de los pozos y las variables que forman parte de la ecuación de declinación exponencial (ecuación 17). Las figuras 23, 24 y 25 muestran el valor de la de la tasa de declinación (D) y el caudal inicial ( $q_i$ ) de los pozos Tap A–009, Tap–012 y el Tap–016 respectivamente (función exponencial del caudal de producción en relación al tiempo); resultados gráficos generados por el algoritmo OPAS.

### Declinación de producción del pozo TapA-009

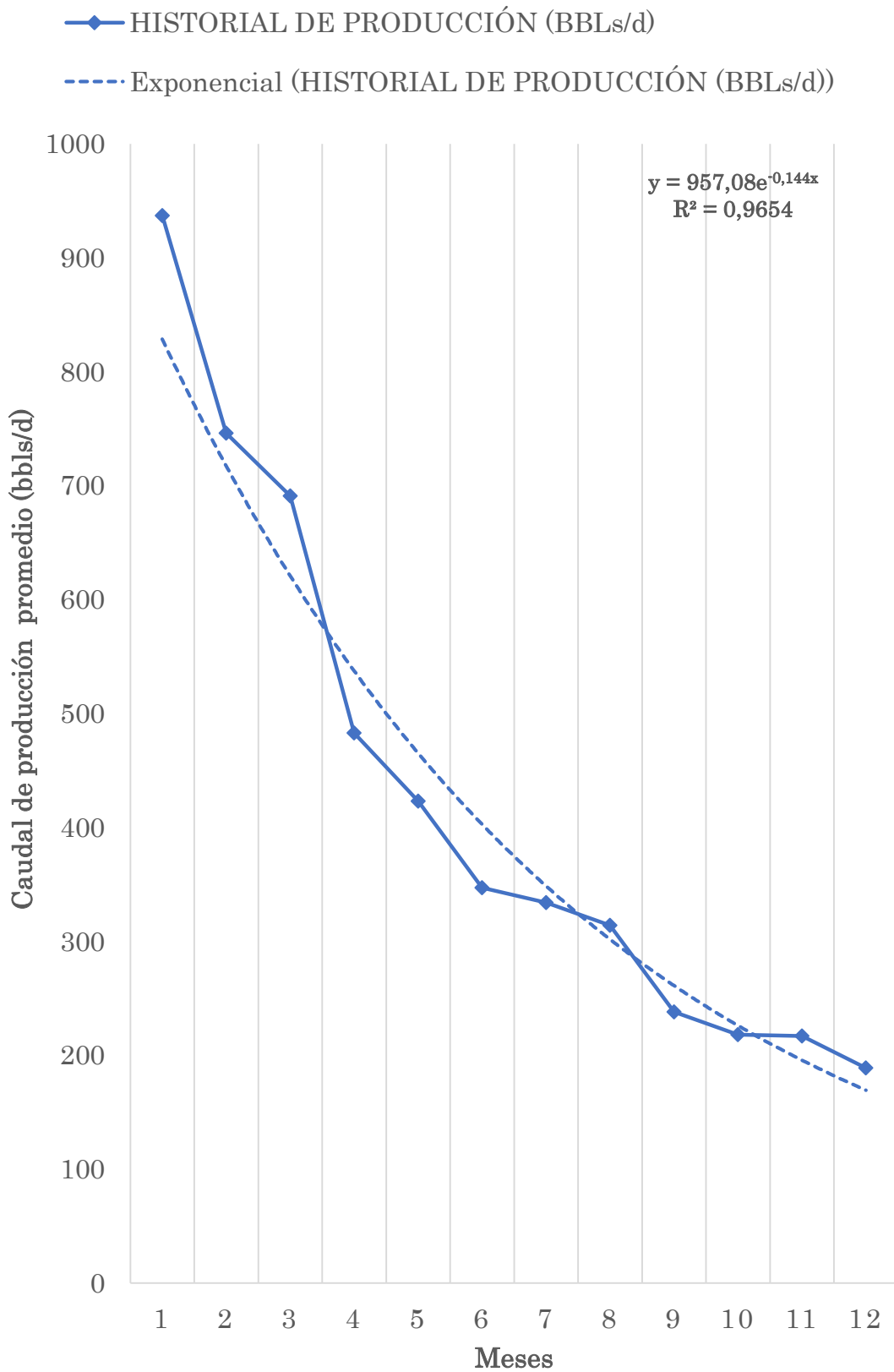


Figura 23. Declinación de producción del pozo TapA-009, OPAS.



## Declinación de producción del pozo Tap-012

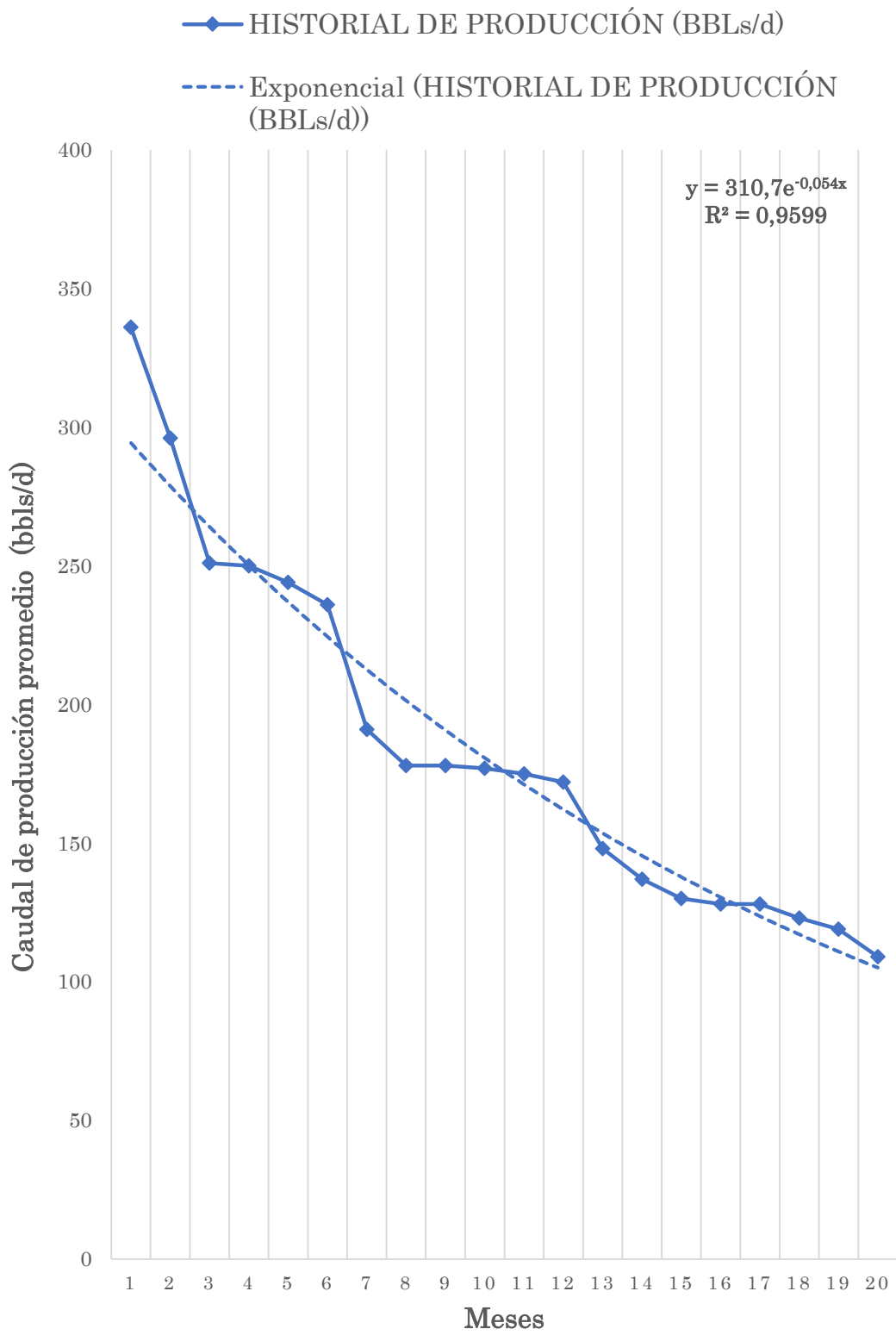
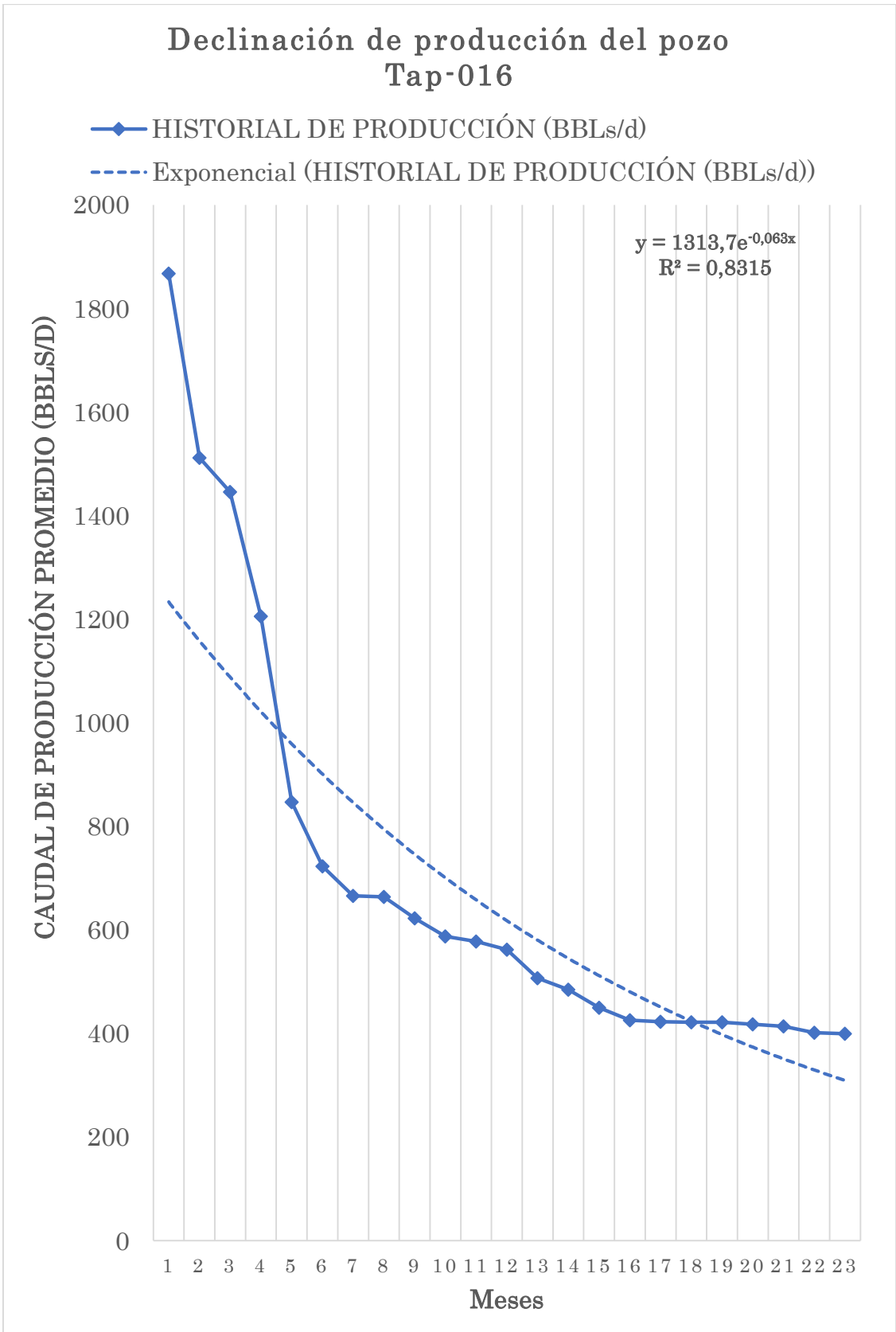


Figura 24. Declinación de producción del pozo Tap-012, OPAS.



**Figura 25. Declinación de producción del pozo Tap-016, OPAS.**

La tabla 6 muestra los valores de la tasa de declinación (D) y el caudal inicial ( $q_i$ ) de los pozos Tap A-009, Tap-012 y el Tap-016, utilizando el método directo de la declinación exponencial del modelo de Arps.

**Tabla 6. Tasa de declinación y caudal inicial de pozos del campo TETETE-TAPI.**

<b>VARIABLES</b>	<b>Pozos</b>		
	<b>Tap A - 009</b>	<b>Tap - 012</b>	<b>Tap - 016</b>
Caudal inicial ( $q_i$ )	957,8	310,7	1313,7
Tasa de declinación (D)	0,144	0,054	0,063

La tabla 7 presenta la tasa de producción encontrada en los primeros 12 meses con un promedio de producción diaria mediante la ecuación exponencial de Arps. Los resultados completos se muestran en el anexo B.

**Tabla 7. Tasa de producción de pozos del campo Tetete-Tapi mediante la ecuación de declinación exponencial (escenario A).**

<b>Tiempo</b> (Meses)	<b>Tap A-009</b>	<b>Tap-012</b>	<b>Tap-016</b>
	$Q_{prom}$ (Bls/d)	$Q_{prom}$ (Bls/d)	$Q_{prom}$ (Bls/d)
1	829	336	1234
2	718	296	1158
3	621	251	1088
4	538	250	1021
5	466	244	959
6	403	236	900
7	349	191	845
8	302	178	794
9	262	178	745
10	227	177	700

11	196	175	657
12	170	172	617

\* *Método de declinación exponencial (escenario B).*

Para este escenario, la tabla 8 muestra los valores de la tasa de declinación inicial ( $D_i$ ) y el caudal inicial ( $q_i$ ), caudal con que inició la actividad de producción de los tres pozos antes mencionados

**Tabla 8. Tasa de declinación ( $D_i$ ) y caudal inicial ( $q_i$ ) de pozos del campo Tetete–Tapi para el escenario B.**

Variables	Pozos		
	Tap A-009	Tap-012	Tap-016
	Escenario B		
Caudal inicial ( $q_i$ )	937	336	1868
Tasa de declinación ( $D_i$ )	0,133	0,059	0,0616

La tabla 9 presenta la tasa de producción encontrado en los primeros 12 meses, con un promedio de producción diaria, utilizando la ecuación exponencial de Arps. Los resultados completos se muestran en el anexo B.

**Tabla 9. Tasa de producción de pozos del campo Tetete–Tapi mediante la ecuación de declinación exponencial (escenario B).**

Tiempo (Meses)	Tap A-009	Tap-012	Tap-016
	Escenario B		
	$Q_{prom}$ (Bl/d)	$Q_{prom}$ (Bl/d)	$Q_{prom}$ (Bl/d)
1	820	294	1756
2	718	278	1651

3	628	264	1553
4	550	250	1460
5	481	237	1373
6	421	224	1290
7	368	212	1213
8	322	201	1141
9	282	191	1073
10	247	181	1008
11	216	171	948
12	189	162	891

---

Con los resultados presentados anteriormente se procede a graficar la curva de declinación exponencial del modelo de Arps, bajo los dos escenarios, encontrando de esta manera la tasa de producción de petróleo y el tiempo en que se podrá extraer la mayor cantidad de petróleo de las reservas estimadas hasta alcanzar el límite económico de extracción, mediante el uso del historial de producción. En el escenario A, se reporta el límite económico de extracción a una tasa de producción de petróleo de 10 barriles de petróleo por día en el mes de agosto del año 2020. A su vez, para el escenario B se alcanzó el límite económico en el mes de octubre del año 2020 para el pozo Tap A-009. Mientras que, para el pozo Tap-012 se alcanzó el mismo valor del límite económico de 10 barriles de petróleo por día en el mes de marzo del 2022 y por ende también se alcanzó el límite económico bajo el escenario B en el mes de diciembre del 2021 para el pozo. Finalmente, para el pozo Tap-016 bajo el escenario A se alcanzó el límite económico en el mes de junio del 2020 y para el escenario B el límite económico se alcanzó en los meses de enero del 2021, tal como lo muestran las figuras 26 ,27 y 28.

