

**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

**Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra**

**“CONSTRUCCIÓN DE MODELO PARA EL CÁLCULO DE IPR  
COMPUESTO EN POZOS PETROLEROS CON  
PRODUCCIÓN CONJUNTA MEDIANTE HERRAMIENTA  
COMPUTACIONAL (PYTHON)”**

**PROYECTO INTEGRADOR**

Previo la obtención del Título de:

**INGENIERO EN PETRÓLEO**

Presentado por:

Byron Israel Cisneros Bastidas

Andrés Gonzalo Riofrío Silva

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2021

## **DEDICATORIA**

El presente trabajo lo dedico a Dios, por guiarme siempre por el buen camino, iluminarme y bendecirme tanto en mis momentos buenos como malos; a mi familia, que ha sido pilar fundamental en mi vida, mis padres Byron y María Soledad, mis hermanas Paola y Gabriela, por todo su apoyo y amor incondicional a mi persona.

Además de mis amigos más cercanos que siempre de una u otra forma estuvieron ahí para apoyarme durante todo este transcurso llamado vida universitaria.

**Byron Israel Cisneros Bastidas**

## **DEDICATORIA**

A mi familia: a mis padres, por ser mi guía y brindarme su apoyo; a mi hermana, por ser parte fundamental de este largo y difícil camino; a mi querido abuelito Serafín, quien desde el cielo me cuida y protege; y a mi querida abuelita Piedad, quien con sus oraciones y cariño me ha ayudado a salir adelante.

**Andrés Gonzalo Riofrío Silva**

## **AGRADECIMIENTOS**

El más grato agradecimiento a Dios por bendecirme con mi familia y mi capacidad para poder culminar esta parte tan importante de mi vida.

A personas muy importantes que siempre las llevaré en el corazón que pasaron por mi vida universitaria y que sin ellos creo que nada de esto hubiera sido posible Sebastián, Kevin, Ana Belén, Fanny, Rolando, Jessica.

A nuestros tutores, el MSc. Danilo Arcentales y el MSc. Andrés Guzmán por todas sus enseñanzas y consejos para que el proyecto se desarrolle de la mejor forma, de igual forma a mi amigo y compañero de tesis Andrés por su siempre buena predisposición, así también como al MSc. Fernando Sagnay profesor de la materia integradora, por su invaluable ayuda e interés por nuestro continuo aprendizaje. Por ultimo y no menos importante a la ESPOL, mi alma mater.

**Byron Israel Cisneros Bastidas**

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios todopoderoso, padre celestial, por haberme dado la oportunidad de transitar este camino de la vida. A la Escuela Superior Politécnica del Litoral, por proporcionarme una comunidad donde pude recibir valiosos conocimientos y formarme como un profesional de excelencia; a mis profesores y tutores, por las enseñanzas y consejos durante sus clases. Por último, a mis compañeros, por su camaradería desde el primer día y a mis amigos —Byron, Kevin, José y Samuel— por su gran apoyo y amistad brindado todos estos años.

**Andrés Gonzalo Riofrío Silva**

## DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; *Byron Israel Cisneros Bastidas & Andrés Gonzalo Riofrío Silva* y damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”



---

Byron Israel Cisneros  
Bastidas



---

Andrés Gonzalo Riofrío  
Silva

# EVALUADORES

.....  
**MSc. Fernando Sagnay**

PROFESOR DE LA MATERIA

.....  
**MSc. Danilo Arcentales**

PROFESOR TUTOR



.....  
**MSc. Andrés Guzmán**

PROFESOR TUTOR

## RESUMEN

El presente proyecto se enmarca en la búsqueda de una metodología que permita mejorar la producción de petróleo de un determinado pozo, teniendo en cuenta que esto ayudará de forma sincrónica a la economía del país, ya que serán mayores ingresos comparados a los iniciales. El proyecto busca mediante la herramienta computacional Python generar un modelo que permita el cálculo de la curva IPR con el fin de analizar el influjo del pozo a analizar, mediante la producción de arenas conjuntas mediante la selección de pozos idóneos y candidatos. Así mismo se busca realizar el análisis de datos reales de producción de dos pozos petroleros ubicados en la Cuenca Oriente del Ecuador con el fin de validar la metodología planteada, sin dejar de lado el análisis de declinación de cada una de las arenas que se encuentren en estudio. Es por lo tanto que se utilizó la metodología de Vogel, El-Banbi & Wattenbarger (1996) y Ferrer (1998), para el cálculo de la curva IPR tanto para arenas individuales como de forma conjunta, implementando dichas metodologías al mundo de la programación mediante el Software Python. Al aplicar la metodología expuesta se obtuvo un error máximo de 6.98% de precisión del modelo con datos reales para el pozo VESPOL-018, con una tendencial exponencial en su análisis de declinación para ambas arenas; y de 1.96% de error en el pozo VESPOL-027, con un análisis de declinación de tipo hiperbólico con un  $n=0.70$  para ambas arenas.

**Palabras Clave:** Producción conjunta, IPR, Python, Declinación, Ecuador.



## ***ABSTRACT***

This project is part of the research for a methodology that allows to improve the oil production of a certain well, considering that this will help the country's economy in a synchronous way, since there will be higher incomes compared to the initial ones. The project seeks, through the Python computational tool, to generate a model that allows the calculation of the IPR curve in order to analyze the influx of the well to be analyzed, through commingled production of sands through the selection of suitable and candidate wells. Likewise, it seeks to perform the analysis of real production data from two oil wells located in the Eastern Basin of Ecuador in order to validate the proposed methodology, without neglecting the decline analysis of each of the sands that are in study. It is therefore that the methodology of Vogel, El-Banbi & Wattenbarger (1996) and Ferrer (1998) was used to calculate the IPR curve both for individual arenas and commingled, implementing these methodologies to the world of programming. using Python Software. When applying the exposed methodology, a maximum error of 6.98% of model precision was obtained with real data for the VESPOL-018 well, with an exponential trend in its decline analysis for both sands; and a 1.96% error in the VESPOL-027 well, with a hyperbolic decline analysis with  $n=0.70$  for both sands.

**Keywords:** Commingled production, IPR, Python, Declination, Ecuador.

## ÍNDICE GENERAL

EVALUADORES.....	7
RESUMEN.....	I
<i>ABSTRACT</i> .....	II
ÍNDICE GENERAL.....	III
ABREVIATURAS .....	VI
SIMBOLOGÍA .....	VII
ÍNDICE DE GRÁFICOS .....	VIII
ÍNDICE DE TABLAS .....	XI
CAPÍTULO 1 .....	12
1. Introducción .....	12
1.1 Descripción del problema .....	13
1.2 Justificación del problema.....	13
1.3 Objetivos.....	14
1.3.1 Objetivo General .....	14
1.3.2 Objetivos Específicos .....	14
1.4 Marco teórico .....	14
1.4.1 Curvas de declinación .....	14
1.4.2 Curvas de comportamiento de flujo .....	15
1.4.3 Índice de productividad (IPR).....	16
1.4.4 IPR Compuesto .....	17
1.4.5 Crossflow .....	17
1.4.6 Producción conjunta de yacimientos .....	17
1.4.7 Ventajas de la producción conjunta.....	18
1.4.8 Desventajas de la producción conjunta .....	18

1.4.9	Método de Vogel .....	18
1.4.10	Regulaciones legales .....	19
1.4.11	Python .....	19
1.5	Antecedentes.....	19
CAPÍTULO 2.....		21
2.	Metodología .....	21
2.1	Criterios de selección de pozos candidatos.....	22
2.1.1	Objetivo .....	22
2.1.2	Legalidad.....	23
2.1.3	Métodos de estimación .....	23
2.1.4	Construcción de IPR .....	23
2.2	Construcción de IPR individuales .....	24
2.3	Construcción de IPR compuesto .....	24
2.4	Código de Programación .....	26
2.4.1	Cálculo de IPR individual y conjunto .....	26
2.4.2	Cálculo de declinación .....	31
CAPÍTULO 3.....		35
3.	Resultados Y ANÁLISIS.....	35
3.1	Selección de pozos idóneos .....	35
3.1.1	Pozo VESPOL-018.....	36
3.1.2	Pozo VESPOL-027.....	37
3.2	Cálculo de Inflow Performance Relationship (IPR) .....	38
3.2.1	Pozo VESPOL-018.....	38
3.2.2	Pozo VESPOL-027.....	45
3.3	Análisis de Declinación.....	53
3.3.1	Pozo VESPOL-018.....	53

3.3.2	Pozo VESPOL-027.....	59
CAPÍTULO 4.....		65
4.	Conclusiones Y Recomendaciones.....	65
4.1	Conclusiones .....	65
4.2	Recomendaciones .....	66
BIBLIOGRAFÍA.....		67

## **ABREVIATURAS**

ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
IPR	Inflow Performance Relationship
PIB	Producto Interno Bruto
BHP	Bottom Hole Pressure
API	American Petroleum Institute
WC	Water Cut
TVD	True Vertical Depth
AOF	Absolute Open Flow