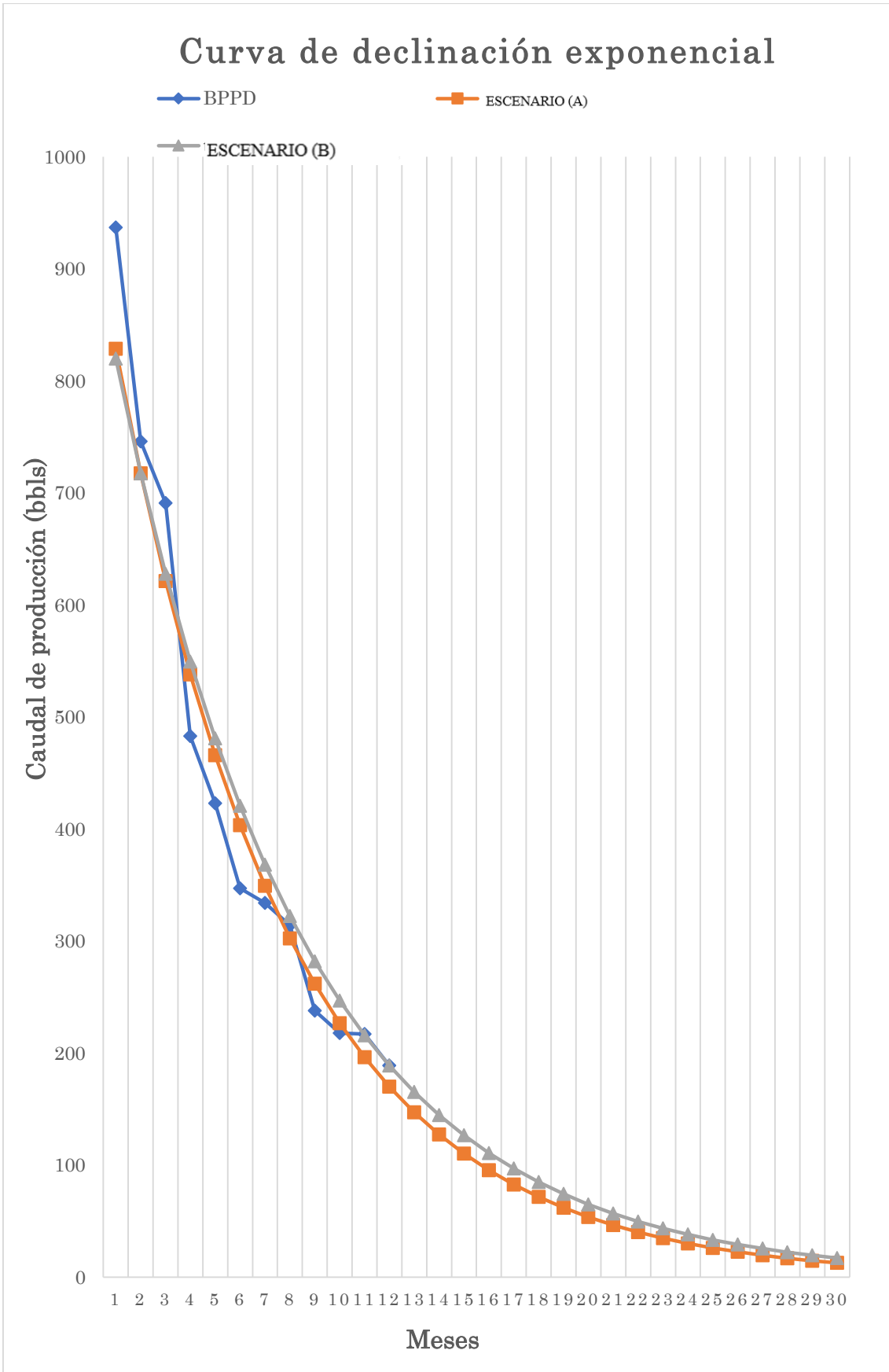


Figura 26. Curva de declinación exponencial del pozo TapA-009, OPAS.

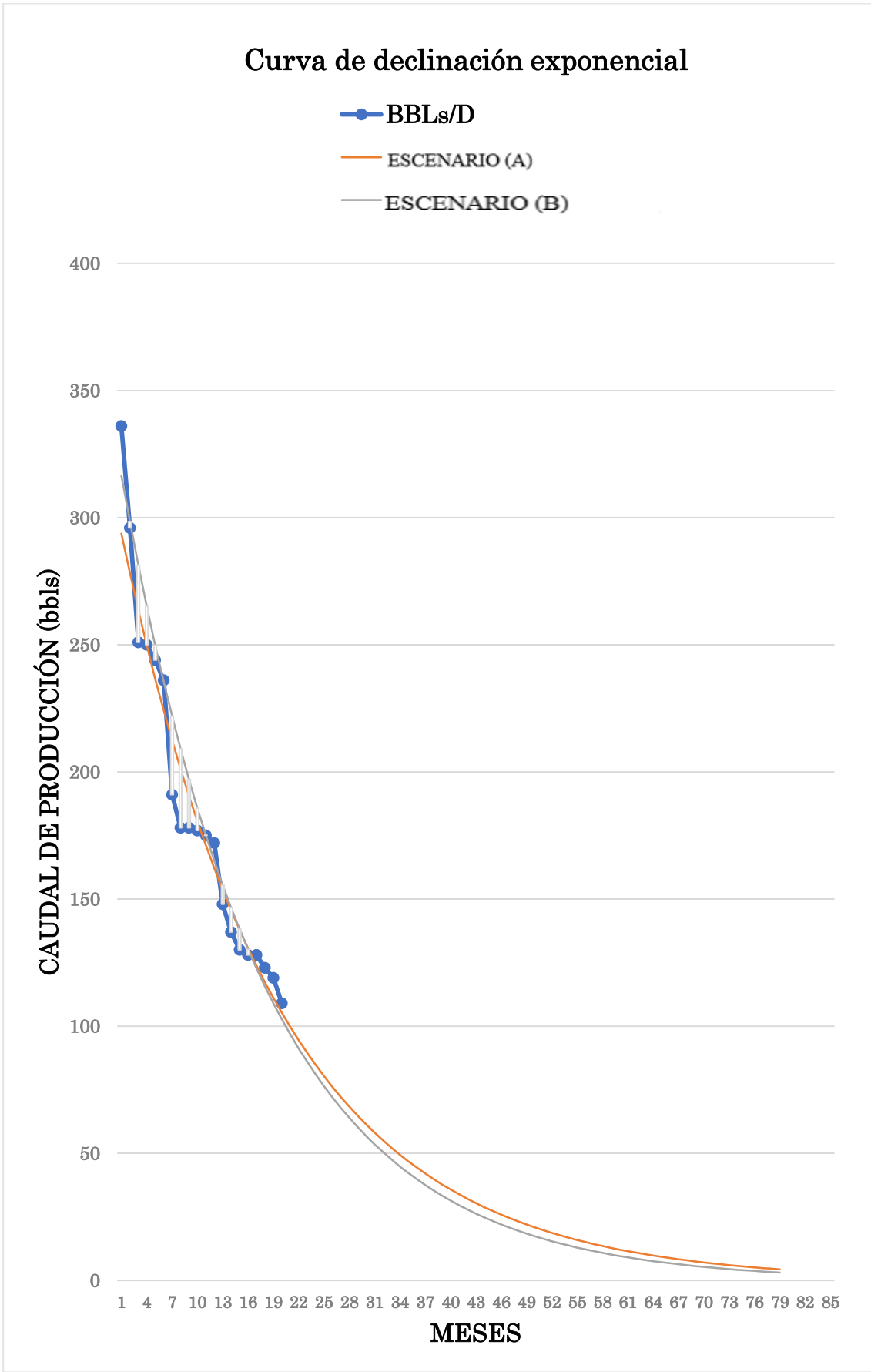
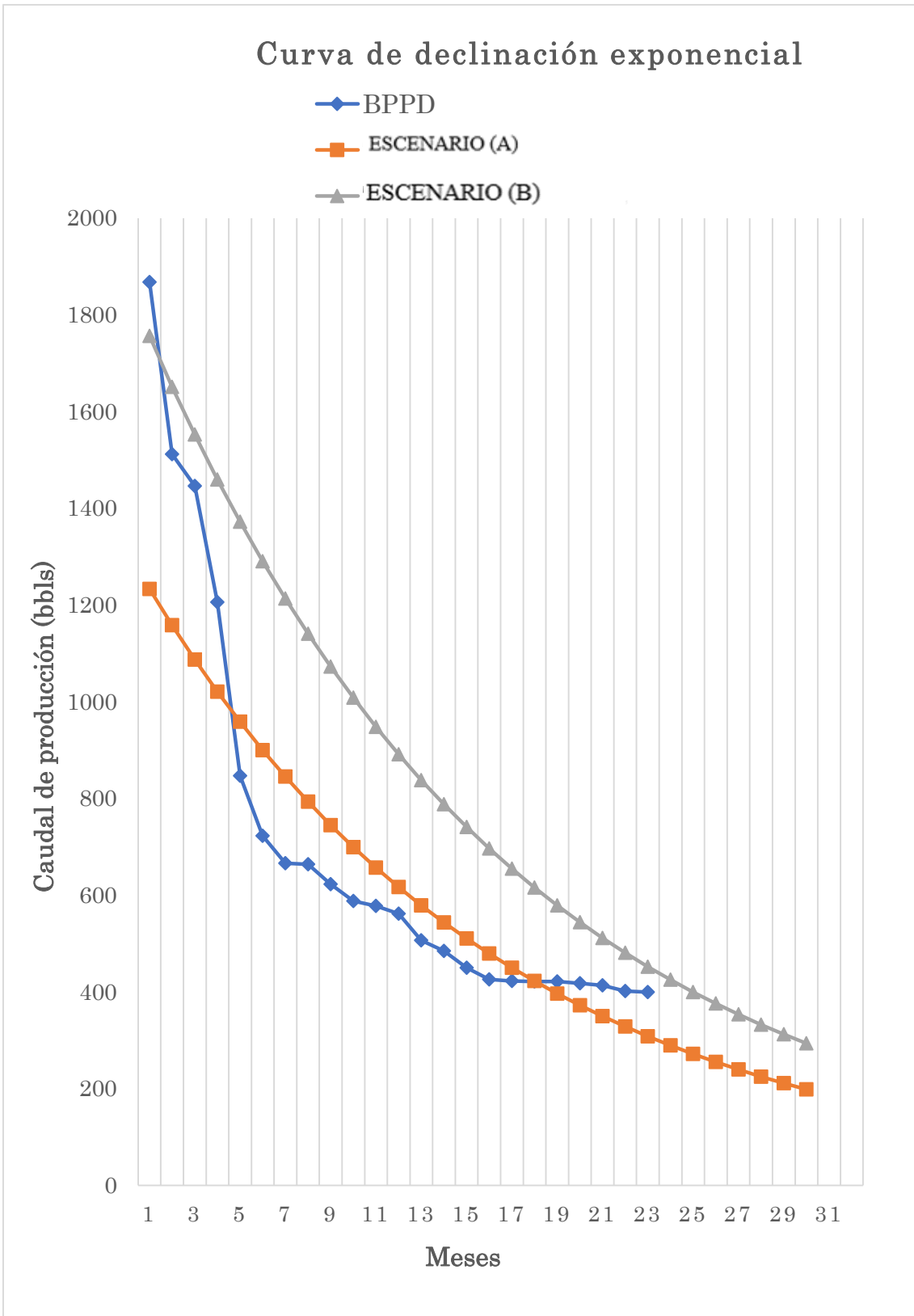


Figura 27. Curva de declinación exponencial del pozo Tap-012, OPAS.



**Figura 28. Curva de declinación exponencial del pozo Tap-016, OPAS.**



## 4.2 RESULTADOS DE TASA DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DE POZOS DEL CAMPO TETETE – TAPI. DECLINACIÓN HIPERBÓLICA DE ARPS

\* *Método de declinación Hiperbólica.*

Se reportan resultados de la tasa de producción, el declive de la producción de petróleo y el tiempo en que se podrá producir petróleo hasta llegar al límite económico de extracción, utilizando el método de declinación hiperbólica de Arps. Se encontraron los valores de tasa de declinación inicial ( $D_i$ ) y exponente de declinación ( $n$ ), considerando el caudal inicial ( $q_i$ ) como la tasa de producción inicial. Las tablas 10, 11 y 12 muestran los valores de las variables  $D_i$ ,  $n$  y  $q_i$  de los pozos Tap A-009, Tap-012 y Tap-016 respectivamente.

**Tabla 10. Tasa de declinación, exponente de declinación y caudal inicial del pozo Tap A-009.**

<b>Tap A-009</b>			
Variables	Escenario A	Escenario B	Escenario C
Caudal inicial ( $q_i$ )		937	
Tasa de declinación ( $D_i$ )	0,2	0,12	0,25
Exponente de declinación ( $n$ )	0,3	0,15	0,5

**Tabla 11. Tasa de declinación, exponente de declinación y caudal inicial del pozo Tap - 012.**

---

**Tap-012**

---

Variables	Escenario A	Escenario B	Escenario C
Caudal inicial ( $q_i$ )		336	
Tasa de declinación ( $D_i$ )	0,1	0,1	0,25
Exponente de declinación ( $n$ )	0,5	0,45	0,78

---

**Tabla 12. Tasa de declinación, exponente de declinación y caudal inicial del pozo Tap-016.**

---

**Tap-016**

---

Variables	Escenario A	Escenario B	Escenario C
Caudal inicial ( $q_i$ )		1868	
Tasa de declinación ( $d_i$ )	0.2	0,23	0,19
Exponente de declinación ( $n$ )	0,4	0,45	0,35

---

Posteriormente, se obtuvieron los valores de la tasa de producción. Las tablas 13, 14 y 15 presentan la tasa de producción encontrada en los primeros 12 meses, con un promedio de producción diaria de los 3 pozos respectivamente, mediante la ecuación hiperbólica de Arps. Los resultados completos se muestran en el anexo B.

**Tabla 13. Tasa de producción del pozo TapA-009, mediante ecuación de declinación hiperbólica de Arps.**

---

**TapA-009**

<b>Tiempo</b> (Meses)	Escenario A		Escenario B		Escenario C	
	$Q_{prom}$ (Bls/d)	$Q/q_i$	$Q_{prom}$ (Bls/d)	$Q/q_i$	$Q_{prom}$ (Bls/d)	$Q/q_i$
1	772	0,8234687	832	0,887867475	740	0,790123457
2	642	0,6853934	740	0,789953687	600	0,64
3	540	0,5759613	660	0,7042539	496	0,52892562
4	457	0,4881962	589	0,629073558	416	0,444444444
5	391	0,4170507	528	0,562976172	355	0,378698225
6	336	0,3588148	473	0,504740628	306	0,326530612
7	291	0,3107221	425	0,453326106	267	0,284444444
8	254	0,2706830	382	0,407843148	234	0,25
9	222	0,2370997	344	0,367529733	208	0,221453287
10	196	0,2087373	311	0,331731428	185	0,197530864
11	173	0,1846317	281	0,299884864	166	0,177285319
12	154	0,1640232	254	0,271503959	150	0,16

---

**Tabla 14. Tasa de producción del pozo Tap-012 mediante la ecuación de declinación hiperbólica de Arps.**

**Tabla 15. Tasa de producción del pozo Tap-12 mediante ecuación de declinación hiperbólica de Arps.**

<b>Tap-016</b>							
Tiempo (Meses)	Escenario A		Escenario B		Escenario C		
	Q <sub>prom</sub> (Bls/d)	Q/q <sub>i</sub>	Q <sub>prom</sub> (Bls/d)	Q/q <sub>i</sub>	Q <sub>prom</sub> (Bls/d)	Q/q <sub>i</sub>	
1	1444	0,7728	1512	0,8097	1591	0,8516	
2	1171	0,6271	1269	0,6759	1377	0,7371	
3	983	0,5259	1078	0,5773	1208	0,6465	
4	844	0,4519	937	0,5018	1071	0,5734	
5	305	0,9070	305	0,9091	267	0,7958	
6	739	0,3954	827	0,4425	959	0,5133	
7	278	0,8261	289	0,8333	220	0,6556	
8	589	0,7561	654	0,7692	786	0,6341	
9	534	0,2857	603	0,3226	718	0,3846	
10	233	0,6944	240	0,7143	160	0,4775	
11	488	0,2611	551	0,2949	660	0,3534	
12	219	0,6400	224	0,6667	140	0,4179	
13	145	0,3223	168	0,2598	524	0,3026	
14	386	0,2067	435	0,2329	526	0,2816	
15	184	0,5487	198	0,5882	111	0,3317	
Con	8	171	0,5102	187	0,5556	101	0,2997
	9	160	0,4756	177	0,5263	92	0,2727
	10	149	0,4444	168	0,5000	84	0,2498
	11	140	0,4162	160	0,4762	77	0,2302
	12	131	0,3906	153	0,4545	72	0,2131

estos resultados se procede a graficar la curva de declinación hiperbólica del modelo de Arps, proyectando de esta manera la tasa de producción de petróleo y el tiempo en que se podrá extraer la mayor cantidad de petróleo de las reservas estimadas hasta alcanzar el límite económico de extracción.