## SIMBOLOGÍA

bbls/d	Barriles por día
bbl/d/psi	Barril por día por unidad de presión
MMbbls	Millones de barriles
Pws	Presión estática de fondo
Pb	Presión al punto de burbuja
J	Índice de Productividad
psi	pounds per square inch
ft	feet (pies)
.py	terminación de archivo Python
Pwf	Presión fluyente de la cara de la arena

## ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Criterios de selección modificado de Galavis Borden (2002) .....	22
Gráfico 2. Importación de librerías y validación de datos.....	26
Gráfico 3. Lectura y separación de datos. ....	27
Gráfico 4. Cálculo de caudales. ....	27
Gráfico 5. Cálculo del QIP .....	28
Gráfico 6. Cálculo del Qvog. ....	28
Gráfico 7. Cálculo del QTotal.....	28
Gráfico 8. Cálculo de caudales de producción conjunta con datos reales. ....	29
Gráfico 9. Cálculo del Pwf de la arena superior. ....	29
Gráfico 10. Cálculo de caudales con producción conjunta. ....	30
Gráfico 11. Cálculo de caudales con producción conjunta en base a datos reales. ..	30
Gráfico 12. Importación de librerías.....	31
Gráfico 13. Lectura y separación de datos. ....	31
Gráfico 14. Validación de datos. ....	32
Gráfico 15. Cálculo del caudal y presentación de datos. ....	32
Gráfico 16. Método de Newton-Raphson para el cálculo del exponente de declinación $n$ .....	33
Gráfico 17. Presentación de gráficas y resultados.....	34
Gráfico 18. Visualización de los datos del pozo VESPOL-018 en Python .....	38
Gráfico 19. Visualización de la tabla de resultados de presión y caudal para la arena inferior en Python.....	39
Gráfico 20. Curva IPR de la arena inferior Napo M1.....	39
Gráfico 21. Visualización de los datos de la arena superior Basal Tena en Python. .	40
Gráfico 22. Visualización de la tabla de resultados de presión y caudal de la arena superior en Python.....	40
Gráfico 23. Curva IPR para la arena superior Basal Tena.....	41
Gráfico 24. Visualización de la tabla de resultados de presión y caudal con producción conjunta.....	41
Gráfico 25. Curva IPR de producción conjunta elaborada en Python. ....	42
Gráfico 26. Comparación de las tres curvas IPR, arena inferior, superior y conjunta.	42

Gráfico 27. Datos de presión y caudal reales para producción conjunta. ....	43
Gráfico 28. Curva IPR conjunta elaborada con datos reales. ....	44
Gráfico 29. Comparación de curvas IPR conjuntas con datos reales y elaboradas en código. ....	44
Gráfico 30. Visualización de los datos del pozo VESPOL-027 en Python. ....	45
Gráfico 31. Visualización de los valores de presión y caudal para la arena inferior en Python.....	45
Gráfico 32. Curva IPR para la arena U inferior. ....	46
Gráfico 33. Visualización de los datos de la arena U superior en Python.....	47
Gráfico 34. Visualización de los datos de presión y caudal para la arena superior en Python.....	47
Gráfico 35. Curva IPR para la arena U superior. ....	48
Gráfico 36. Visualización de los valores de presión y caudal con producción conjunta en Python.....	48
Gráfico 37. Curva IPR conjunta elaborada en Python. ....	49
Gráfico 38. Comparación de las tres curvas IPR, superior, inferior y conjunta. ....	49
Gráfico 39. Visualización de los datos de presión y caudal con producción conjunta. ....	51
Gráfico 40. Curva IPR conjunta elaborada con datos reales. ....	51
Gráfico 41. Comparación de las curvas IPR con datos reales y elaborados con el código. ....	52
Gráfico 42. Visualización de los datos de tiempo y caudal del pozo VESPOL-018 de la arena inferior en Python y el cálculo del exponente de declinación n. ....	53
Gráfico 43. Curva Q [bbl/d] vs T [años] de la arena inferior del pozo VESPOL-018. .	54
Gráfico 44. Curva Log Q [bbl/d] vs. T [años] de la arena inferior del pozo VESPOL-018.....	55
Gráfico 45. Visualización de los datos de tiempo y caudal de la arena superior del pozo VESPOL-018 en Pyhton.....	56
Gráfico 46. Cálculo del exponente de declinación n de la arena superior del pozo VESPOL-018. ....	56
Gráfico 47. Curva Q [bbl/d] vs. T [años] para la arena superior del pozo VESPOL-018. ....	57



Gráfico 48. Curva Log Q [bbl/d] vs. T [años] para la arena superior del pozo VESPOL-018.....	58
Gráfico 49. Datos de tiempo y caudal de la arena inferior del pozo VESPOL-027 y cálculo del exponente de declinación n. ....	59
Gráfico 50. Curva Log Q [bbl/d] vs. T [años] de la arena inferior del pozo VESPOL-027.....	60
Gráfico 51. Curva Q [bbl/d] vs. T [años] de la arena inferior del pozo VESPOL-027.	61
Gráfico 52. Datos de caudal y tiempo de la arena superior del pozo VESPOL-027 y cálculo de la declinación del exponente n.....	62
Gráfico 53. Curva Q [bbl/d] vs. T [años] de la arena superior del pozo VESPOL-027. ....	63
Gráfico 54. Curva Log Q [bbl/d] vs. T [años] de la arena superior del pozo VESPOL-027.....	64

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Datos del pozo VESPOL-018.....	36
Tabla 2. Datos del pozo VESPOL-027.....	37

# CAPÍTULO 1

## 1. INTRODUCCIÓN

Es de conocimiento general que la actividad hidrocarburífera es clave para el desarrollo económico del Ecuador, ya que desde el primer momento de extracción y comercialización ha aportado con valiosas divisas debido a su exportación a nivel internacional las cuales alcanzan el 40% del total de exportaciones según cifras del Banco Central, además del alrededor del 9% del Producto Interno Bruto (PIB), inyectando así efectivo al sistema económico del país. (Revista CESDE(Centro de Estudios Económicos y Sociales para el Desarrollo) & UEES (Universidad Espíritu Santo), 2020)

Los pozos petroleros existentes en la Cuenca Oriente del Ecuador se caracterizan por su madurez, es decir, el tiempo que llevan en producción en algunos casos supera los 25 a 30 años y en ciertos casos dichos pozos petroleros se encuentran en proceso de depletación, conocido a su vez como agotamiento natural del pozo. El agotamiento simboliza la caída de presión del yacimiento debido a la producción de los fluidos, por lo que en casos donde la producción de un pozo es de bajo aporte, por ejemplo, menor a 100 bbls/d.

Se busca implementar una metodología para el análisis de aplicación de producción en arenas conjuntas con el fin de aumentar considerablemente la producción del pozo teniendo en cuenta características importantes como el crossflow, presiones de las caras de las arenas similares y similitud química en la composición de los fluidos producidos, conceptos que se explicarán a fondo en el marco teórico del presente proyecto.

Como punto importante también se debe analizar la normativa legal que rige las operaciones hidrocarburíferas en el país, misma que se encuentra regulada por el Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas, donde se explica en qué condiciones y bajo qué circunstancias se debería tratar los aspectos referentes a la producción en conjunto y como aplicarse dependiendo del caso en cuestión, considerándose así como

una alternativa económicamente viable de tener opción de dar acceso legal a la producción en conjunto.

### **1.1 Descripción del problema**

Teniendo en cuenta la producción de petróleo diaria del país, el poder incrementar la cantidad de barriles en superficie sería un aliciente para el sector petrolero. Una opción para lograr este propósito es analizar determinados pozos en los cuales su producción de hidrocarburo tiene bajos caudales, a los cuales valdría la pena intervenir para elevar su potencial, y así contribuir los niveles de producción general del campo, por tanto para tener certeza se requiere implementar el análisis de producción conjunta por curvas IPR, las limitantes y la factibilidad técnica de cuándo se puede aplicar esta técnica y el impacto que puede tener. La problemática afecta a las empresas encargadas de la explotación y producción de los campos. Por tanto, se propone llevar a cabo un análisis de viabilidad para la implementación de sistemas de producción conjunta para algunos de estos pozos. Tal estudio constará del análisis de curvas IPR, así como también un análisis de factibilidad técnica, ventajas y limitantes de cada uno de las técnicas en revisión, considerando el impacto que éstas puede tener sobre los comportamientos de producción en los pozos candidatos, es decir, aquellos que cumplan con las condiciones necesarias para poder aplicar tales métodos. Es importante resaltar que al poder implementar métodos de producción en conjunto, se podría aumentar el factor de recobro a nivel de las arenas abiertas a producción.

### **1.2 Justificación del problema**

El problema se enmarca en el análisis de la construcción de un modelo que permita realizar el cálculo de la productividad de un determinado pozo en casos donde exista o se pueda implementar la producción conjunta, con el fin de maximizar los niveles de producción, a su vez optimizando los recursos de funcionamiento de los mismos.

Además del análisis de agotamiento de los pozos (el cual resultará muy significativo en los pozos de Cuenca Oriente Ecuatoriana), la problemática podrá comprobarse con un código de programación elaborado con la finalidad de elaborar las curvas de comportamiento, identificando así la factibilidad y la viabilidad del pozo en análisis.

Será igualmente conveniente tener en cuenta las restricciones legales que para este caso son las del Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas del Ecuador, reformado en el año 2018.

### **1.3 Objetivos**

#### **1.3.1 Objetivo General**

Desarrollar un modelo mediante la herramienta computacional PYTHON que permita el cálculo de la curva de comportamiento (IPR compuesto) en pozos donde se puede aplicar la metodología de producción conjunta.

#### **1.3.2 Objetivos Específicos**

- Identificar las condiciones y limitantes técnicas en la cuales se puede aplicar la producción conjunta en el campo de estudio.
- Elaborar un código en la herramienta computacional Python que tenga la capacidad de elaborar la curva IPR conjunta según la metodología planteada.
- Analizar mediante el modelo propuesto, datos reales en un pozo petrolero ubicado en el oriente ecuatoriano con el fin de validar el método.
- Realizar el análisis de declinación de cada una de las arenas de los pozos petroleros candidatos con el fin de conocer su ritmo de agotamiento.

### **1.4 Marco teórico**

#### **1.4.1 Curvas de declinación**

Para lograr entender y predecir el comportamiento de la producción en un pozo las curvas de declinación son una de las mejores alternativas para lograrlo, también se puede determinar las reservas remanentes. Siguiendo la misma línea se podrá diseñar de mejor manera planes para reacondicionamiento del pozo y realizar recomendaciones, así también como en caso de que se desee hacer un aumento en la producción se puede recomendar el proceder basado en un análisis de

factibilidad. Existen varios tipos de curvas de declinación, de las cuales se destacan tres modelos.(Comunidad Petrolera, 2009)

**Declinación Exponencial:** Está relacionada con una declinación de forma constante, esto en parte se debe a la estructura matemática con la que se construye la curva, en otras palabras, es la representación del gasto de producción y en un determinado intervalo de tiempo, también se puede predecir a futuro mediante una extrapolación, esta es una de las ventajas de este tipo de declinación.(Comunidad Petrolera, 2012)

**Declinación Hiperbólica:** Aquí intervienen varios mecanismos de empuje conocidos, estos pueden ser naturales o artificiales, esto genera que la presión en el yacimiento disminuya, la expansión del petróleo también cumple un rol importante en este tipo de declinación.(Comunidad Petrolera, 2009)

**Declinación Armónica:** Este modelo viene a ser un caso especial de la declinación hiperbólica, ya que aquí la constante de declinación recibe un valor igual a uno. Generalmente se pueden dar diferentes situaciones que lleven a que la producción se afectada por la segregación gravitacional y por ende derivará en que la velocidad de declinación sea directamente proporcional al caudal.(Schlumberger, 2017a)

#### 1.4.2 Curvas de comportamiento de influjo

Es una herramienta que se forma de manera matemática que es ampliamente empleada para analizar el rendimiento de los pozos cuya producción sea de interés en un tiempo determinado, consiste básicamente en una representación gráfica de la tasa de producción comparándola con la presión de flujo del fondo de pozo (BHP). Los elementos necesarios para construir la curva de comportamiento de influjo del pozo (IPR) son las medidas de producción a variadas presiones de abatimiento.(Mascarenhas & Pessoa, 2018)

Así mismo para completar un análisis cuando se está diseñando un sistema de producción, aspectos importantes como son caudal y la presión de fondo fluyente tienen variaciones que se ven influenciadas por parámetros tales como el diámetro que

poseen de las tuberías o líneas de producción, la presión que existe en el cabezal, los diversos diámetros de las líneas de flujo y la presión que hay en superficie en el separador, todo se completa con el análisis que se hace a las diferentes curvas IPR que se encuentran involucradas, usualmente se emplea un plano cartesiano donde en el eje de las ordenadas se ubica la presión de fondo fluyente y en el eje de las abscisas se coloca el caudal por ejemplo hay casos donde existen yacimientos subsaturados o que posean un empuje hidráulico, de ser así se usa la ecuación principal para determinar el índice de productividad.(Galavís Borden, 2002)

### **1.4.3 Índice de productividad (IPR)**

Dentro de la producción de pozos petroleros el término índice de productividad hace referencia a una representación matemática que refleja la capacidad que posee un yacimiento para entregar fluidos al pozo. La composición de la fórmula del IPR se la define usualmente como el volumen producido por unidad de tiempo, por psi de reducción de presión en la formación (bbl/d/psi).(Schlumberger, 2017b)

También el índice de producción se asocia con la capacidad para poner en marcha la producción del pozo, su determinación se hace por medio de una medición y se toman en cuenta varios aspectos. El procedimiento para la determinación empieza con establecer un tiempo de cierre para el pozo que lo suficientemente significativo para lograr un equilibrio en la presión del yacimiento, luego con ayuda de un medidor de presión se establece la presión estática, después el pozo debe producir a un caudal constante a un tiempo determinado y con el mismo instrumento se toma la medida de presión de fondo fluyente. La resta de estas dos presiones da la caída de presión, mientras que las lecturas del caudal se toman del tanque de almacenamiento o de los separadores.(Schlumberger, 2017b)

Dependiendo del tipo de yacimiento el índice de productividad tendrá un comportamiento diferente, por ejemplo, en yacimientos por empuje por depleción el IPR disminuye conforme dicha depleción aumenta, todo debido a que la viscosidad del petróleo aumenta junto con el gas liberado de la solución y por otra parte disminuirá la permeabilidad al paso que la saturación de petróleo disminuye.

#### **1.4.4 IPR Compuesto**

En este caso el IPR compuesto hace referencia a una combinación de índices de productividad en la medida que se cumplan varios aspectos, uno de los principios básicos en el cual se basa este proceso es la Ley de Darcy, la cual hace énfasis en el momento que la presión de reservorio es mayor a la presión en el punto de burbuja. Así por ejemplo uno de los métodos más comunes es el de Vogel para cálculo del IPR, donde analiza la presión que hay en el reservorio cuando es mayor a la presión en el punto de burbuja y la presión de fondo fluyente es menor. (Ruiz & Hirschfelt, 2008)

#### **1.4.5 Crossflow**

Terminología utilizada para denotar lo que se conoce como 'flujo cruzado' que se da cuando dos o más zonas de interés que entran en producción presiones diferentes en cada cara de la arena productora correspondientemente. El fenómeno se presenta de forma que los fluidos del yacimiento con mayor presión tendrán una tendencia, valga la redundancia, a fluir hacia el yacimiento con menor presión en lugar de fluir de forma ascendente por el tubing de producción hasta superficie, es por lo que se requiere del control de las presiones de las arenas y su similitud para poder llevar a cabo la producción conjunta.

#### **1.4.6 Producción conjunta de yacimientos**

Cuando se hace referencia al conglomerado producción conjunta están involucrados varios conceptos, pero principalmente apunta a una mezcla de fluidos que se da desde diversos yacimientos y para lograr esto se requiere un solo canal y el lugar donde toma darse puede ser tanto en superficie como en el fondo del pozo. Desde la parte económica esta técnica puede traer algunas bondades como el ser más rentable en términos de reservas recuperables en total y en las diferentes arenas, también cuando la depleción en un pozo empieza a acentuarse cada vez más o de ser posible desde el inicio mismo de la producción, otra forma para referirse al término es 'commingled production' en el idioma anglosajón. (Ahmed, 2016)



#### **1.4.7 Ventajas de la producción conjunta**

En caso de que la factibilidad técnica permita aplicar la producción conjunta a diferentes arenas se pueden conseguir algunas ventajas como las siguientes:(Técnico & Costos, 2009)

- Mejorar los sistemas de recuperación al monitorear y hacer seguimiento al pozo en todas sus condiciones.
- Se reducen la cantidad de pozos que se necesiten para extraer el hidrocarburo.
- Se podría reducir la producción de agua dependiendo de las condiciones de cada yacimiento.
- Se optimiza en las diferentes arenas la producción de hidrocarburo.
- En general los costos de extracción se disminuyen.

#### **1.4.8 Desventajas de la producción conjunta**

El aplicar la producción conjunta en algunos pozos podría traer algunos inconvenientes si es que no se toman las precauciones necesarias. Entre las cuales pueden estar:(Castillo & Marín, 2017)

- Requerir mayor cantidad de insumos para el área de producción.
- Perjuicios ecológicos relacionados con efectos contaminantes producidos por desechos sólidos o líquidos, gases, humo, descargas residuales, entre otros que podrían contaminar el medio ambiente.
- El costo podría elevarse y el proyecto dejaría de ser económicamente rentable y viable.