Se alcanzó el límite económico de extracción a una tasa de producción de petróleo de 10 barriles de petróleo por día para los diferentes escenarios propuestos en los meses de

diciembre del año 2021 bajo el escenario A, en el mes de junio del 2022 para el escenario B y para el escenario C se alcanzará el límite económico en el mes de agosto del 2023; para el pozo Tap A-009. Mientras que, para el pozo Tap-012 el límite económico es de 10 barriles de petróleo por día, para los tres escenarios propuestos. Para el pozo Tap-012, en el escenario A se alcanzará el límite económico en el mes de noviembre del 2024, para el escenario B en el mes de diciembre del 2023 y para el escenario C en el mes de diciembre del 2022. Por consiguiente, para el Tap-016 en el escenario A se alcanzará el límite económico en el mes de marzo del 2022, para el escenario B en el mes de junio del 2022, y para el escenario C se alcanzó el límite económico en el mes de junio del 2021, tal como lo presentan las figuras 29, 30 y 31.

### Curva de declinación hiperbólica

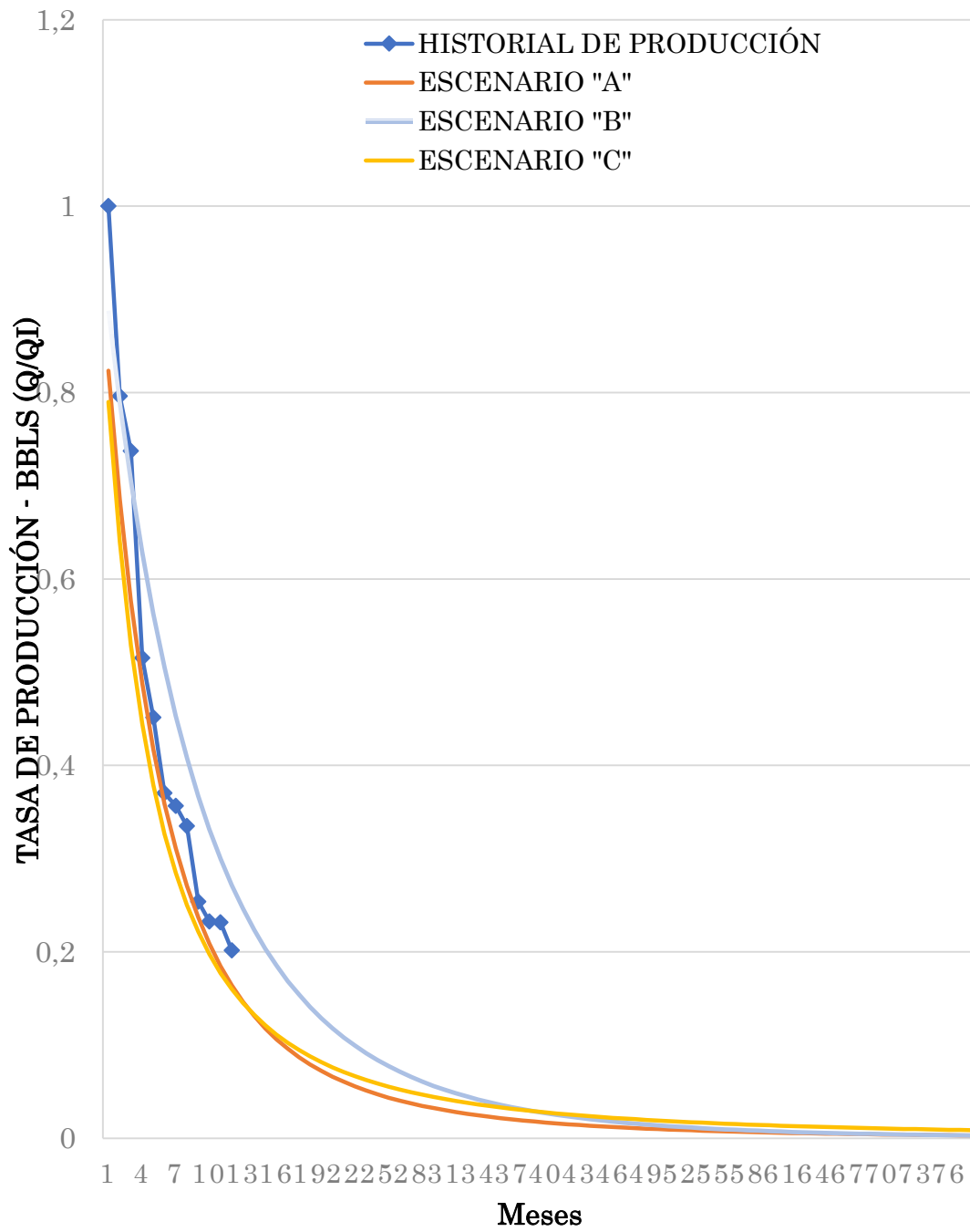


Figura 29. Curva de declinación hiperbólica del pozo TapA-009.

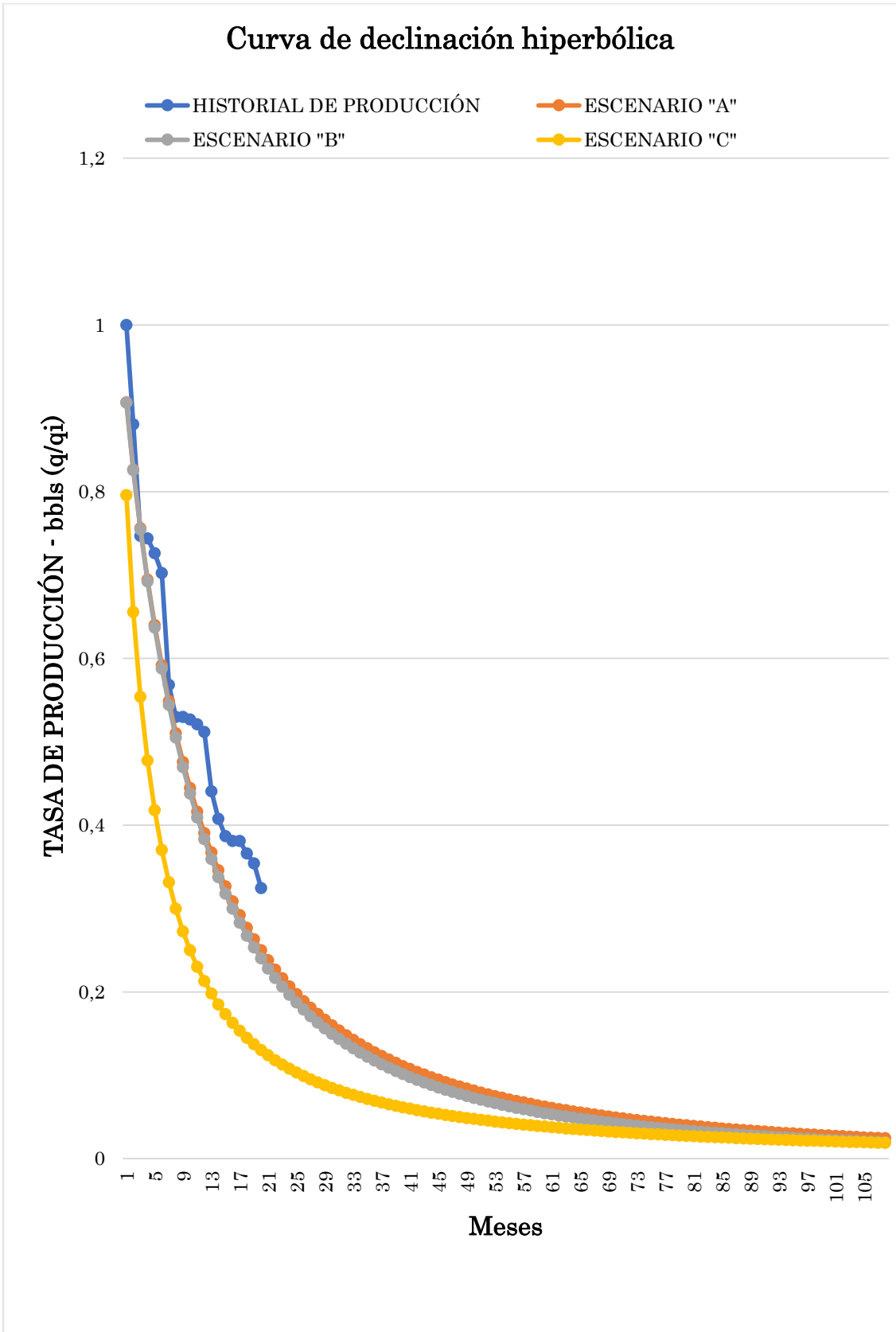


Figura 30. Curva de declinación hiperbólica del pozo Tap-012.

### Curva de declinación hiperbólica

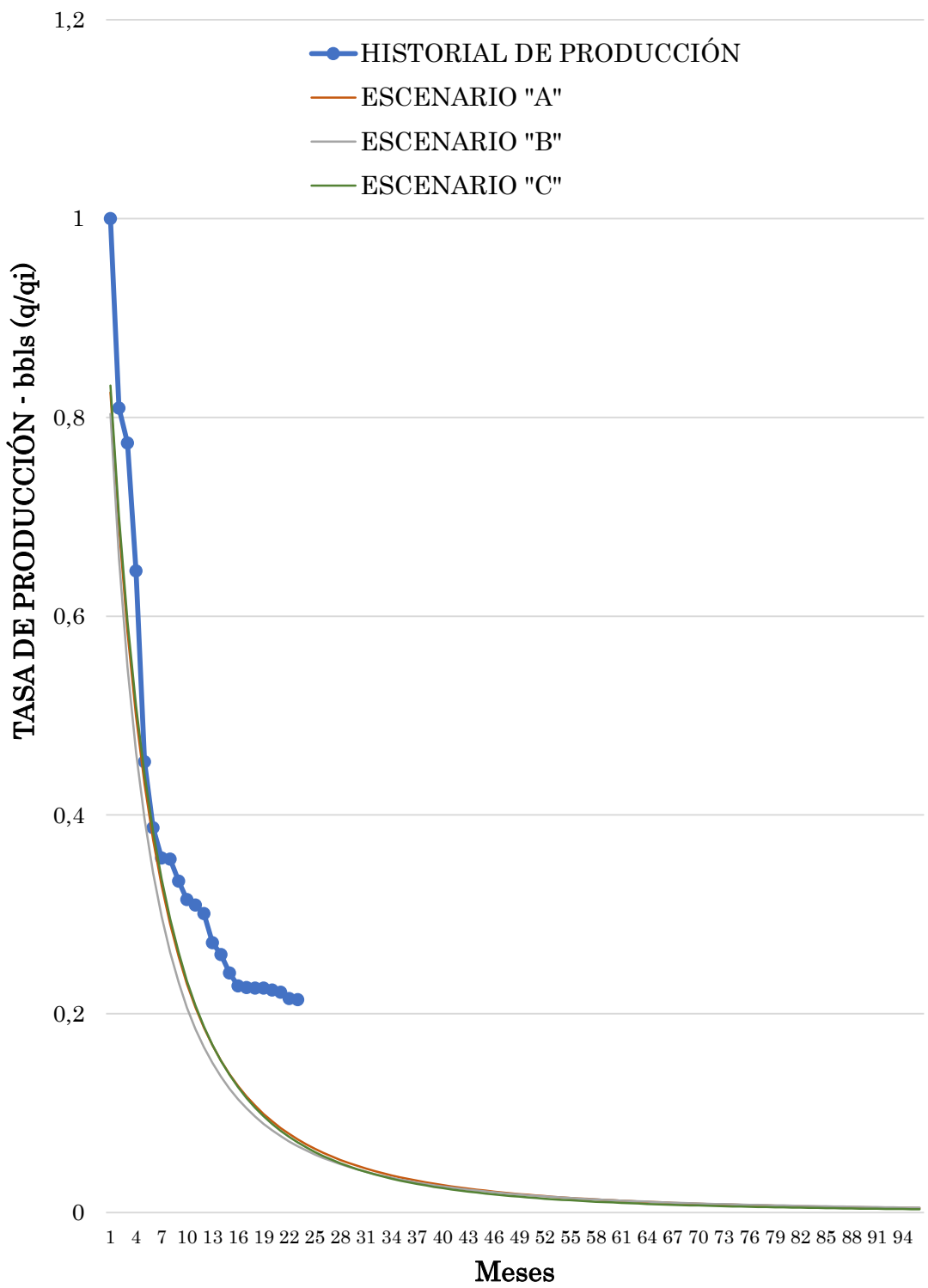


Figura 31. Curva de declinación hiperbólica del pozo Tap-016.



### 4.3 RESULTADOS DE TASA DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DE POZOS DEL CAMPO TETETE – TAPI. DECLINACIÓN ARMONICA DE ARPS

\* *Método de declinación armónica.*

Se reportan resultados bajo dos escenarios diferentes, el primero encuentra el caudal inicial ( $q_i$ ), mientras que el segundo escenario se considera la producción inicial de los tres pozos. En las tablas 16, 17 y 18 se muestran los escenarios que se han desarrollado para cada pozo con los valores de tasa de declinación inicial y caudal inicial de cada pozo respectivamente.

**Tabla 16. Tasa de declinación y caudal inicial del pozo TapA-009.**

Variables	TAP A - 009	
	Escenario A	Escenario B
Tasa de declinación ( $D_i$ )	0,256	
Caudal inicial ( $q_i$ )	1128	937

**Tabla 17. Tasa de declinación y caudal inicial del pozo Tap-012.**

Variables	Tap-012	
	Escenario A	Escenario B
Tasa de declinación ( $D_i$ )	0,1351	
Caudal inicial ( $q_i$ )	376	336

**Tabla 18 . Tasa de declinación y caudal inicial del pozo Tap-016.**

Variables	Tap - 016	
	Escenario A	Escenario B
Tasa de declinación ( $D_i$ )	0,2354	
Caudal inicial ( $q_i$ )	2308	1868

Las tablas 19, 20 y 21 presentan la tasa de producción en los primeros 12 meses con un promedio de producción diaria de los tres pozos respectivamente. Los resultados completos se muestran en el anexo B.

**Tabla 19. Tasa de producción del pozo Tap A-009, mediante la ecuación de declinación armónica.**

Tap A - 009		
Tiempo (meses)	Escenario A	Escenario B
	$Q_{prom}$ (Bl/d)	$Q_{prom}$ (Bl/d)
1	1128	937
2	746	620
3	638	530
4	557	463
5	495	411
6	445	369
7	404	336
8	370	307
9	341	284
10	317	263
11	296	246
12	277	230

**Tabla 20. Tasa de producción del pozo Tap-012, mediante la ecuación de declinación armónica.**

<b>Tap-012</b>		
Tiempo (meses)	Escenario A	Escenario B
	$Q_{prom}$ (Bls/d)	$Q_{prom}$ (Bls/d)
1	376	336
2	296	265
3	268	239
4	244	218
5	224	201
6	208	186
7	193	173
8	181	161
9	170	152
10	160	143
11	151	135
12	143	128

**Tabla 21. Tasa de producción del pozo Tap-016, mediante la ecuación de declinación armónica.**

Tiempo (meses)	Escenario A	Escenario B
	$Q_{prom}$ (Bls/d)	$Q_{prom}$ (Bls/d)
1	2308	1868
2	1569	1270
3	1352	1095
4	1188	962
5	1060	858
6	957	774
7	871	705
8	800	648
9	740	599
10	688	557

11	643	520
12	603	488

Para el pozo TapA-009, hasta el mes de diciembre del año 2024 que se realizó el análisis de la curva de declinación no se alcanzó el límite económico, para el escenario A se encontró una tasa de 84 barriles de petróleo, y para el escenario B en el mismo periodo se encontró la tasa de producción de 60 barriles de petróleo. En el pozo Tap-012, al igual que en el caso del pozo anterior, no se encontró el límite económico, para el escenario A hasta el mes de diciembre del 2024 se encontró una tasa de producción de 27 barriles de petróleo y para el escenario B en el mismo periodo de tiempo que se realizó el análisis se encontró una tasa de producción de 24 barriles de petróleo. En cuanto, al pozo Tap-016, bajo el escenario A no se alcanzó el límite económico hasta el mes de diciembre del 2022, tiempo que se realizó el análisis de declinación de producción, cuya tasa de producción reportó 98 barriles de petróleo y en el escenario B en el mismo periodo de tiempo que se realizó el análisis se encontró una tasa de producción de 79 barriles de petróleo, tal como lo presentan las figuras 32, 33 y 34.

### Curva de declinación armónica

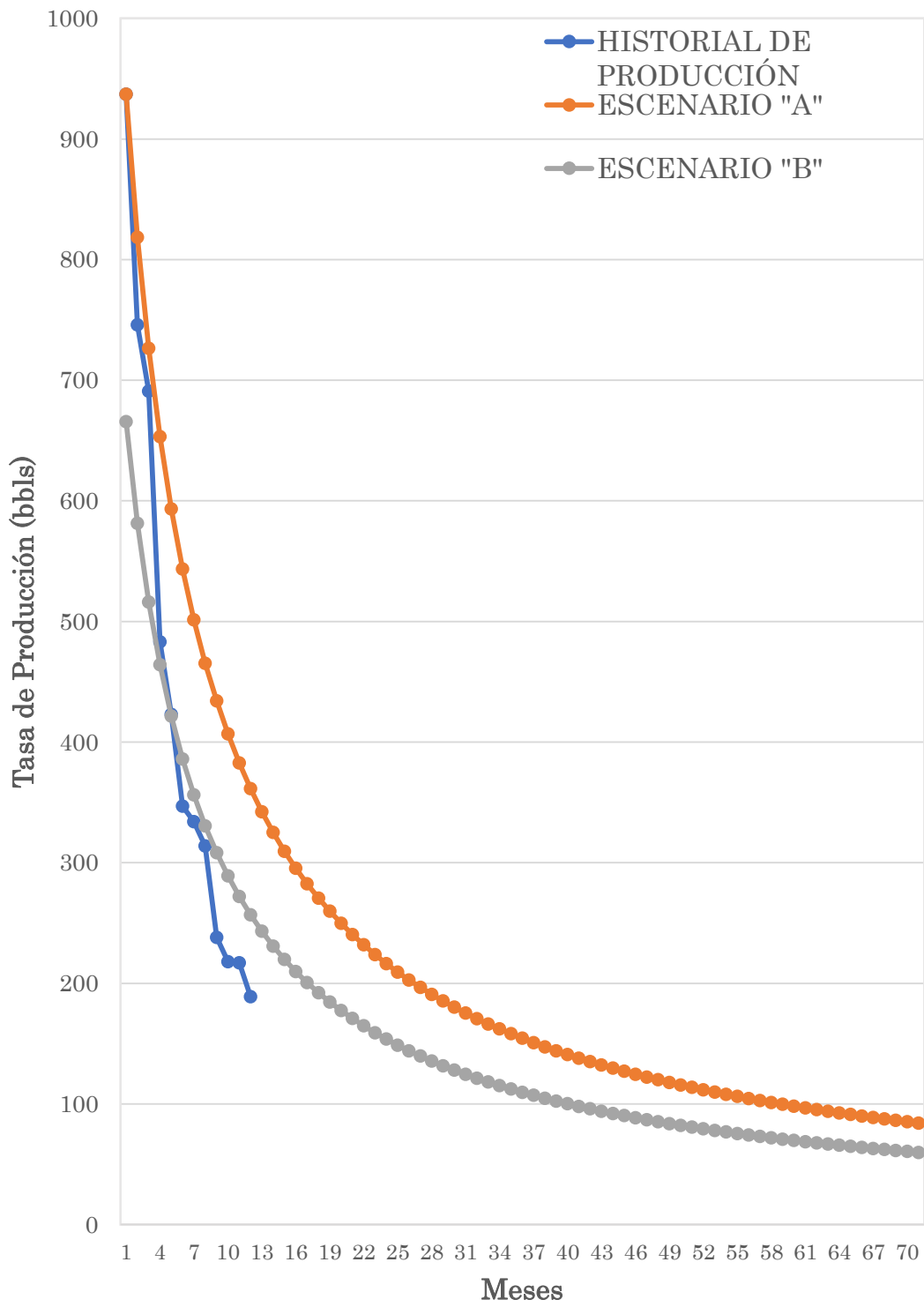


Figura 32. Curva de declinación armónica del pozo TapA-009.

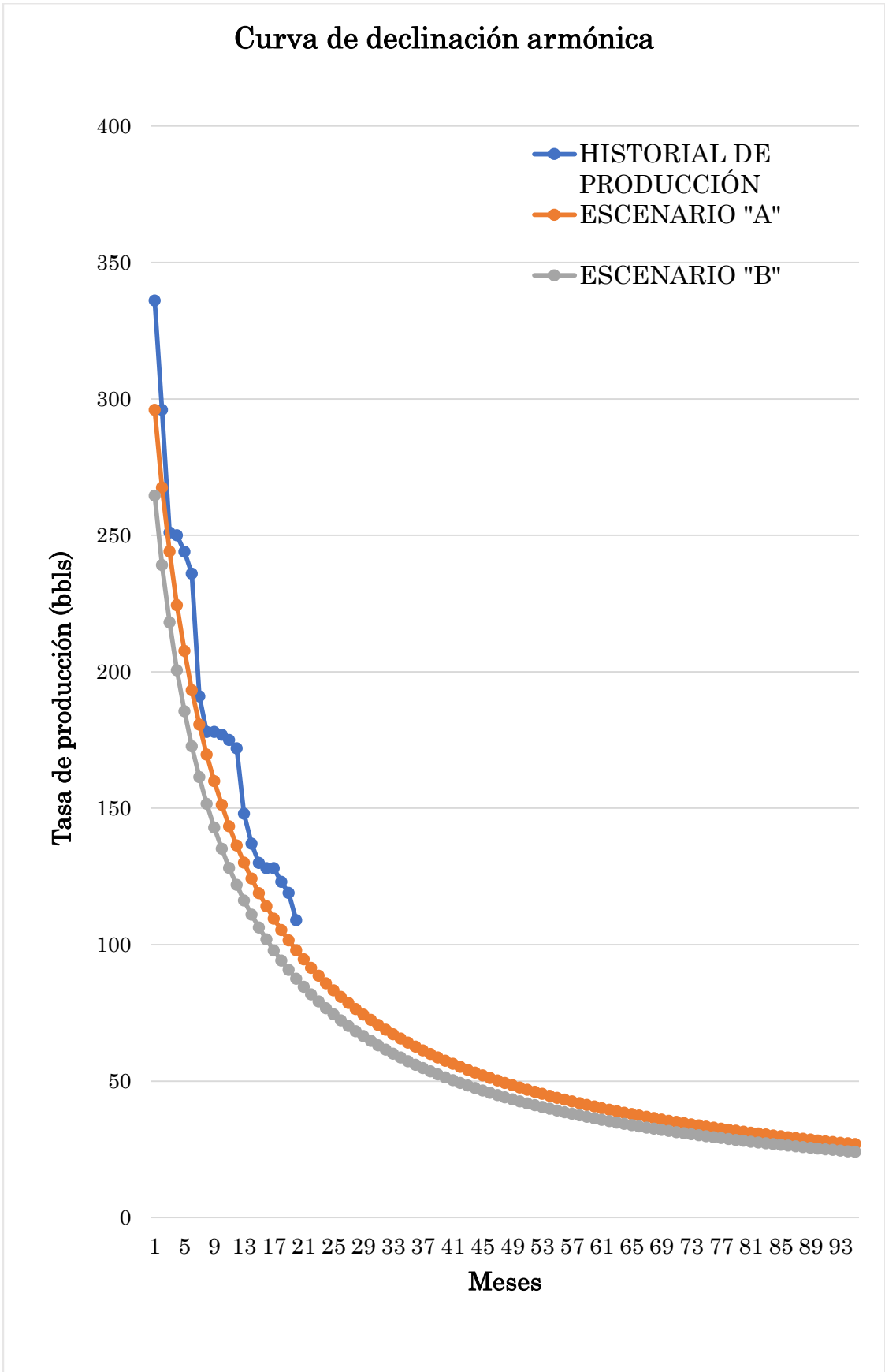


Figura 33. Curva de declinación armónica de Arps del pozo Tap-012.

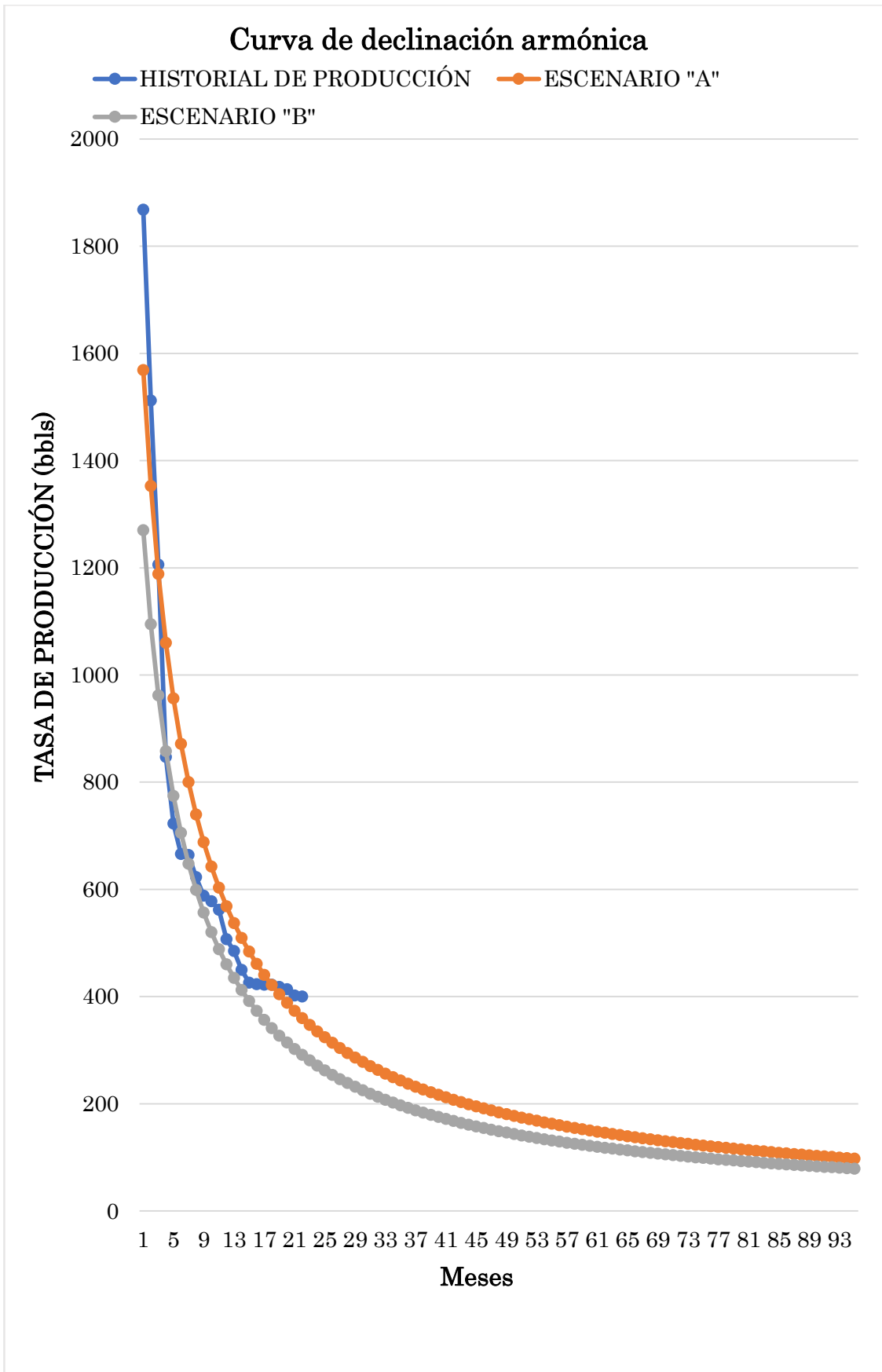


Figura 34. Curva de declinación armónica de Arps del pozo Tap-016.

#### 4.4 RESULTADOS DE TASA DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DE POZOS DEL CAMPO TETETE – TAPI. LEY DE POTENCIA

La tabla 22 reporta los resultados de los valores de la declinación inicial ( $D_1$ ) y el caudal inicial mediante el uso del método de ley de potencia.

**Tabla 22. Tasa de declinación y caudal inicial de los pozos del campo Tetete–Tapi.**

Variable	Pozos		
	Tap A - 009	Tap - 012	Tap - 016
Caudal inicial ( $q_i$ )	937	336	1868
Tasa de declinación ( $D_1$ )	0,1139	0,0633	0,1057

La tabla 23 presentan la tasa de producción encontrada en los primeros 12 meses con un promedio de producción diaria de los pozos respectivamente. Los resultados completos se muestran en el anexo B.

**Tabla 23. Tasa de producción de los pozos del campo Tetete–Tapi, mediante la ecuación de relación de pérdida de ley de potencia.**

Tiempo (meses)	TapA-009 (Bls/d)	Tap-012 (Bls/d)	Tap-016 (Bls/d)
1	836	317	1512
2	746	298	1224
3	666	281	991
4	594	265	802
5	530	250	649
6	473	235	525
7	422	222	425
8	376	209	344
9	336	197	279



10	300	186	225
11	267	175	183
12	239	165	148

Los resultados muestran que para el pozo TapA-009, se alcanzó el límite económico en el mes de abril del 2021; para el pozo Tap-012, se calculó la tasa de producción de petróleo hasta alcanzar el límite económico de 10 barriles de petróleo por día, encontrando el límite económico en el mes de agosto del 2021; para el Tap-016 se alcanzó el límite económico en el mes de febrero del 2019, tal como lo presentan las figuras 35, 36 y 37.

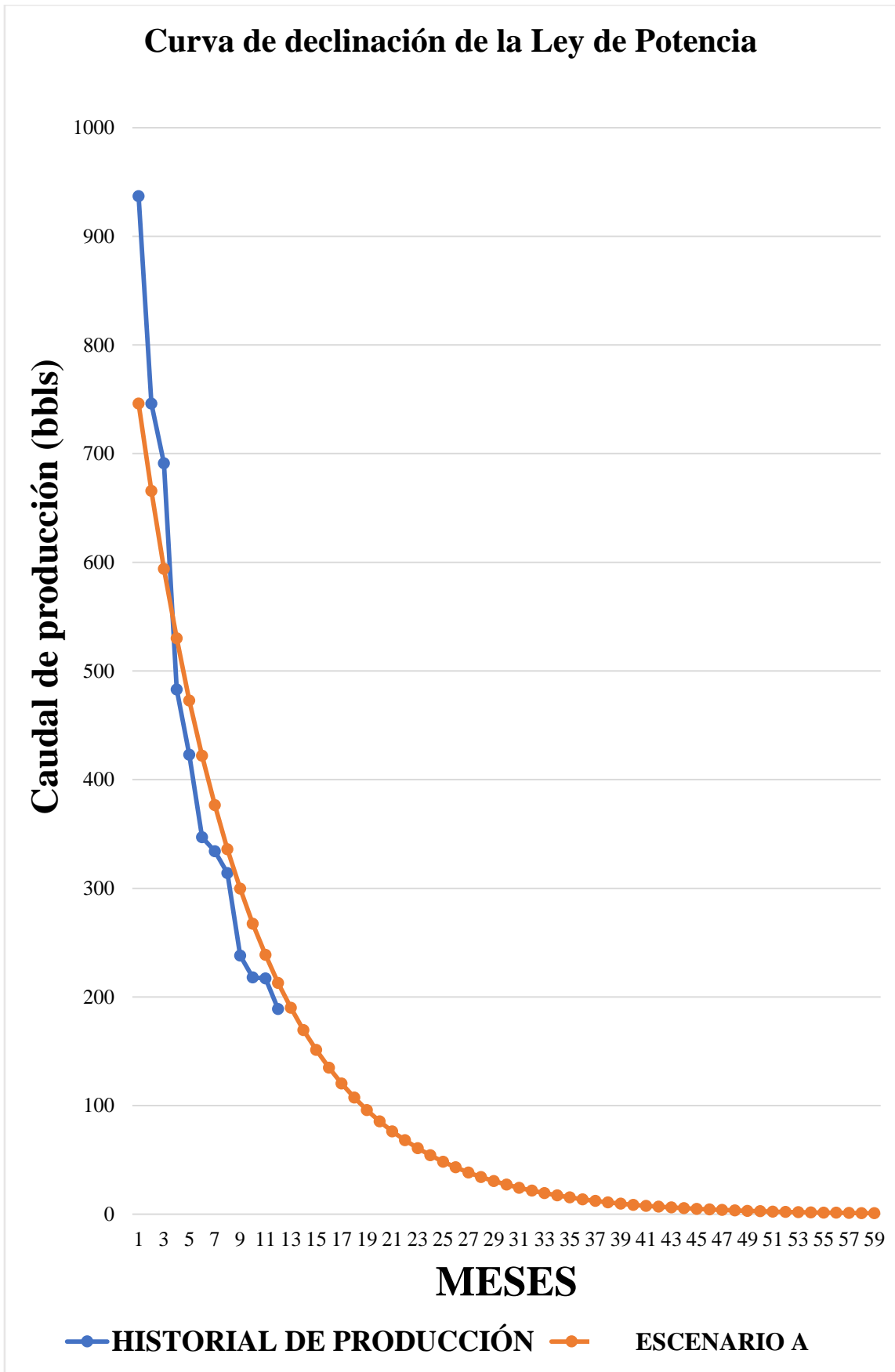


Figura 35. Curva de declinación armónica de Arps del pozo TapA-009.