#### **1.4.9 Método de Vogel**

El autor propone que su metodología puede ser utilizado para predecir el comportamiento de las curvas IPR en yacimientos tanto saturados como subsaturados, mediante su estudio con 21 diferentes yacimientos hipotéticos incluyendo algunos con significativos cambios en las características del hidrocarburo, permeabilidades relativas, porosidad y factores de daño. Además, tiene un margen de predicción correcto con cortes de agua hasta el 30%, siendo como punto negativo es que no considera daño de formación (skin) por lo que la eficiencia de flujo contemplada para

este modelo es igual a uno. Finalmente, la ecuación matemática reportada obedece a la siguiente relación entre el flujo y la presión adimensionales. (Beggs, 2002)

#### **1.4.10 Regulaciones legales**

El Ministerio de Hidrocarburos mediante el Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas establece lo siguiente según el Artículo 56 donde salvo esta excepción se podrá realizar la producción conjunta

“Se permitirá la explotación conjunta de dos (2) o más Yacimientos, en determinadas circunstancias técnica y/o económicamente justificadas, como impedimentos mecánicos o de naturaleza geológica previa a la aprobación de la Secretaría de Hidrocarburos.”(2018)

#### **1.4.11 Python**

Python es una herramienta computacional o también se lo conoce como un lenguaje de programación interpretado e interactivo, esto hace referencia a que su funcionamiento se basa en recibir órdenes y ejecutarlas. La versatilidad de este lenguaje de programación hace de este uno de los más utilizados y famosos a nivel mundial. Python combina una potencia notable con una sintaxis muy clara y fácil de aprender, cuenta con una variedad de interfaces con módulos integrados, los cuales van enfocados al área de estudio. Para el proyecto en cuestión se utilizarán módulos matemáticos y de graficación para poder lograr los objetivos planteados. (Pyhton, 2021)

### **1.5 Antecedentes**

Es imperativo tener en cuenta trabajos de investigación de este tipo relacionadas al tema de producción conjunta en otros países, como por ejemplo el realizado en Venezuela por (Rodríguez & Veitía, 2003) donde analizaron diferentes escenarios en el trabajo «*Análisis Comparativo de Producción Sencilla y Conjunta en el Área Mayor de Socororo*». Partiendo de los campos que hay en el oriente venezolano cuyas presiones son bajas al igual que sus reservas se planteó ejecutar una producción conjunta para mejorar la rentabilidad al momento de la producción de dichos campos, en su trabajo propusieron una metodología para evaluar diferentes opciones de producción simple o conjunta y consideraron factores como datos requeridos, ventajas, desventajas,

limitaciones, además de estimar pronósticos para la producción, además plantearon una metodología para el cálculo de IPR compuesto y con la ayuda de herramientas computacionales graficaron las curvas IPR.

En Ecuador específicamente en ESPOL se puede encontrar antecedentes de trabajos de investigación relacionados con la producción en conjunto. El trabajo realizado por (Llguizaca & Jaramillo, 2016) con el tema «*Análisis técnico del desarrollo de yacimientos mediante producción de yacimientos en conjunto en el campo ESPOL*» mediante el cual se buscaba realizar un estudio acerca de la metodología que permita generar proyectos de explotación de yacimientos bajo el esquema de producción en conjunto. Así mismo el trabajo realizado por (Castillo & Marín, 2017) con el tema «*Producción conjunta de dos o más arenas en pozos petroleros con bajo potencial*» el cual analiza datos de pozos petroleros productores por debajo del límite económico y la finalidad de implementar esta metodología de producción conjunta es la de optimizar e incrementar la producción de los pozos en cuestión.

# CAPÍTULO 2

## 2. METODOLOGÍA

Para el desarrollo de la construcción del modelo para el cálculo del índice de productividad compuesto bajo la propuesta de producción conjunta se debe tener presente y analizar distintos escenarios posibles con los que se puede presentar cada caso de estudio.

Dentro de las limitantes se debe establecer el criterio mediante el cual se selecciona el pozo idóneo para este tipo de producción, es por lo que este trabajo se enmarca en una metodología descriptiva en casos de pozos petroleros en los que se considera al sistema de característica isotérmica, es decir que la variable temperatura se mantendrá constante o no será lo suficientemente variable para considerarse como significativo su cambio en el análisis de las arenas.

El análisis se realiza en dos arenas conjuntas donde el parámetro en análisis es la presión al datum. Ferrer considera que es necesario tener en cuenta la distancia de las arena, el tamaño del tubing y cualquier otra condición que podría afectar el gradiente de presión del fluido dentro del tubing. (1998)

El flujograma de trabajo se explica más adelante donde a partir de ciertos parametros importantes se selecciona el pozo mediante las propiedades o condiciones más pertinentes, esto según el objetivo, la legalidad, métodos de estimación y finalmente la construcción de los IPR individuales terminando así con el IPR conjunto según el tipo de información o data disponible.

## 2.1 Criterios de selección de pozos candidatos

Es así como de forma general se puede apreciar la siguiente tabla realizada de forma base y modificada según el criterio de los autores.



**Gráfico 1. Criterios de selección modificado de Galavis Borden (2002)**

### 2.1.1 Objetivo

El beneficio que se desee alcanzar depende de los objetivos de cada proyecto con cada empresa que se encuentre operando en los campos petroleros, el principal es el aumento de la producción que va de la mano con un ahorro en la parte económica. Siguiendo el mismo camino al tener menor cantidad de pozos en un vecindario implica un ahorro significativo en actividades de perforación y facilidades de producción. Así mismo en casos donde se desee acelerar el recobro de las reservas del pozo. A su vez aplica para los casos donde los campos ya se encuentran en un proceso avanzado de agotamiento de la energía y se desee aprovechar mejor las reservas remanentes.

### **2.1.2 Legalidad**

Así mismo todo el análisis que se haga tiene ser bajo la regulación y la normativa legal vigente en el campo o pozo en cuestión, aspecto que se encuentra explicado en el inciso 1.4.10 del Capítulo 1 tomando en cuenta esta última alternativa pueden surgir algunas limitantes y condiciones que sean importantes para el desarrollo de la producción conjunta desde el punto de vista burocrático dependiendo la zona o el país donde el proyecto se desarrolle. Es indispensable por parte de la empresa a cargo del área a producir a presentar evidencias tanto técnicas como un análisis económico que demuestre que realizar la producción del pozo en cuestión de forma conjunta da un resultado más rentable que al no hacerlo o al tener una completación doble con tuberías de producción individuales para cada arena

### **2.1.3 Métodos de estimación**

Los métodos que se utilizan tanto para la estimación de reservas del pozo en caso de que no se disponga de esa data va de la mano del análisis de declinación tomando en cuenta el histórico de producción, histórico de pozos y el factor de recobro. El balance de materiales según propiedades PVT existentes, así mismo teniendo en cuenta históricos de producción y de presión. Finalmente, el análisis análogo con algún yacimiento cercano serviría como base para el estudio en cuestión, básicamente los métodos de estimación nos brindan propiedades y variables de carácter técnico con las cuales se puede realizar el estudio del pozo.

### **2.1.4 Construcción de IPR**

Finalmente, según el tipo de información que se tiene se podrá utilizar metodologías como Vogel, valiéndose de la Ley de Darcy para encontrar variables desconocidas o las correlaciones necesarias según sea el caso para finalmente contar con las variables necesarias para realizar una correcta construcción del IPR para cada arena y finalmente en conjunto.

## 2.2 Construcción de IPR individuales

Parte importante del análisis es el cálculo de las curvas IPR, cuya definición se basa en que principalmente es una representación matemática que refleja la capacidad que posee un yacimiento para entregar fluidos al pozo. Considerando los parámetros de selección señalados en el Gráfico 1 con las diferentes características de cada caso de estudio y tomando en cuenta también los elevados valores de corte de agua se utilizará el método de Vogel, como se mencionó en el Capítulo 1 dicho procedimiento tiene sus particularidades junto el fluido presente.

Las ecuaciones con las que se construye las curvas IPR en base a caudales y presiones son las siguientes. (Castillo & Marín, 2017)

$$Q = Q_{IP} \times WC + Q_{Voguel} \times (1 - WC) \text{ [Ec. 1]}$$

$$Q_{IP} = IP \times (P_r - P_{wf}) \text{ [Ec. 2]}$$

$$Q_{Voguel} = Q_b + \frac{J \times P_b}{1,8} \times \left[ 1 - 0,2 \times \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 \times \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \text{ [Ec. 3]}$$

## 2.3 Construcción de IPR compuesto

Un procedimiento considerado para la elaboración de la curva de IPR compuesta cuando existen dos o varias zonas produciendo de manera conjunta, es la desarrollada por El-Banbi & Wattenbarger (1996) y Ferrer (1998). Principalmente se basa en estimar las presiones de fondo necesarias para producir una tasa previamente establecida al nivel del yacimiento superior, éste será denominado el nivel de referencia al momento de adicionar cada una de las curvas. Para determinar las presiones al mencionado nivel de referencia se emplea el gradiente de fluido para las condiciones presentes en el pozo. (Lligüizaca & Jaramillo, 2016) Para el proceso se debe repasar aspectos como:

datos mecánicos del pozo analizado, diámetro y longitud de las tuberías, profundidad de cada arena o zona, también las curvas de IPR individuales para cada de las zonas calculadas.