## Curva de declinación de la Ley de Potencia

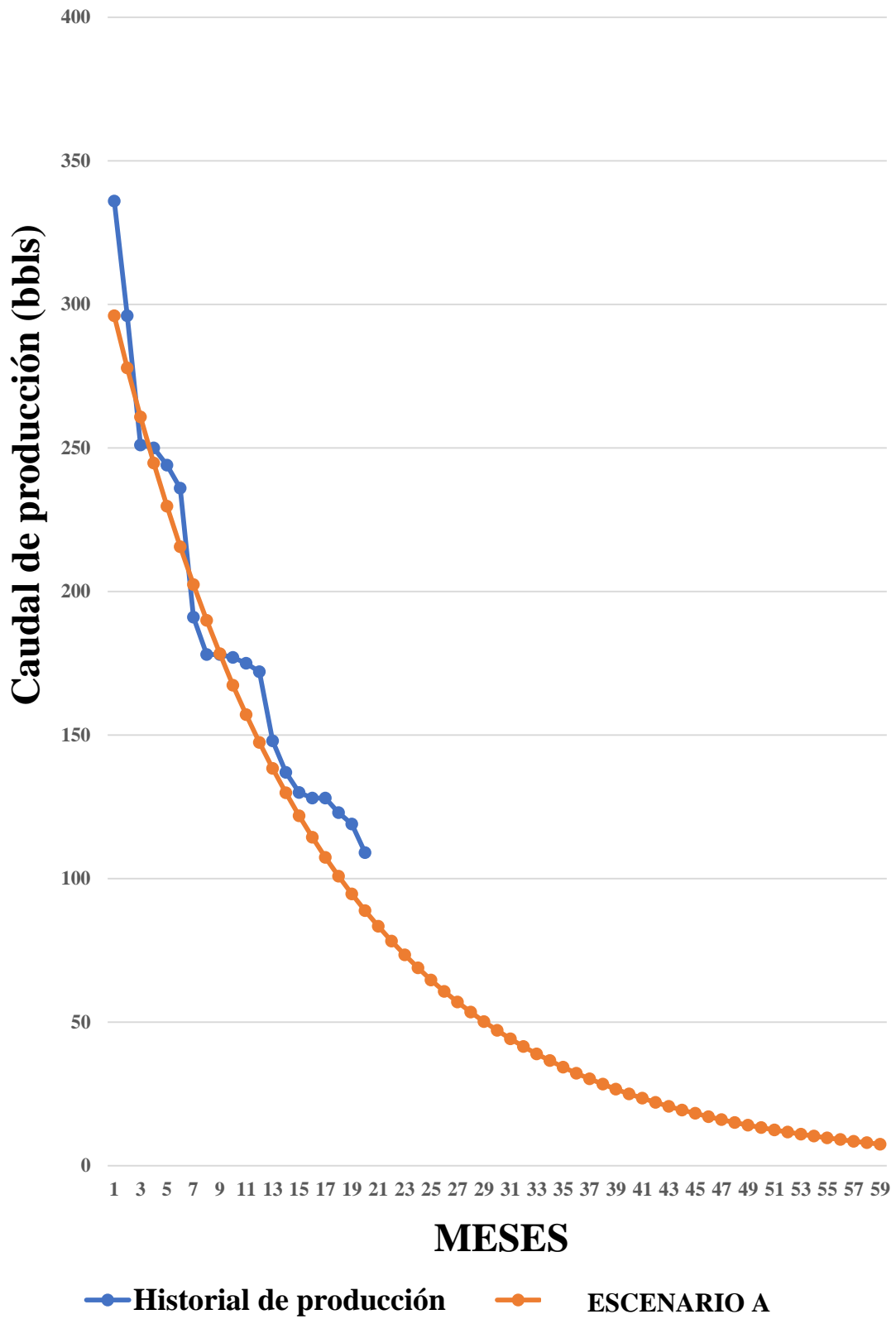


Figura 36. Curva de declinación armónica de Arps del pozo Tap-012.

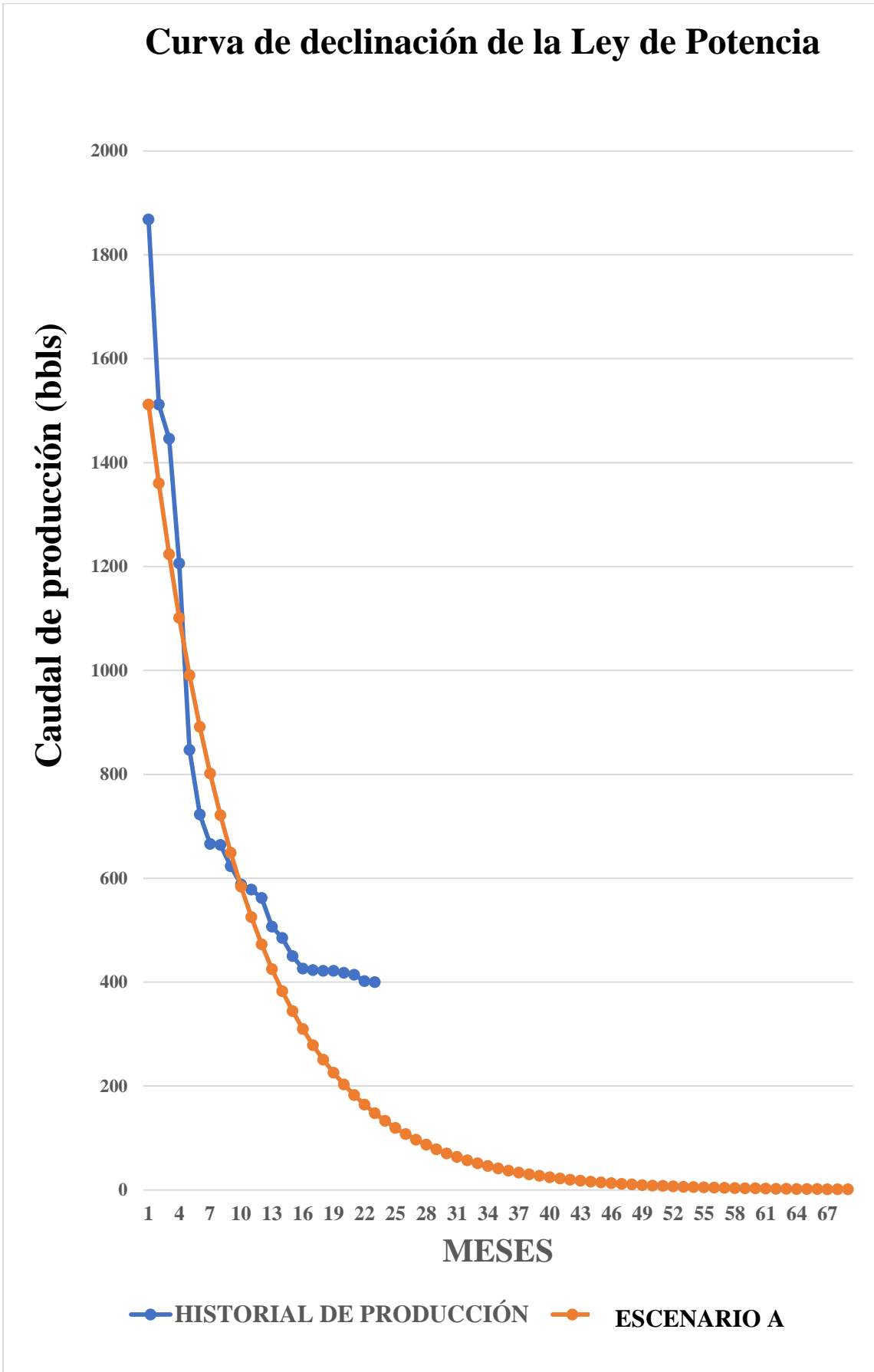


Figura 37. Curva de declinación armónica de Arps del pozo Tap-016.

## 4.5 RESERVAS REMANENTES DE LOS POZOS DEL CAMPO TETETE-TAPI

Para estimar las reservas remanentes de petróleo que se podrá producir hasta llegar al límite económico de extracción, se procede a seleccionar el escenario B del modelo exponencial de los pozos del campo Tetete Tapi. Las tablas 24, 25 y 26 muestran los datos de la tasa de producción (producción promedia diaria calculada de los 12 meses a partir del último registro del historial de producción del escenario B del modelo exponencial) de los pozos del campo Tetete Tapi.

**Tabla 24. Tasa de producción de petróleo del escenario B, método exponencial del pozo TapA-009**

<b>Número de meses</b>	<b>Mes (días)</b>	<b>Tasa de producción (Bls/d)</b>
12	Diciembre (31)	189
13	Enero (31)	165
14	Febrero (28)	145
15	Marzo (31)	127
16	Abril (30)	111
17	Mayo (31)	97
18	Junio (30)	85
19	Julio (31)	74
20	Agosto (31)	65
21	Septiembre (30)	57
22	Octubre (31)	50
23	Noviembre (30)	44

**Tabla 25. Tasa de producción de petróleo del escenario B, método exponencial del pozo. Tap-012.**

<b>Numero de meses</b>	<b>Mes (días)</b>	<b>Tasa de producción (Bls/d)</b>
20	Agosto (31)	109
21	Septiembre (30)	103
22	Octubre (31)	97
23	Noviembre (30)	92
24	Diciembre (31)	87
25	Enero (31)	82
26	Febrero (28)	78
27	Marzo (31)	74
28	Abril (30)	69
29	Mayo (31)	66
30	Junio (30)	62
31	Julio (31)	59

**Tabla 26. Tasa de producción de petróleo del escenario B, método exponencial del pozo. Tap-016.**

<b>Numero de meses</b>	<b>Mes (días)</b>	<b>Tasa de producción (Bls/d)</b>
23	Noviembre (30)	400
24	Diciembre (31)	374
25	Enero (31)	350
26	Febrero (28)	327
27	Marzo (31)	306
28	Abril (30)	286
29	Mayo (31)	268
30	Junio (30)	250
31	Julio (31)	234
32	Agosto (31)	219
33	Septiembre (30)	205
34	Octubre (31)	191

Se consideran los datos de la tasa de producción promedia diaria de los pozos antes mencionados de las tablas 38, 39 y 40 (ver Anexo B) que multiplicada por el número de

días de cada mes según corresponda nos dará como resultado la producción acumulada mensual de los 3 pozos del campo Tetete Tapi. Las tablas 27, 28 y 29 muestran el cálculo de los primeros 12 meses de producción acumulada mensual de cada pozo, partiendo del último registro del historial de producción con respecto a los valores encontrados de la tasa de producción por el método de declinación exponencial.

**Tabla 27. Cálculo de producción acumulada mensual del pozo TapA-009.**

<b>Tasa de producción(Bbl/d)</b>	<b>Mes (días)</b>	<b>Producción acumulada mensual (Bbls)</b>
189	Diciembre (31)	5859
165	Enero (31)	5127
145	Febrero (28)	4053
127	Marzo (31)	3926
111	Abril (30)	3325
97	Mayo (31)	3007
85	Junio (30)	2547
74	Julio (31)	2303
65	Agosto (31)	2015
57	Septiembre (30)	1707
50	Octubre (31)	1543
44	Noviembre (30)	1307

**Tabla 28. Cálculo de producción acumulada mensual del pozo Tap-012.**

<b>Tasa de producción(Bbl/d)</b>	<b>Mes (días)</b>	<b>Producción acumulada mensual (Bbls)</b>
109	Agosto (31)	3379
103	Septiembre (30)	3091
97	Octubre (31)	3019
92	Noviembre (30)	2762
87	Diciembre (31)	2698
82	Enero (31)	2550
78	Febrero (28)	2177
74	Marzo (31)	2279
69	Abril (30)	2084
66	Mayo (31)	2036
62	Junio (30)	1862
59	Julio (31)	1819

**Tabla 29. Cálculo de producción acumulada mensual del pozo Tap-016.**

<b>Tasa de producción(Bbl/d)</b>	<b>Mes (días)</b>	<b>Producción acumulada mensual (Bbls)</b>
400	Noviembre (30)	12000
374	Diciembre (31)	11596
350	Enero (31)	10845
327	Febrero (28)	9160
306	Marzo (31)	9485
286	Abril (30)	8584
268	Mayo (31)	8295
250	Junio (30)	7507
234	Julio (31)	7255
219	Agosto (31)	6784
205	Septiembre (30)	6140
191	Octubre (31)	5934



Posterior se procede a calcular las reservas remanentes de los 3 pozos del campo Tetete Tapi, mediante la implementación de la integración numérica con el método de Simpson. La tabla 30, muestra los valores de las reservas remanentes de los pozos TapA-009, Tap-012 y Tap-016 hasta el límite económico de extracción.

**Tabla 30. Cálculo de las reservas remanentes de los pozos del campo Tetete – Tapi.**

<b>Reservas remanentes</b>		
Pozo TapA-009	Pozo Tap-012	Pozo Tap-016
40930 (Mbbbl)	53451 (Mbbbl)	175930 (Mbbbl)

#### **4.6 COMPARACIÓN DE OPAS Y OTRAS APLICACIONES**

OPAS es un software que permite el análisis de curvas de declinación mediante diferentes métodos de declinación, su aplicabilidad establece una estimación de reservas de distintos campos petrolíferos. La tabla 24 presenta las principales comparaciones del software OPAS frente a aplicaciones comerciales.

**Tabla 31. Comparativa de funciones del software OPAS con ciertas aplicaciones comerciales.**

Funciones \ Aplicaciones	OPAS	OFM (Oil Field Manager)	Decline R	Unitest RDA
Ingreso de datos	✓	✓	✓	✓
Procesamiento de información	✓	✓	✓	✓
Distintos métodos de declinación	✓	✓	✓	✓
Generación de reportes	✓	✓	✓	✓
Interfaz gráfica de usuario	✓	✓	✓	✓

Reportes bidimensionales de curvas de declinación	✓	✓	✓	✓
Almacenamiento de historial de producción	✓	✓	✓	x
Niveles de seguridad	✓	✓	✓	✓
Código abierto	✓	x	x	x

OFM

OPAS

**Reservas Mbbl**

Reservas Mbbl

39872

40930

*Tabla 32: Resultados de OPAS vs Aplicaciones comerciales TapA.009*

OFM

OPAS

**Reservas Mbbl**

Reservas Mbbl

48658

53451

*Tabla 33: Resultados de OPAS vs Aplicaciones comerciales TapA.012*

OFM

OPAS

**Reservas Mbbl**

Reservas Mbbl

172484

175930

*Tabla 34: Resultados de OPAS vs Aplicaciones comerciales TapA.016*

# **CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

## **5.1 CONCLUSIONES**

El software desarrollado para este estudio estima la producción en diferentes pozos o campos petroleros, originando un almacenamiento de información de historial de producción con su respectivo análisis de declinación para estudios posteriores.

Comparado con otras aplicaciones comerciales, *OPAS* presenta bondades aceptables en procesos de análisis de declinación de producción de petróleo. Se observa que aplicando el software *OPAS* las reservas remantes calculadas son similares con respecto al software comercial, con una mínima variación del 2%.

Se puede seguir respaldando la base de datos de *OPAS* con historial de producción de diferentes pozos petroleros, ya que la información proporcionada al software queda almacenada con el fin de ayudar a otros investigadores.