Se empieza ordenando las arenas de acuerdo con la profundidad, de mayor a menor, luego en el primer valor de  $P_{wf}$  se toma la lectura de la menor presión estática en relación con las arenas que intervienen en el conjunto del pozo. Para determinar los valores  $Q_{vog}$  se usa la ecuación 3 y para  $Q_{IP}$  se usa la ecuación 2.(Castillo & Marín, 2017)

También se consideran valores del gradiente del fluido  $G_x$  y será para cada arena con la siguiente ecuación:

$$G_x = \left( \frac{141,5}{131,5 + API} \right) \times 0,433 \text{ [Ec. 4]}$$

Dependiendo del número de arenas presentes se calcula el valor de  $P_{wf}$ , para lo cual se observa las diferentes profundidades de las arenas y el gradiente de fluido para la arena más profunda.

$$P_{wf(arenaSUP)} = P_{wf(arenaINF)} - G_x \times (H_{arenaINF} - H_{arenaSUP}) \text{ [Ec. 5]}$$

Con el valor de  $P_{wf}$  calculado se determina el caudal y para el gradiente de fluido de la mezcla se utiliza la siguiente ecuación:

$$G_{mezcla} = \frac{Q_{arena1} \times G_{x1} + \dots + Q_{arenaN} \times G_{xN}}{Q_{arena1} + \dots + Q_{arenaN}} \text{ [Ec. 6]}$$

Para la elaboración de la curva IPR conjunta se toman los valores calculados con la presión variada al nivel más profundo y se registran dichos valores de  $P_{wf}$ , los caudales se suman.



## 2.4 Código de Programación

### 2.4.1 Cálculo de IPR individual y conjunto

Como es de conocimiento general para el desarrollo del proyecto se necesitan datos clave que son necesarios para poder realizar el cálculo tanto del IPR de las arenas individuales como el IPR del conjunto de ambas arenas, tanto para la arena superior como de la arena inferior:

- Presión actual del reservorio
- Presión del punto de burbuja
- Gravedad API del hidrocarburo producido
- Prueba estabilizada o Índice de Productividad
- Corte de agua de los fluidos producidos
- Profundidad

1. Inicialmente se importa librerías utilizadas a continuación con el fin de realizar las gráficas pertinentes, así como la presentación de las tablas. Además de la validación de que los datos sean numéricos.

```
import math
from matplotlib import pyplot as plt
from prettytable import PrettyTable

def check_decimal(number):
    res = number.replace('.', '', 1).isdigit()
    return res
```

**Gráfico 2. Importación de librerías y validación de datos.**

2. Código para leer el documento con los datos iniciales de las arenas, separando así los datos y almacenando los mismos en arreglos tipo diccionario, para poder utilizar los datos de forma ordenada a futuro.

```
ruta4 = "./DatosInicialesInferior.txt"
datosinf={}
with open(ruta4) as archivo:
    for line in archivo:
        data=line.strip("\n").split(",")
        if (len(data) > 1): # en caso de una línea en blanco
            if check_decimal(data[1]):
                datosinf[data[0]] = float(data[1])
            else:
                datosinf[data[0]] = data[1]
```

**Gráfico 3. Lectura y separación de datos.**

3. Se procede a calcular el caudal en el punto de burbuja con los datos iniciales, además se calcula la diferencia de profundidades entre ambas arenas y de esta forma poder calcular los gradientes correspondientes para cada arena y el gradiente general con la nueva variable de profundidad.

```
Qbsup = datossup.get('Jsup')*(datossup.get('Prsup')-datossup.get('Pbsup'))
Qbinf = datosinf.get('Jinf')*(datosinf.get('Prinf')-datosinf.get('Pbinf'))
Qbcon = datoscon.get('Jcon')*(datoscon.get('Prcon')-datoscon.get('Pbcon'))
H = datosinf.get('Profinf') - datossup.get('Profsup')
Gx = ((141.5)/(131.5+(datosinf.get('APIinf'))))*0.433
Gy = ((141.5)/(131.5+(datossup.get('APIsup'))))*0.433
Grad = Gx*H
```

**Gráfico 4. Cálculo de caudales.**

4. Con los datos en orden descendente desde la presión estática (Pws) de fondo hasta cero de la arena inferior se procede a calcular el QIP definido previamente.

```
listaQIP=[]
for j in range(len(lista1)):
    QIP = (datosinf.get('Jinf'))*((datosinf.get('Prinf'))-lista1[j])

    if lista1[j] <= datosinf.get('Pbinf'):
        listaQIP.append(QIP)
```

**Gráfico 5. Cálculo del QIP**

5. Se calcula QVOGEL con los datos de la arena inferior.

```
listaQvoginf = []
listaQTinf1 = []
for i in range(len(lista1)):
    if lista1[i] <= datosinf.get('Pbinf'):
        Qvoginf = Qbinf + ((datosinf.get('Jinf')*datosinf.get('Pbinf'))/1.8)*\
            (1-0.2*(lista1[i]/datosinf.get('Pbinf'))-0.8*(lista1[i]/datosinf.get('Pbinf'))**2)
        listaQvoginf.append(Qvoginf)
    else:
        QT = datosinf.get('Jinf')*(datosinf.get('Prinf')-lista1[i])
        listaQTinf1.append(QT)
```

**Gráfico 6. Cálculo del Qvog.**

6. Se calcula el QTOTAL que se considera para la elaboración de la curva IPR individual de la arena en cuestion, es decir la inferior.

```
listaQTinf2 = []
for i in range(len(listaQvoginf)):
    QT2 = listaQIP[i]*datosinf.get('WCinf')+(listaQvoginf[i]*(1-datosinf.get('WCinf')))
    listaQTinf2.append(QT2)

QTOTALinf = listaQTinf1+listaQTinf2
```

**Gráfico 7. Cálculo del QTotal.**

7. Cálculo de datos de QIP para la gráfica real cuando las arenas del pozo producían de forma conjunta.

```

listaQIP3=[]
for j in range(len(lista2)):
    QIP3 = (datoscon.get('Jcon'))*((datoscon.get('Prcon'))-lista2[j])

    if lista2[j] <= datoscon.get('Pbcon'):
        listaQIP3.append(QIP3)

listaQvogcon = []
listaQTcon1 = []
for i in range(len(lista2)):
    if lista2[i] <= datoscon.get('Pbcon'):
        Qvogcon = Qbcon + ((datoscon.get('Jcon')*datoscon.get('Pbcon'))/1.8)*\
            (1-0.2*(lista2[i]/datoscon.get('Pbcon'))-0.8*(lista2[i]/datoscon.get('Pbcon'))**2)
        listaQvogcon.append(Qvogcon)
    else:
        QTc = datoscon.get('Jcon')*(datoscon.get('Prcon'))-lista2[i]
        listaQTcon1.append(QTc)

listaQTcon2 = []
for i in range(len(listaQvogcon)):
    QTc2 = listaQIP3[i]*datoscon.get('WCcon')+(listaQvogcon[i]*(1-datoscon.get('WCcon')))
    listaQTcon2.append(QTc2)

QTOTALcon1 = listaQTcon1+listaQTcon2

```

#### Gráfico 8. Cálculo de caudales de producción conjunta con datos reales.

8. Se repiten los pasos 4, 5 y 6 con los datos de la arena superior y de esta forma elaborar la curva IPR individual de la arena superior.
9. Para comenzar con el calculo de la curva IPR compuesta se calcula el Pwf de la arena superior suponiendo el flujo de ambas en conjunto.

```

listaPwfsup=[]
for i in range(len(lista3)):
    Pwfsup = lista3[i]-Grad
    listaPwfsup.append(Pwfsup)

```

#### Gráfico 9. Cálculo del Pwf de la arena superior.

10. Se realiza el cálculo del caudal total, es decir el caudal que aportarán ambas arenas con la producción en conjunto, terminando con la variable QTOTAL, así como con la graficación de las curvas IPR tanto para la arena inferior, la arena superior y la conjunta del método.

```

listaQipT = []
listaQvT = []
for j in range(len(lista3)):
    if lista3[j] > datossup.get('Pbsup'):
        QipT1 = datosinf.get('Jinf')*(datosinf.get('Prinf')-lista3[j])
        QipT2 = datossup.get('Jsup')*(datossup.get('Prsup')-listaPwfsup[j])
        QipT = QipT1 + QipT2
        listaQipT.append(QipT)
    else:
        QvT1 = Qbinf + ((datosinf.get('Jinf')*datosinf.get('Pbinf'))/1.8)*\
            (1-0.2*(lista3[j]/datosinf.get('Pbinf'))-0.8*(lista3[j]/datosinf.get('Pbinf'))**2)
        QvT2 = Qbsup + ((datossup.get('Jsup')*datossup.get('Pbsup'))/1.8)*\
            [(1-0.2*(listaPwfsup[j]/datossup.get('Pbsup'))-0.8*(listaPwfsup[j]/datossup.get('Pbsup'))**2)]
        QvT = QvT1 + QvT2
        listaQvT.append(QvT)