De la misma manera, el software *OPAS* permite elegir la mejor curva de declinación que se ajuste a los datos del historial de producción de petróleo tomando en cuenta la ley de potencia en caso de encontrarse dentro del flujo transitorio.

## 5.2 RECOMENDACIONES

Estimar las tasas de producción con diferentes valores de límite económico de producción, considerando diferentes escenarios con respecto al precio del petróleo.

El modelo de ley de potencias se recomienda usar para ejes de estudios específicamente en campos productores de gas.

Se consideró el límite económico de 10 bbls/d para los pozos del campo Tetete–Tapi, cabe determinar que el valor del límite económico puede variar dependiendo del precio del petróleo y de las reservas recuperables de cada campo

Se recomienda seguir abasteciendo a *OPAS* con nuevas informaciones de campos petroleros así su almacenamiento sería útil para futuros proyectos

.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Ahmed, T. (2019). Modern Decline Curve Analysis. In *Reservoir Engineering Handbook* (pp. 1389–1461). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-813649-2.00018-9>
- Alarcón, D., Villafuerte, C., Sabrera, V., & Huerta, A. (2020). Probabilistic study of advanced methods in decline curve analysis (DCA) used for the estimation of oil reserves during the transient flow regime. *Fuentes El Reventon Energetico*, 18(1), 61–74. <https://doi.org/10.18273/revfue.v18n1-2020007>
- Belyadi, H., Fathi, E., & Belyadi, F. (2019). Decline curve analysis. In *Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs* (pp. 311–340). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-817665-8.00017-5>
- carpenter2020 (1)*. (n.d.).
- explotacion\_de\_campos\_maduros\_empleando\_sap-with-cover-page-v2*. (n.d.).
- Gorditsa, M., Bryan, E., Moridis, G. J., & Blasingame, T. A. (2020). *SPE-201658-MS Mechanistic Model Validation of Decline Curve Analysis for Unconventional Reservoirs Introduction-Time-Rate (Decline) Analysis of Production Performance*.
- Guo, B., Liu, X., & Tan, X. (2017). Production Decline Analysis. In *Petroleum Production Engineering* (pp. 197–216). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-809374-0.00008-8>
- Hakim Elahi, S. (n.d.). *A Novel Workflow for Oil Production Forecasting using Ensemble-Based Decline Curve Analysis*.
- Harrison, J. (n.d.). *Libro simulación-rev*.
- Humberto, F., & Macualo, E. (n.d.). *FUNDAMENTOS DE INGENIERIA DE YACIMIENTOS*.

- Lee, W. (2010). *SPE 130102 Gas Reserves Estimation in Resource Plays*.
- Li, B., Billiter, T., & Tokar, T. (2020, August 20). *Significant Error Reduction in Machine-Learning Decline Curve Analysis for Unconventional Reservoirs*. <https://doi.org/10.15530/urtec-2020-2106>
- Mayo, P. C., Carlos, ;, de La, D., Aubert, T., Pastrana, ; Edwin Jonathan, Herrera, C., & Aguilar Chávez, A. (n.d.). *Artículo: COMEII-17031 III CONGRESO NACIONAL DE RIEGO Y DRENAJE COMEII 2017 MODELACIÓN DE FLUJO TRANSITORIO UTILIZANDO UN MODELO UNIDIMENSIONAL LINEAL Y NO LINEAL*.
- Mead, H. N., & Aime, M. (n.d.). *MODIFICATIONS to DECLINE CURVE ANALYSIS*.
- Montes Páez, E. G., Calvete González, F. E., & Mantilla Duarte, C. A. (2016). *APLICACIÓN DE SERIES DE TIEMPO EN LA REALIZACIÓN DE PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN*. *Revista Fuentes El Reventón Energético*, 14(1), 79–88. <https://doi.org/10.18273/revfue.v14n1-2016007>
- Nicolás, P., Schmidt, G., Alonso, J., & Giusiano, A. (n.d.). *Evaluación del “Shale Oil” de la Formación Vaca Muerta*.
- Oberbroeckling, L. A. (2021). Numerical Integration. In *Programming Mathematics Using MATLAB®* (pp. 183–191). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-817799-0.00017-x>
- Rodas Guerrero, J., Vega, J., Alvarez, I., Lafournère, J., Henson, R., Fonseca, C., Bravo, L., Minchala, ; J., & Morales, O. (2015). *SPE-177168-MS New Opportunities Identification Workflow, Pañacocha Field, Oriente Basin, Ecuador*.
- Salcedo, J. D. (n.d.). *Ensayos Sobre la Economía Política de la Industria del Petróleo y el Gas Natural View project*. <https://www.researchgate.net/publication/332393543>
- Snow, C., & Gunther, R. (2020, August 20). *Automating Petrophysics and Decline Curves Analysis for Performance Prediction at the Basin -Scale: Application to the Powder River Basin*. <https://doi.org/10.15530/urtec-2020-3084>

- Vishnyakov, V., Suleimanov, B., Salmanov, A., & Zeynalov, E. (2020). Hydrocarbon and oil reserves classification. In *Primer on Enhanced Oil Recovery* (pp. 5–26). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-817632-0.00002-5>
- Zhou, P., Pan, Y., Sang, H., & John Lee, W. (2018). Criteria for proper production decline models and algorithm for decline curve parameter inference. *SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference 2018, URTC 2018*. <https://doi.org/10.15530/urtec-2018-2903078>

## ANEXO A

**Tabla 35. Historial de producción del pozo TapA-009, (Petroecuador, 2020).**

<b>Año</b>	<b>Tiempo Meses</b>	<b>Q<sub>prom</sub> (bls/d)</b>
2018	Enero	937
	Febrero	746
	Marzo	691
	Abril	483
	Mayo	423
	Junio	347
	Julio	334
	Agosto	314
	Septiembre	238
	Octubre	218
	Noviembre	217
	Diciembre	189

**Tabla 36. Historial de producción del pozo Tap-012 (Petroecuador, 2020).**

<b>Año</b>	<b>Tiempo meses</b>	<b>Q<sub>prom</sub> (bls/d)</b>
2017	Enero	336
	Febrero	296
	Marzo	251
	Abril	250
	Mayo	244
	Junio	236
	Julio	191
	Agosto	178
	Septiembre	178
	Octubre	177
	Noviembre	175
	Diciembre	172
2018	Enero	148
	Febrero	137
	Marzo	130
	Abril	128
	Mayo	128
	Junio	123
	Julio	119
	Agosto	109



**Tabla 37. Historial de producción del pozo Tap-016 (Petroecuador, 2020).**

<b>Año</b>	<b>Tiempo meses</b>	<b>Q<sub>prom</sub> (bls/d)</b>
2015	Enero	1868
	Febrero	1512
	Marzo	1446
	Abril	1206
	Mayo	847
	Junio	723
	Julio	666
	Agosto	664
	Septiembre	623
	Octubre	588
	Noviembre	578
	Diciembre	562
2016	Enero	507
	Febrero	485
	Marzo	450
	Abril	426
	Mayo	423
	Junio	422
	Julio	422
	Agosto	418
	Septiembre	414
	Octubre	402
	Noviembre	400

## ANEXO B

**Tabla 38. Tasa de producción del pozo TapA-009.**

<b>Tiempo</b>		<b>Método exponencial de Arps</b>		<b>Método hiperbólico de Arps</b>			<b>Método armónico de Arps</b>		<b>Ley de potencia</b>
<b>Año</b>	<b>Meses</b>	<b>Escenario A</b>	<b>Escenario B</b>	<b>Escenario A</b>	<b>Escenario B</b>	<b>Escenario C</b>	<b>Escenario A</b>	<b>Escenario B</b>	<b>Escenario A</b>
2018	Enero	829	820	772	832	740	937	666	746
	Febrero	718	718	642	740	600	818	581	666
	Marzo	621	628	540	660	496	727	516	594
	Abril	538	550	457	589	416	653	464	530
	Mayo	466	481	391	528	355	593	421	473
	Junio	403	421	336	473	306	543	386	422
	Julio	349	368	291	425	267	501	356	376
	Agosto	302	322	254	382	234	465	331	336
	Septiembre	262	282	222	344	208	434	308	300
	Octubre	227	247	196	311	185	407	289	267
	Noviembre	196	216	173	281	166	383	272	239
	Diciembre	170	189	154	254	150	361	257	213
2019	Enero	147	165	137	231	136	342	243	190
	Febrero	127	145	123	209	124	325	231	170
	Marzo	110	127	110	190	113	310	220	151
	Abril	96	111	99	173	104	295	210	135
	Mayo	83	97	90	158	96	282	201	120
	Junio	72	85	82	144	89	271	192	107
	Julio	62	74	74	132	82	260	185	96
	Agosto	54	65	68	121	76	250	177	86
	Septiembre	47	57	62	111	71	240	171	76
	Octubre	40	50	57	101	67	232	165	68
	Noviembre	35	44	52	93	62	224	159	61

	Diciembre	30	38	48	86	59	216	154	54
	Enero	26	33	44	79	55	209	149	48
	Febrero	23	29	41	72	52	203	144	43
	Marzo	20	26	38	67	49	197	140	39
	Abril	17	22	35	62	46	191	136	34
	Mayo	15	20	33	57	44	185	132	31
2020	Junio	13	17	30	53	42	180	128	27
	Julio	11	15	28	49	39	175	125	24
	Agosto	10	13	26	45	37	171	121	22
	Septiembre	8	11	25	42	36	166	118	19
	Octubre	7	10	23	39	34	162	115	17
	Noviembre	6	9	22	36	32	158	112	15
	Diciembre	5	8	20	34	31	154	110	14
	Enero			19	31	30	151	107	12
	Febrero			18	29	28	147	105	11
	Marzo			17	27	27	144	102	10
	Abril			16	25	26	141	100	9
	Mayo			15	24	25	138	98	8
2021	Junio			14	22	24	135	96	7
	Julio			13	21	23	132	94	6
	Agosto			13	19	22	130	92	6
	Septiembre			12	18	21	127	90	5
	Octubre			11	17	21	125	89	4
	Noviembre			11	16	20	122	87	4
	Diciembre			10	15	19	120	85	
	Enero			10	14	18	118	84	
	Febrero			9	13	18	116	82	
	Marzo			9	12	17	114	81	
	Abril			8	11	17	112	79	
2022	Mayo			8	11	16	110	78	

---

	Junio	8	10	16	108	77
	Julio	7	10	15	106	75
	Agosto	7	9	15	105	74
	Septiembre	7	8	14	103	73
	Octubre	6	8	14	101	72
	Noviembre	6	8	13	100	71
	Diciembre	6	7	13	98	70
	Enero			13	97	69
	Febrero			12	95	68
	Marzo			12	94	67
	Abril			12	93	66
	Mayo			11	91	65
2023	Junio			11	90	64
	Julio			11	89	63
	Agosto			10	88	62
	Septiembre			10	86	61
	Octubre			10	85	61
	Noviembre			10	84	60
	Diciembre			9	83	59
	Enero				82	58
	Febrero				81	58
	Marzo				80	57
	Abril				79	56
	Mayo				78	55
2024	Junio				77	55
	Julio				76	54
	Agosto				75	54
	Septiembre				74	53
	Octubre				74	52
	Noviembre				73	52

---

---

Diciembre	72	51
-----------	----	----

---

Tabla 39. Tasa de producción del pozo Tap-012.

Tiempo		Método exponencial de Arps		Método hiperbólico de Arps			Método armónico de Arps		Ley de potencia
Año	Meses	Escenario A	Escenario B	Escenario A	Escenario B	Escenario C	Escenario A	Escenario B	Escenario A
2017	Enero	305	317	305	305	267	296	265	296
	Febrero	278	298	278	277	220	296	265	296
	Marzo	254	281	254	254	186	268	239	278
	Abril	233	265	233	233	160	244	218	261
	Mayo	215	250	215	214	140	224	201	245
	Junio	199	235	199	198	124	208	186	230
	Julio	184	222	184	183	111	193	173	216
	Agosto	171	209	171	170	101	181	161	202
	Septiembre	160	197	160	158	92	170	152	190
	Octubre	149	186	149	147	84	160	143	178
	Noviembre	140	175	140	137	77	151	135	167
	Diciembre	131	165	131	129	72	143	128	157
2018	Enero	123	156	123	121	67	136	122	147
	Febrero	116	147	116	113	62	130	116	138
	Marzo	110	138	110	107	58	124	111	130
	Abril	104	130	104	101	55	119	106	122
	Mayo	98	123	98	95	52	114	102	114
	Junio	93	116	93	90	49	110	98	107
	Julio	88	109	88	85	46	105	94	101
	Agosto	84	103	84	81	44	102	91	95
	Septiembre	80	97	80	77	42	98	88	89
	Octubre	76	91	76	73	40	95	85	83
	Noviembre	73	86	73	69	38	92	82	78
	Diciembre	69	81	69	66	36	89	79	73
	Enero	66	76	66	63	35	86	77	69
	Febrero	64	72	64	60	33	83	74	65

2019	Marzo	61	68	61	57	32	81	72	61
	Abril	58	64	58	55	31	79	70	57
	Mayo	56	60	56	53	30	76	68	53
	Junio	54	57	54	50	29	74	66	50
	Julio	52	54	52	48	27	72	65	47
	Agosto	50	50	50	46	27	71	63	44
	Septiembre	48	48	48	44	26	69	62	42
	Octubre	46	45	46	43	25	67	60	39
	Noviembre	44	42	44	41	24	66	59	37
	Diciembre	43	40	43	40	23	64	57	34
	Enero	41	38	41	38	23	63	56	32
	Febrero	40	35	40	37	22	61	55	30
2020	Marzo	39	33	39	35	21	60	54	28
	Abril	37	31	37	34	21	59	52	27
	Mayo	36	30	36	33	20	57	51	25
	Junio	35	28	35	32	20	56	50	23
	Julio	34	26	34	31	19	55	49	22
	Agosto	33	25	33	30	19	54	48	21
	Septiembre	32	23	32	29	18	53	47	19
	Octubre	31	22	31	28	18	52	47	18
	Noviembre	30	21	30	27	17	51	46	17
	Diciembre	29	20	29	26	17	50	45	16
	Enero	28	18	28	25	16	49	44	15
	Febrero	27	17	27	24	16	48	43	14
2021	Marzo	27	16	27	24	16	48	43	13
	Abril	26	15	26	23	15	47	42	12
	Mayo	25	15	25	22	15	46	41	12
	Junio	25	14	25	22	15	45	40	11
	Julio	24	13	24	21	14	45	40	10
	Agosto	23	12	23	21	14	44	39	10

2022	Septiembre	23	11	23	20	14	43	39	9
	Octubre	22	11	22	19	13	43	38	9
	Noviembre	22	10	22	19	13	42	37	8
	Diciembre	21	10	21	18	13	41	37	7
	Enero	20	9	20	18	13	41	36	
	Febrero	20	9	20	17	12	40	36	
	Marzo	20	8	20	17	12	40	35	
	Abril	19	8	19	17	12	39	35	
	Mayo	19	7	19	16	12	38	34	
	Junio	18	7	18	16	12	38	34	
	Julio	18	6	18	15	11	37	33	
	Agosto	17	6	17	15	11	37	33	
2023	Septiembre	17	6	17	15	11	36	33	
	Octubre	17	5	17	14	11	36	32	
	Noviembre	16	5	16	14	11	35	32	
	Diciembre	16	5	16	14	10	35	31	
	Enero	16		16	13	10	35	31	
	Febrero	15		15	13	10	34	31	
	Marzo	15		15	13	10	34	30	
	Abril	15		15	12	10	33	30	
	Mayo	14		14	12	10	33	29	
	Junio	14		14	12	9	33	29	
	Julio	14		14	12	9	32	29	
	Agosto	13		13	11	9	32	28	
	Septiembre	13		13	11	9	31	28	
	Octubre	13		13	11	9	31	28	
	Noviembre	13		13	11	9	31	28	
	Diciembre	12		12	10	9	30	27	
	Enero	12		12	10	9	30	27	
	Febrero	12		12	10	8	30	27	



---

2024	Marzo	12	12	10	8	29	26	
	Abril	12	12	10	8	29	26	
	Mayo	11	11	9	8	29	26	
	Junio	11	11	9	8	29	26	
	Julio	11	11	9	8	28	25	
	Agosto	11	11	9	8	28	25	
	Septiembre	11	11	9	8	28	25	
	Octubre	10	10	9	8	27	25	
	Noviembre	10	10	8	7	27	24	
	Diciembre	10	10	8	7	27	24	
	2025	Enero	10	10	8	7		
		Febrero	10	10	8	7		
Marzo		9	9	8	7			
Abril		9	9	8	7			
Mayo		9	9	7	7			
Junio		9	9	7	7			
Julio		9	9	7	7			
Agosto		9	9	7	7			
Septiembre		9	9	7	7			
Octubre		8	8	7	7			
Noviembre		8	8	7	6			
Diciembre		8	8	7	6			