```

**Gráfico 10. Cálculo de caudales con producción conjunta.**

11. Se realiza el cálculo total para la producción conjunta real, así como su posterior graficación para la comparación de esta curva IPR real con la obtenida mediante la metodología planteada.

```

listaQipT2 = []
listaQvT2 = []
for j in range(len(lista3)):
    if lista3[j] > datossup.get('Pbsup'):
        QipT3 = datoscon.get('Jcon')*(datoscon.get('Prcon')-lista3[j])
        QipT2 = datossup.get('Jsup')*(datossup.get('Prsup')-listaPwfsup[j])
        QipTo = QipT3 + QipT2
        listaQipT2.append(QipTo)
    else:
        QvT3 = Qbcon + ((datoscon.get('Jcon')*datoscon.get('Pbcon'))/1.8)*\
            (1-0.2*(lista3[j]/datoscon.get('Pbcon'))-0.8*(lista3[j]/datoscon.get('Pbcon'))**2)
        QvT2 = Qbsup + ((datossup.get('Jsup')*datossup.get('Pbsup'))/1.8)*\
            (1-0.2*(listaPwfsup[j]/datossup.get('Pbsup'))-0.8*(listaPwfsup[j]/datossup.get('Pbsup'))**2)
        QvTo = QvT3 + QvT2
        listaQvT2.append(QvTo)

listaQipT[0] = 0
listaQipT2[0] = 0
QTOTALconj = listaQipT+listaQvT
QTOTALconj2 = listaQipT2+listaQvT2

```

**Gráfico 11. Cálculo de caudales con producción conjunta en base a datos reales.**

## 2.4.2 Cálculo de declinación

Para el desarrollo de esta parte del proyecto se necesitan datos clave que son necesarios para poder realizar el análisis de declinación de las arenas individuales tanto para la arena superior como de la arena inferior:

- Caudal de producción anual
- Tiempo de producción

1. Inicialmente se importa librerías utilizadas a continuación con el fin de realizar las gráficas pertinentes, así como la presentación de las tablas.

```
import math
from tabulate import tabulate
from prettytable import PrettyTable
from matplotlib import pyplot as plt
```

**Gráfico 12. Importación de librerías.**

2. Código para leer el documento con los datos iniciales de las arenas, separando así los datos y almacenando los mismos en listas, para poder utilizar los datos de forma ordenada a futuro.

```
ruta = "./DatosD1.1.txt"
lista1=[]
lista2=[]
with open(ruta) as archivo:
    for line in archivo:
        data=line.strip("\n").split(",")
        if(len(data)>1):
            lista1.append(int(data[0]))
            lista2.append(float(data[1]))
```

**Gráfico 13. Lectura y separación de datos.**

3. Comprobación de que los datos estén correctos para poder realizar el análisis.

```

q1= math.sqrt(lista2[0]*lista2[len(lista2)-1])
ind1=0
ind2=0

indice =0
condicion = False

while not condicion:
    if(q1==lista2[indice]):
        ind2 = ind1 = indice
        condicion=True
    else:
        ind1 = indice
        ind2 = indice + 1
        condicion = (q1 <= float(lista2[ind1]) and q1>= float(lista2[ind2]))
    indice = indice + 1

```

**Gráfico 14. Validación de datos.**

#### 4. Presentacion de datos iniciales de la arena.

```

ta=lista1[ind1]
tb=lista1[ind2]
qa=lista2[ind1]
qb=lista2[ind2]
q2=lista2[len(lista2)-1]
t2=lista1[len(lista2)-1]
qi=lista2[0]
t1=0
XX = PrettyTable()
XX.add_column('Tiempo [años]', lista1)
XX.add_column('Q [bb1/d]', lista2)
print(XX)
print("\n")

```

**Gráfico 15. Cálculo del caudal y presentación de datos.**

## 5. Método iterativo de Newton-Raphson para el análisis del tipo de declinación de la arena.

```
if(ind1!=ind2):
    t1=(q1-qa)*((tb-ta)/(qb-qa))+ta
else:
    t1=lista1[ind1]
nki = input('Ingrese el valor de nk:')
nk = float(nki)
nkuno =0
tabla=[]
for j in range(len(lista1)):
    listaFnk=[]
    Fnk=0
    Fpnk=0

    if(j==0):
        Fnk=(t2*math.pow(qi/q1, nk))-(t1*math.pow(qi/q2, nk))-(t2-t1)
        Fpnk=((t2*math.pow(qi/q1, nk))*math.log(qi/q1))-((t1*math.pow(qi/q2, nk))*math.log(qi/q2))
        nkuno = nk - (Fnk/Fpnk)
    else:
        Fnk = (t2*math.pow(qi/q1, nkuno))-(t1*math.pow(qi/q2, nkuno))-(t2-t1)
        Fpnk = ((t2*math.pow(qi/q1, nkuno))*math.log(qi/q1))-((t1*math.pow(qi/q2, nkuno))*math.log(qi/q2))
        nkuno = nkuno - (Fnk/Fpnk)
```

**Gráfico 16. Método de Newton-Raphson para el cálculo del exponente de declinación n.**



## 6. Presentación de resultados y gráficas pertinentes.

```
listaFnk.append(Fnk)
listaFnk.append(Fpnk)
listaFnk.append(nkuno)
tabla.append(listaFnk.copy())
| listaFnk.clear()

def log(x):
| return math.log(x,10)

lista2b=lista2.copy()
lista2b = list(map(log,lista2b))

print(tabulate(tabla, headers=["Fnk", "F'nk", "nk+1"]))
print("-"*33)
print("\n")
D=((math.log(q1/q2))/12)
Di = (D/((q2/q1)**nkuno))
print("El valor de qi [bbl/d] es igual a:", qi)
print("El valor de Di [1/años] es igual a:", Di)
print("El valor de n es igual a:", nkuno)
print("\n")
print("-"*110)
plt.plot(lista1,lista2)
plt.xlabel('T [años]')
plt.ylabel('Q [bbl/d]')
plt.show()
```

**Gráfico 17. Presentación de gráficas y resultados.**

# CAPÍTULO 3

## 3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

### 3.1 Selección de pozos idóneos

Según la metodología y los objetivos previamente planteados para la construcción del modelo para realizar el cálculo de la curva IPR conjunta mostrado en el capítulo anterior se demostrará con dos ejemplos claros en los cuales se ha sido muy minucioso al momento de escoger dichos pozos con dichos yacimientos por las características presentadas de cada pozo.

Según (Galavís Borden, 2002) se deben cumplir con tres premisas iniciales antes de empezar a realizar el análisis el cual consiste en que el pozo petrolero deberá presentar:

- Reservas remanentes entre 50 y 400 MMbbls
- Gravedad API mayor a 17
- Factor de recobro mayor al 4%

Las premisas descritas indican que un pozo con reservas mayores a 400 MMbbls indica un pozo que en muchas de las ocasiones se encuentra con proyectos de reacondicionamiento para tratar de obtener la mayor cantidad de hidrocarburos en superficie caso contrario a menores de 400 MMbbls no se ha planificado o se tiene en mente un reacondicionamiento por la poca cantidad de hidrocarburo presente lo que indicaría un índice de productividad bajo de los mismos lo que hace que se tenga en como propuesta analizar la posibilidad de implementar otra arena más y mejorar así el Índice de Productividad inicial. Por otra parte, si se tienen reservas menores a los 50 MMbbls existe la posibilidad de que el pozo se encuentre muy maduro y en un proceso de agotamiento fuerte por lo que la probabilidad de un flujo cruzado (crossflow) incrementaría notablemente, lo que significaría un riesgo para la producción conjunta que se busca.

Lo que respecta a la gravedad API de los fluidos se entiende que al contemplar la posibilidad de producir dos fluidos de diferentes arenas se espera que el fluido no sea demasiado viscoso, ya que teniendo en cuenta un fluido con una gravedad API menor a los 17 grados, indicaría un fluido pesado el cual dificultaría la producción natural del mismo, teniendo que implementar otros mecanismos para lograr el aumento de la gravedad API y el fluido tenga esa tendencia a fluir de una forma menos compleja.

El caso del factor de recobro superior al 4% indica un pozo en el que al menos existe la posibilidad de realizar un trabajo de reacondicionamiento, teniendo en cuenta que factores de recobro menores resultan muy poco rentables además de poco atractivos para inversionistas por los resultados de producción que representan.

Luego de comprobar dichas premisas se seleccionó dos pozos posibles candidatos para realizar un análisis de producción tanto de sus arenas individuales como de sus arenas conjuntas según la metodología planteada.

El dato indispensable para realizar el análisis de la metodología conjunta donde se tiene tanto como para la arena inferior (Napo M1) como para la arena superior (Basal Tena) la presión estática de fondo (Pws), el punto de burbuja (Pb), gravedad del fluido (API), el índice de productividad que comúnmente se obtiene de una prueba estabilizada en este caso de tipo Buildup (J), el corte de agua (WC) y la profundidad de cada arena en mediciones TVD, es decir, de profundidad verdadera vertical.

### 3.1.1 Pozo VESPOL-018

**Tabla 1. Datos del pozo VESPOL-018**

Nombre	VESPOL-018		
	NAPO M1	BASAL TENA	
Arenas	Arena inferior	Arena superior	Unidad
Pws (Pr)	1700	1700	psi
Pb	480	415	psi
API	21.76	18.96	API
J (IP)	0.527	0.397	BFD/PSI
WC	0.7	0.61	/1
Profundidad	8210	7874	ft

El pozo VESPOL-018 tiene una presión estática de fondo relativamente baja para ambas arenas correspondiente a 1700 psi, pozo subsaturado considerando los parámetros de producción de presión por encima del punto de burbuja además con fluidos de gravedad API entre pesado y mediano con ascendencia a mediano, así mismo con un índice de productividad un tanto bajo para ambas arenas debido a las condiciones del pozo y con cortes de agua relativamente altos esto debido a la presencia de acuíferos en el sector, con profundidades estándares de 8000 ft según los históricos de producción y cañoneo de la Cuenca Oriente Ecuatoriana.

### 3.1.2 Pozo VESPOL-027

**Tabla 2. Datos del pozo VESPOL-027**

Nombre	VESPOL-027		
	U INFERIOR	U SUPERIOR	
Arenas	Arena inferior	Arena superior	Unidad
Pws (Pr)	2967	3300	psi
Pb	610	645	psi
API	26.67	26.9	API
J (IP)	3.397	2.92	BFD/PSI
WC	0.62	0.71	/1
Profundidad	8438	8384	ft

El pozo VESPOL-027 tiene una presión estática de fondo alta, tomando en cuenta valores estándar de la Cuenca Oriente Ecuatoriana, pozo subsaturado considerando los parámetros de producción de presión por encima del punto de burbuja con fluidos de gravedad API entre mediano y ligero con una leve ascendencia a ligero, así mismo con un índice de productividad muy bueno que oscila los 3 bbl/d/psi lo que hace concordancia a la presión estática que a su vez es elevada y con cortes de agua relativamente altos esto debido a la presencia de acuíferos en el sector, con profundidades estándares de 8400 ft según los históricos de producción y cañoneo de la Cuenca Oriente Ecuatoriana.

## 3.2 Cálculo de Inflow Performance Relationship (IPR)

A continuación, se muestra el resultado al momento de ejecutar el código de programación previamente desarrollado donde muestra que pozo se encuentra analizando, así como también la data principal de cada arena la cual se leyó de archivos ingresados en la misma carpeta en la que se encuentra el archivo de tipo “.py” correspondiente al lenguaje de programación utilizado es decir Python.

### 3.2.1 Pozo VESPOL-018

```
-----  
Datos del pozo analizado  
Nombre del pozo: VESPOL-018  
-----  
Datos de la arena inferior  
Nombre: Napo M1  
Profundidad (ft): 8210.0  
Gravedad API: 21.76  
Presión de reservorio (psi): 1700.0  
Presión de burbuja (psi): 480.0  
Índice de productividad: 0.527  
Corte de agua: 0.7  
Profundidad a la que se ubica (ft): 8210.0  
-----
```

**Gráfico 18. Visualización de los datos del pozo VESPOL-018 en Python**

El Gráfico 19 hace referencia a los datos que según la metodología planteada realiza el calculo de el caudal producido según valores aleatorios de Presion de fondo fluyente (Pwf) los cuales varían en un rango desde el punto de Presion estatica de fondo (Pws) pasando por el punto de burbuja y terminando en cero donde dicho valor es conocido como AOF(Absolute Open Flow), es decir, el punto de caudal maximo posible de la arena en cuestion.

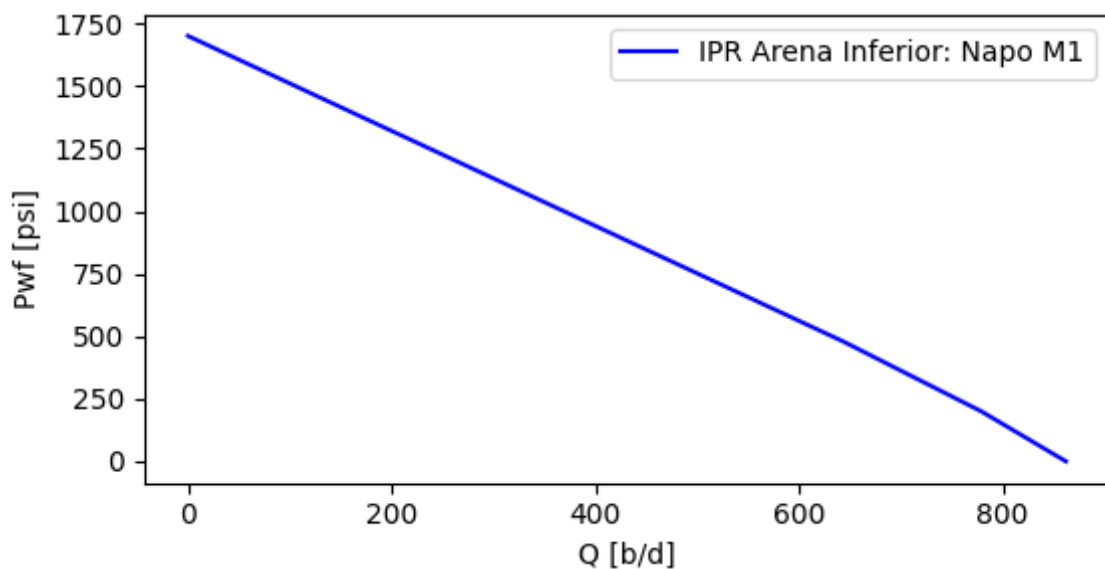
```

-----
Valores de presión y caudal para la arena inferior
+-----+-----+
|      Q      | Pwf |
+-----+-----+
|      0.0     | 1700.0 |
|     158.1    | 1400.0 |
|     316.2    | 1100.0 |
|     474.3    |  800.0 |
|     632.4    |  500.0 |
|     642.94   |  480.0 |
| 779.0231111111111 | 200.0 |
|     862.172  |   0.0 |
+-----+-----+

```

**Gráfico 19. Visualización de la tabla de resultados de presión y caudal para la arena inferior en Python.**

La curva IPR de la arena inferior Napo M1 muestra un comportamiento bastante lineal con un AOF de 862.172 bbl/d.



**Gráfico 20. Curva IPR de la arena inferior Napo M1**

Asi mismo se repite el mismo procemiento que se puede observar en la figura a continuacion para la arena superior.

```

-----
Datos de la arena superior
Nombre: Basal Tena
Profundidad (ft): 7874.0
Gravedad API: 18.96
Presión de reservorio (psi): 1700.0
Presión de burbuja (psi): 415.0
Índice de productividad: 0.397
Corte de agua: 0.61
Profundidad a la que se ubica (ft): 7874.0
-----

```

**Gráfico 21. Visualización de los datos de la arena superior Basal Tena en Python.**

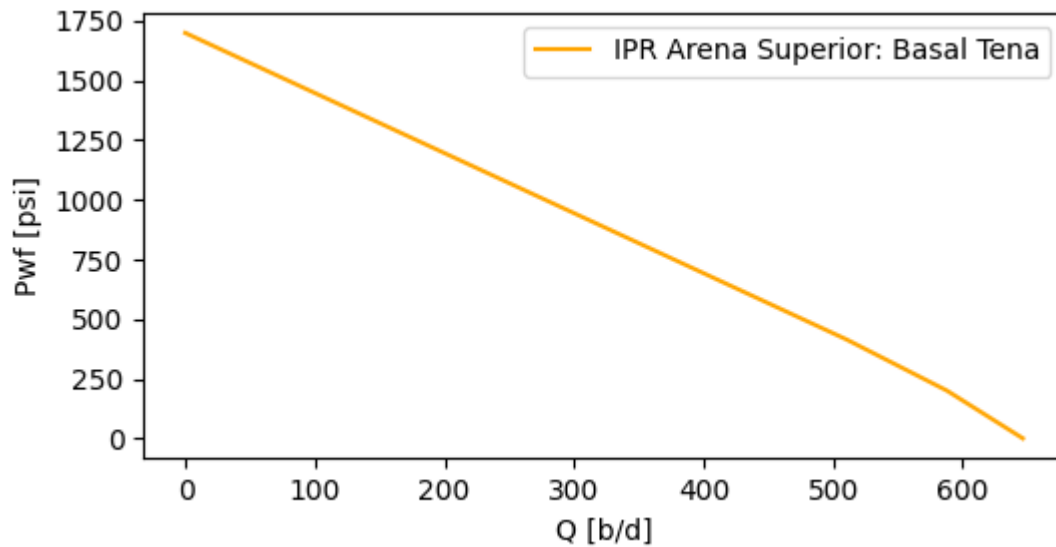
```

-----
Valores de presión y caudal para la arena superior
+-----+-----+
|          Q          | Pwf |
+-----+-----+
|          0.0          | 1700.0 |
| 119.10000000000001 | 1400.0 |
| 238.20000000000002 | 1100.0 |
|          357.3          | 800.0 |
| 476.40000000000003 | 500.0 |
|          510.145          | 415.0 |
| 587.835189558233 | 200.0 |
| 646.34246666666666 | 0.0 |
+-----+-----+

```

**Gráfico 22. Visualización de la tabla de resultados de presión y caudal de la arena superior en Pyhton.**

La curva IPR de la arena superior Basal Tena tambien presenta un comportameinto lineal a diferencia que se tiene un AOF de 646.342 bbl/d.