---

**Tabla 40. Tasa de producción del pozo Tap-016.**

Tiempo		Método exponencial de Arps		Método hiperbólico de Arps			Método armónico de Arps		Ley de potencia
Año	Meses	Escenario A	Escenario B	Escenario A	Escenario B	Escenario C	Escenario A	Escenario B	Escenario A
2015	Enero	1233	1756	1541	1501	1554	1569	1270	1512
	Febrero	1158	1651	1289	1230	1307	1569	1270	1360
	Marzo	1087	1553	1091	1024	1111	1352	1095	1224
	Abril	1021	1460	933	865	952	1188	962	1101
	Mayo	959	1373	805	739	823	1060	858	991
	Junio	900	1290	701	639	716	957	774	891
	Julio	845	1213	615	556	627	871	705	802
	Agosto	794	1141	542	489	552	800	648	721
	Septiembre	745	1073	481	433	489	740	599	649
	Octubre	700	1008	430	385	435	688	557	584
	Noviembre	657	948	385	345	389	643	520	525
	Diciembre	617	891	347	311	349	603	488	473
2016	Enero	579	838	314	281	315	568	460	425
	Febrero	544	788	285	255	285	537	435	383
	Marzo	511	741	260	233	259	509	412	344
	Abril	479	697	238	213	236	484	392	310
	Mayo	450	655	218	196	215	461	373	279
	Junio	423	616	201	180	197	441	357	251
	Julio	397	579	185	167	181	422	341	225
	Agosto	373	544	171	154	167	404	327	203
	Septiembre	350	512	159	143	154	388	314	183
	Octubre	329	481	148	134	142	373	302	164
	Noviembre	308	452	137	125	132	360	291	148
	Diciembre	290	425	128	117	122	347	281	133
	Enero	272	400	120	109	114	335	271	120
	Febrero	255	376	112	103	106	324	262	108

2017	Marzo	240	354	105	96	99	314	254	97
	Abril	225	332	99	91	93	304	246	87
	Mayo	211	313	93	86	87	295	239	78
	Junio	198	294	88	81	81	286	232	70
	Julio	186	276	83	77	76	278	225	63
	Agosto	175	260	78	73	72	270	219	57
	Septiembre	164	244	74	69	68	263	213	51
	Octubre	154	230	70	65	64	256	207	46
	Noviembre	145	216	66	62	60	250	202	42
	Diciembre	136	203	63	59	57	244	197	37
	Enero	128	191	60	56	54	238	192	34
	Febrero	120	179	57	54	51	232	188	30
2018	Marzo	113	169	54	51	48	227	183	27
	Abril	106	159	52	49	46	222	179	24
	Mayo	99	149	49	47	44	217	175	22
	Junio	93	140	47	45	41	212	172	20
	Julio	87	132	45	43	39	207	168	18
	Agosto	82	124	43	41	38	203	164	16
	Septiembre	77	117	41	40	36	199	161	14
	Octubre	72	110	39	38	34	195	158	13
	Noviembre	68	103	38	37	33	191	155	12
	Diciembre	64	97	36	35	31	188	152	11
	Enero	60	91	35	34	30	184	149	9
	Febrero	56	86	33	33	28	181	146	9
2019	Marzo	53	81	32	32	27	177	144	8
	Abril	50	76	31	30	26	174	141	7
	Mayo	47	71	30	29	25	171	139	6
	Junio	44	67	29	28	24	168	136	6
	Julio	41	63	28	27	23	165	134	5
	Agosto	39	59	27	26	22	163	132	5

2020	Septiembre	36	56	26	26	21	160	130	4
	Octubre	34	52	25	25	20	157	127	4
	Noviembre	32	49	24	24	20	155	125	3
	Diciembre	30	46	23	23	19	153	123	7
	Enero	28	43	22	22	18	150	122	
	Febrero	26	41	22	22	18	148	120	
	Marzo	25	38	21	21	17	146	118	
	Abril	23	36	20	20	16	144	116	
	Mayo	22	34	20	20	16	142	115	
	Junio	21	32	19	19	15	140	113	
	Julio	19	30	18	19	15	138	111	
	Agosto	18	28	18	18	14	136	110	
2021	Septiembre	17	27	17	18	14	134	108	
	Octubre	16	25	17	17	13	132	107	
	Noviembre	15	23	16	17	13	130	105	
	Diciembre	14	22	16	16	12	129	104	
	Enero	13	21	15	16	12	127	103	
	Febrero	12	20	15	15	12	125	101	
	Marzo	12	18	14	15	11	124	100	
	Abril	11	17	14	15	11	122	99	
	Mayo	10	16	14	14	11	121	98	
	Junio	10	15	13	14	10	119	96	
	Julio	9	14	13	14	10	118	95	
	Agosto	9	13	13	13	10	116	94	
Septiembre	8	13	12	13	9	115	93		
Octubre	7	12	12	13	9	114	92		
Noviembre	7	11	12	12	9	112	91		
Diciembre	7	11	11	12	9	111	90		
Enero	6	10	11	12	8	110	89		
Febrero	6	9	11	11	8	109	88		

---

2022	Marzo	10	11	8	107	87
	Abril	10	11	8	106	86
	Mayo	10	11	7	105	85
	Junio	10	10	7	104	84
	Julio	9	10	7	103	83
	Agosto	9	10	7	102	82
	Septiembre	9	10	7	101	82
	Octubre	9	10	7	100	81
	Noviembre	9	9	6	99	80
	Diciembre	8	9	6	98	79
	Enero	10	8	7		
	Febrero	10	8	7		
2023	Marzo	9	8	7		
	Abril	9	8	7		
	Mayo	9	7	7		
	Junio	9	7	7		
	Julio	9	7	7		
	Agosto	9	7	7		
	Septiembre	9	7	7		
	Octubre	8	7	7		
	Noviembre	8	7	6		
	Diciembre	8	7	6		

---

# ANEXO C

OPAS | Mantenimientos | Historial de Producción | Curvas de Declinación | Estimación de Reservas | superopas

Pozo

Q Listado de Pozo

Mostrar 10 registros | Buscar: [ ]

Nro	Campo	Pozo	Limite Económico	Opciones
1	CAMPO TETETE - TAPI	Tap A - 009	10	[ ]
2	CAMPO TETETE - TAPI	Tap - 012	10	[ ]
3	CAMPO TETETE - TAPI	Tap - 016	10	[ ]

Anterior | 1 | Siguiente

+ Nuevo registro | Actualizar

Figura 38. Listado de campos y pozos.

OPAS | Mantenimientos | Historial de Producción | Curvas de Declinación | Estimación de Reservas | superopas

Historial Producción

Historial de Producción

Pozo: CAMPO TETETE - TAPI Ecuador / Amazonas / Tap A - 009

Mostrar 10 registros

#	Mes	Pozo	Producción
1	Jan-2018	Tap A - 009	937
2	Feb-2018	Tap A - 009	746
3	Mar-2018	Tap A - 009	691
4	Apr-2018	Tap A - 009	483
5	May-2018	Tap A - 009	432

6	Jun-2018	Tap A - 009	347
7	Jul-2018	Tap A - 009	334
8	Aug-2018	Tap A - 009	314
9	Sep-2018	Tap A - 009	238
10	Oct-2018	Tap A - 009	218

[Anterior](#)
[1](#)
[2](#)
[Siguiente](#)

**Figura 39. Historial de producción del pozo TapA-009.**

OPAS
Mantenimientos
Historial de Producción
Curvas de Declinación
Estimación de Reservas
superopas

Historial Producción

Historial de Producción

**Pozo:**

CAMPO TETETE - TAPI Ecuador / Amazonas / Tap - 012

Mostrar  registros

#	Mes	Pozo	Producción
1	Jan-2017	Tap - 012	336
2	Feb-2017	Tap - 012	296
3	Mar-2017	Tap - 012	251
4	Apr-2017	Tap - 012	250
5	May-2017	Tap - 012	244

6	Jun-2017	Tap - 012	236
7	Jul-2017	Tap - 012	191
8	Aug-2017	Tap - 012	178
9	Sep-2017	Tap - 012	178
10	Oct-2017	Tap - 012	177

Anterior **1** 2 Siguiente

+ Nuevo registro Actualizar

**Figura 40. Historial de producción del pozo Tap-012.**



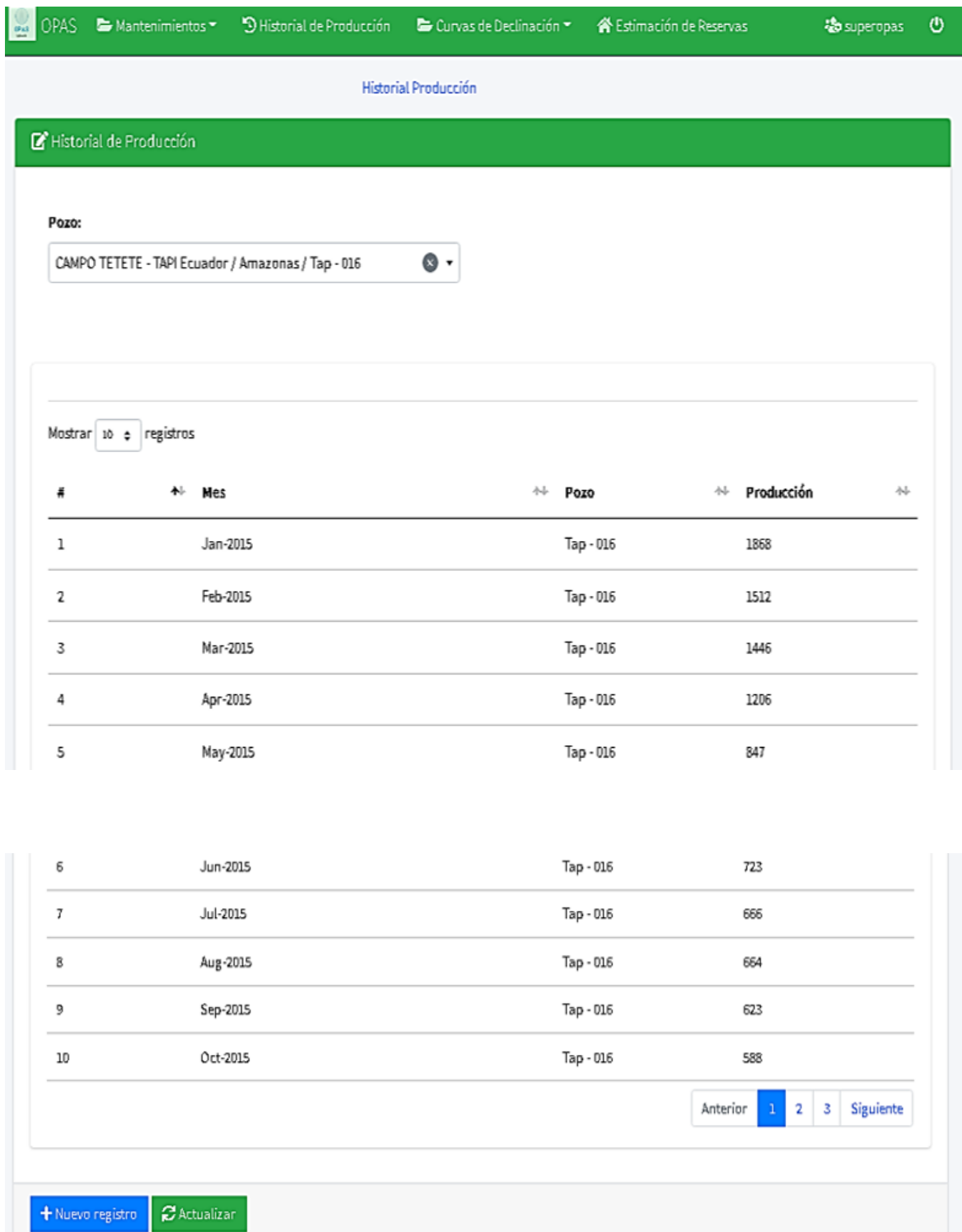


Figura 41. Historial de producción del pozo Tap-016.

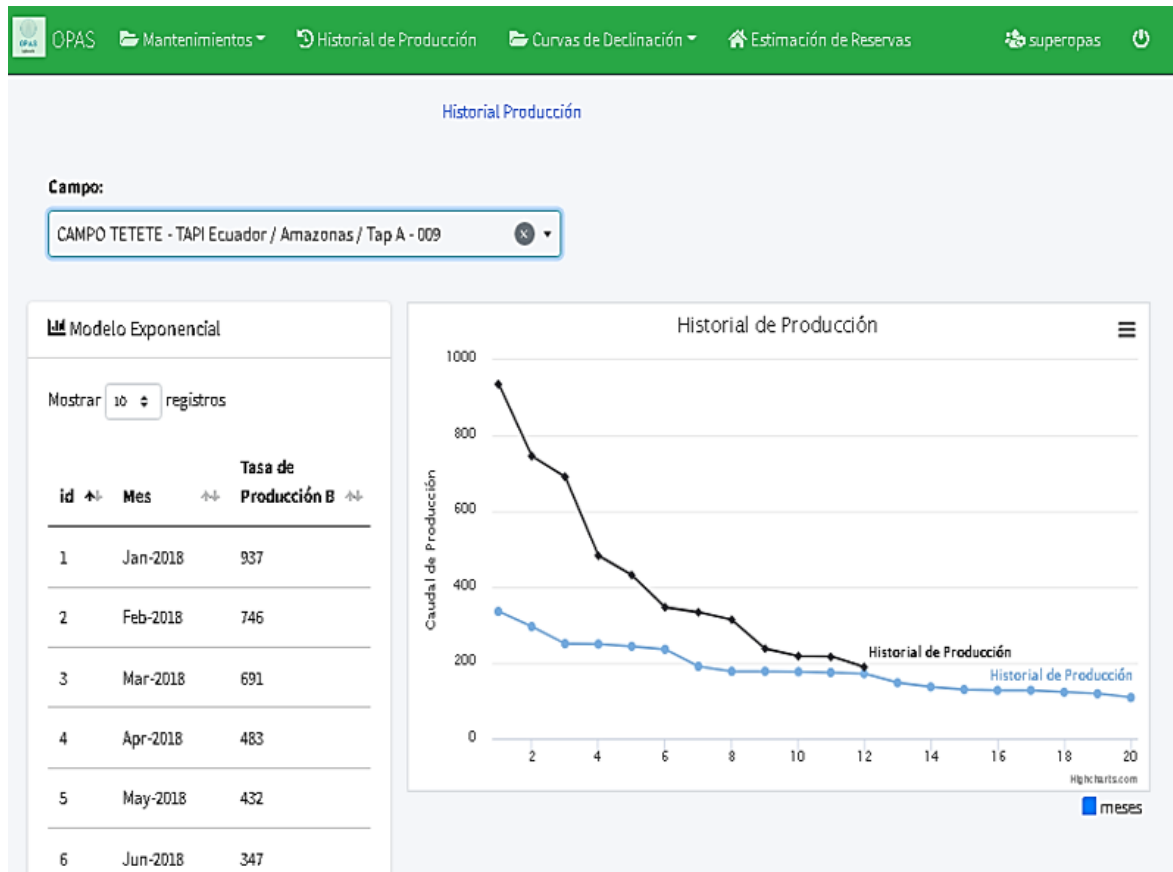


Figura 42. Curva de historial de producción del pozo TapA-009.

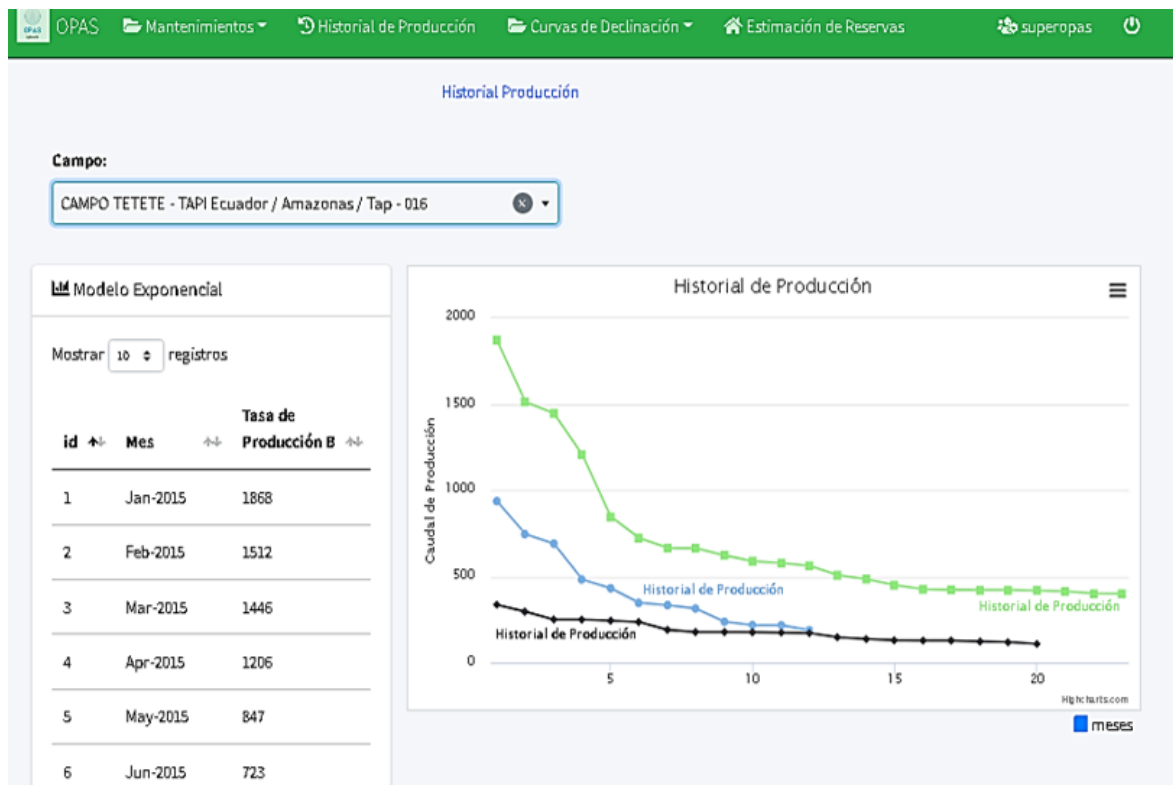


Figura 43. Curva de historial de producción del pozo Tap-016.

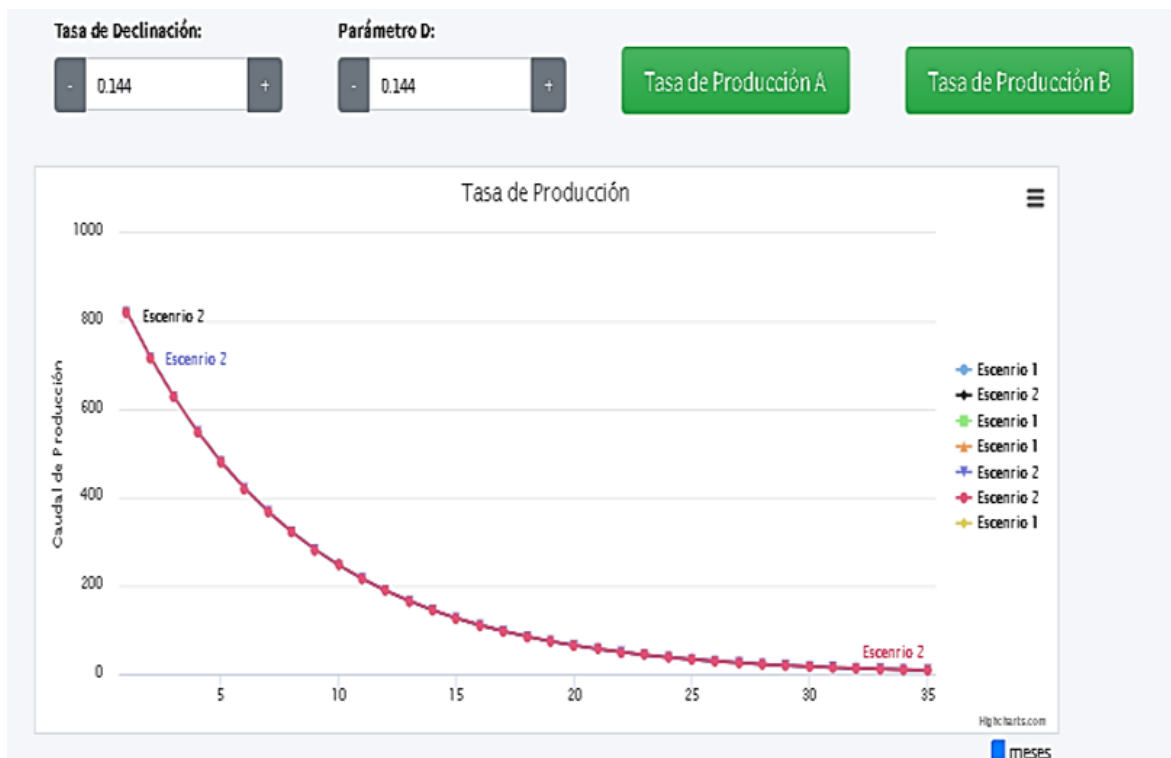


Figura 44. Curva de declinación exponencial de producción del pozo TapA-009.

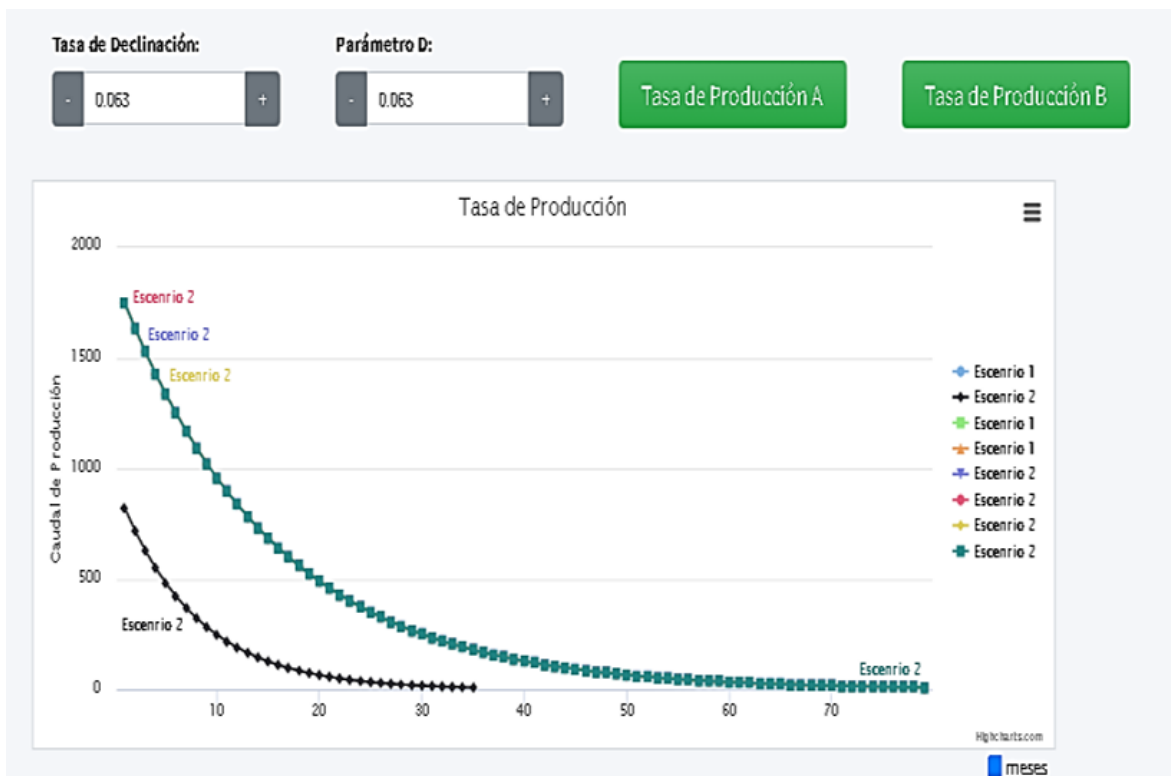


Figura 45. Curva de declinación exponencial de producción del pozo Tap-016.



OPAS

Mantenimientos

Historial de Producción

Curvas de Declinación

Estimación de Reservas

superopas



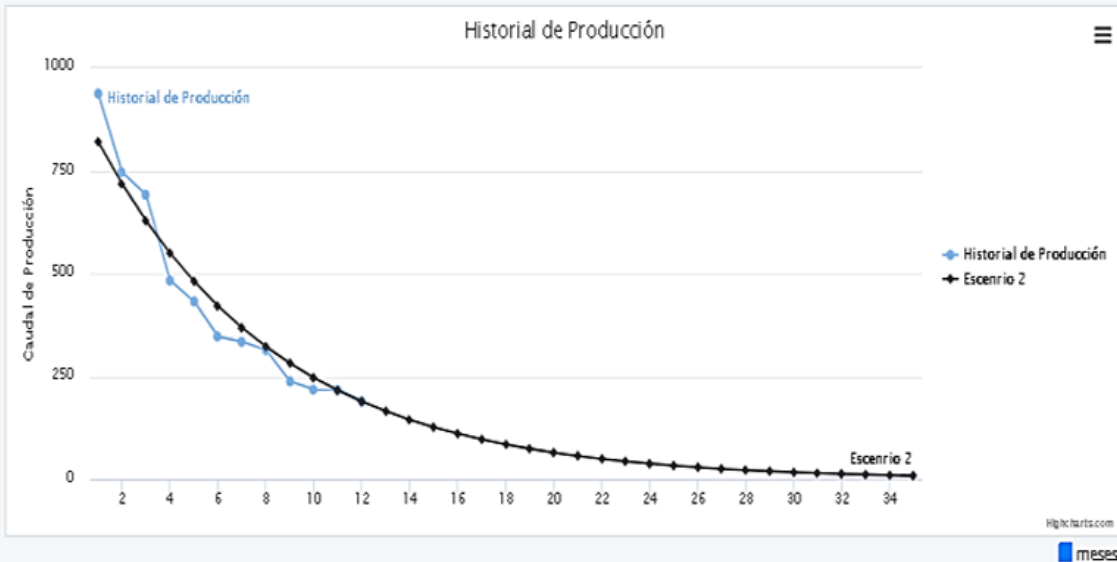
### Estimación de Reserva

Campo:

CAMPO TETETE - TAPI Ecuador / Amazonas / Tap A - 009

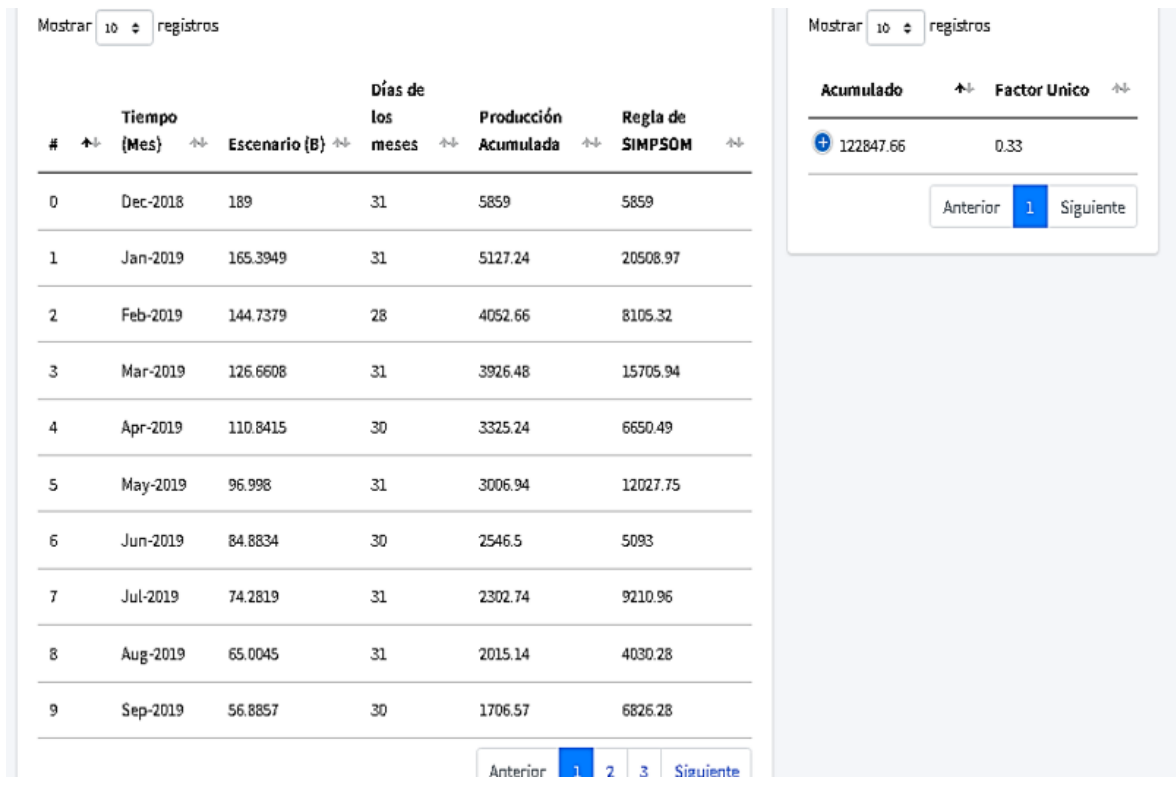


Tasa de Producción B



Estimación de Reserva

Reservas Remanentes



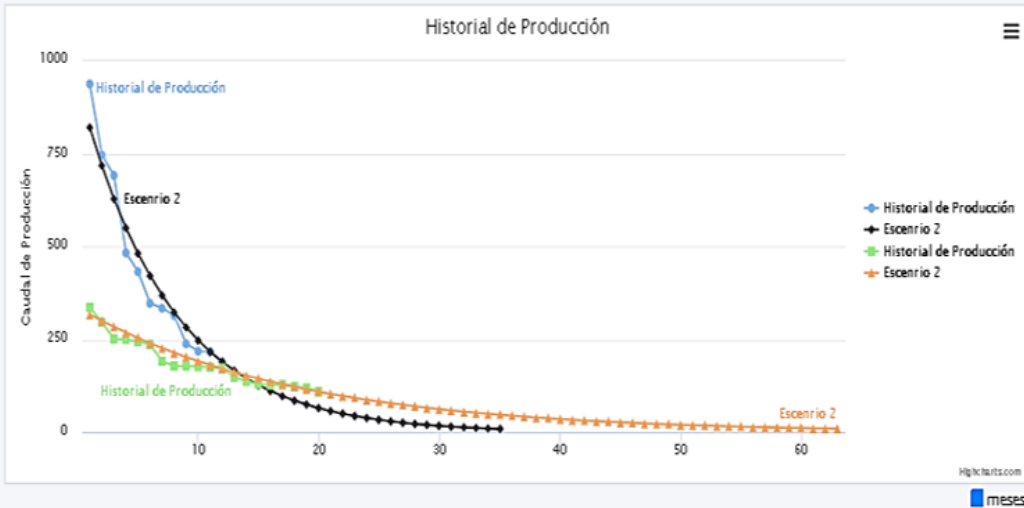
**Figura 46. Estimación de reservas del pozo TapA-009.**

Estimación de Reserva

Campo:

CAMPO TETETE - TAPI Ecuador / Amazonas / Tap - 012

Tasa de Producción B



Estimación de Reserva

Mostrar 10 registros

#	Tiempo (Mes)	Escenario (B)	Días de los meses	Producción Acumulada	Regla de SIMPSOM
0	Aug-2018	109	31	3379	3379
1	Sep-2018	103.0341	30	3091.02	12364.09
2	Oct-2018	97.3947	31	3019.24	6038.47
3	Nov-2018	92.0639	30	2761.92	11047.67
4	Dec-2018	87.025	31	2697.78	5395.55
5	Jan-2019	82.2618	31	2550.12	10200.46
6	Feb-2019	77.7594	28	2177.26	4354.53
7	Mar-2019	73.5033	31	2278.6	9114.41
8	Apr-2019	69.4803	30	2084.41	4168.82
9	May-2019	65.6774	31	2036	8144

Anterior 1 2 3 4 5 Siguiente

Reservas Remanentes

Mostrar 10 registros

Acumulado	Factor Unico
160432.35	0.33

Anterior 1 Siguiente

Figura 47. Estimación de reservas del pozo Tap-012.