**Gráfico 23. Curva IPR para la arena superior Basal Tena.**

```

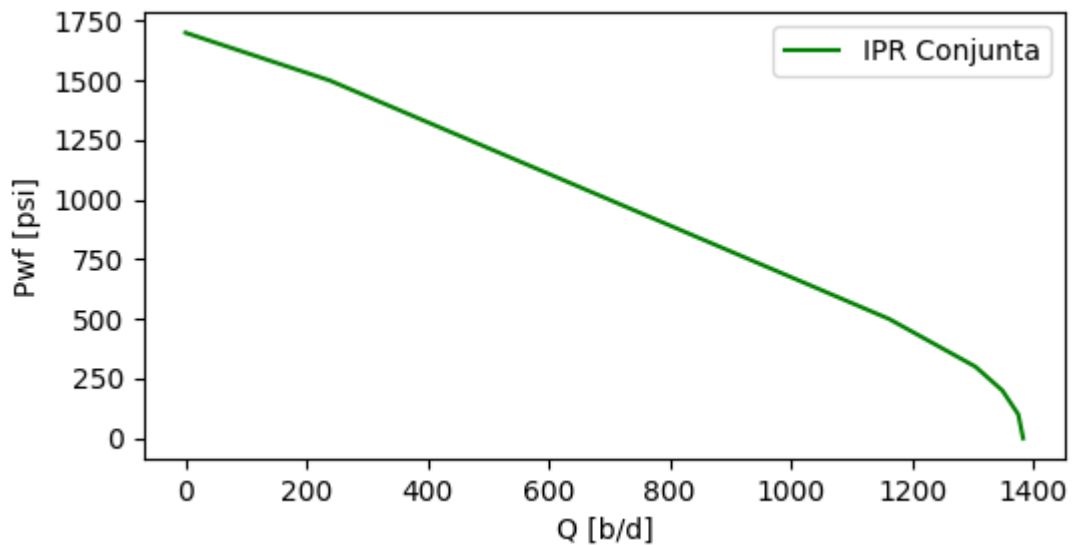
-----
Valores de presión y caudal con producción conjunta (código)
+-----+-----+
|      QT      | Pwf |
+-----+-----+
|      0      | 1700.0 |
| 238.12677243899253 | 1500.0 |
| 376.72677243899255 | 1350.0 |
| 515.3267724389925  | 1200.0 |
| 700.1267724389927  | 1000.0 |
| 1162.1267724389927 | 500.0  |
| 1304.6872490722035 | 300.0  |
| 1349.188364301692  | 200.0  |
| 1375.426873551707  | 100.0  |
| 1383.4027768222486 | 0.0    |
+-----+-----+

```

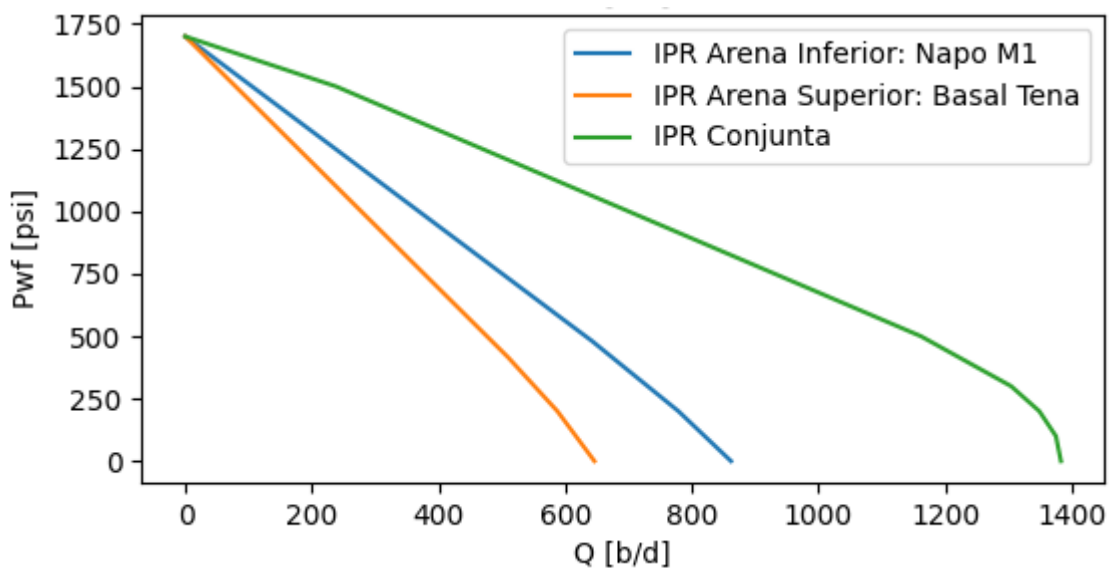
**Gráfico 24. Visualización de la tabla de resultados de presión y caudal con producción conjunta.**

La curva IPR conjunta presenta un comportamiento lineal con ciertas variaciones leves al pasar por presiones inferiores a los puntos de burbuja llegando un AOF de 1383.40 bbl/d.





**Gráfico 25. Curva IPR de producción conjunta elaborada en Python.**



**Gráfico 26. Comparación de las tres curvas IPR, arena inferior, superior y conjunta.**

Como se puede observar en el Gráfico 26, se tiene la curva IPR tanto de la arena inferior Napo M1, la arena superior Basal Tena y el conjunto. Es bastante claro notar que las 3 curvas parten del mismo punto esto es debido a que tanto la arena inferior como la superior tiene la misma presión estática de fondo pero esto no significa que terminen en el mismo punto ya que visualmente se puede corroborar que en términos de AOF la arena superior es de menor rendimiento, luego la arena inferior y sin duda la curva conjunta donde según la metodología aplicada expone el

desplazamiento de las curvas hacia la derecha siendo esto un indicador de notable mejora en terminos de Indice de Productividad como de AOF, esto es indiscutible ya que se considera la produccion de dos arenas por lo tanto denota un comportamiento normal que el caudal incremente considerablemente.

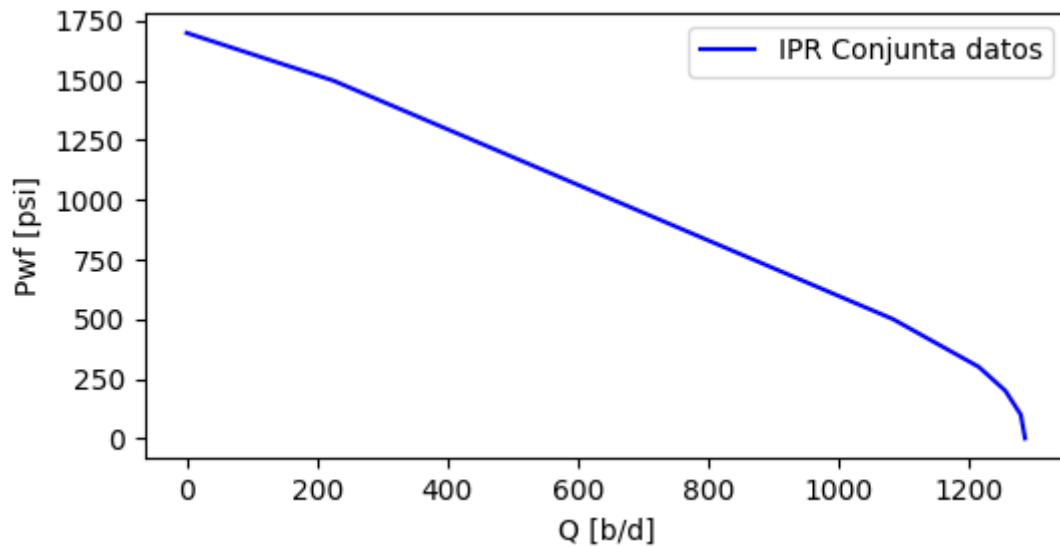
Posteriori se realiza el cálculo de la curva IPR conjunta real, es decir, el comportamiento del pozo en condiciones reales cuando tanto la arena inferior (M1) como la arena superior (Basal Tena) se encontraron produciendo, el propósito de este análisis es el de comparar el comportamiento real de la curva con el generado por la metodología de este trabajo.

```

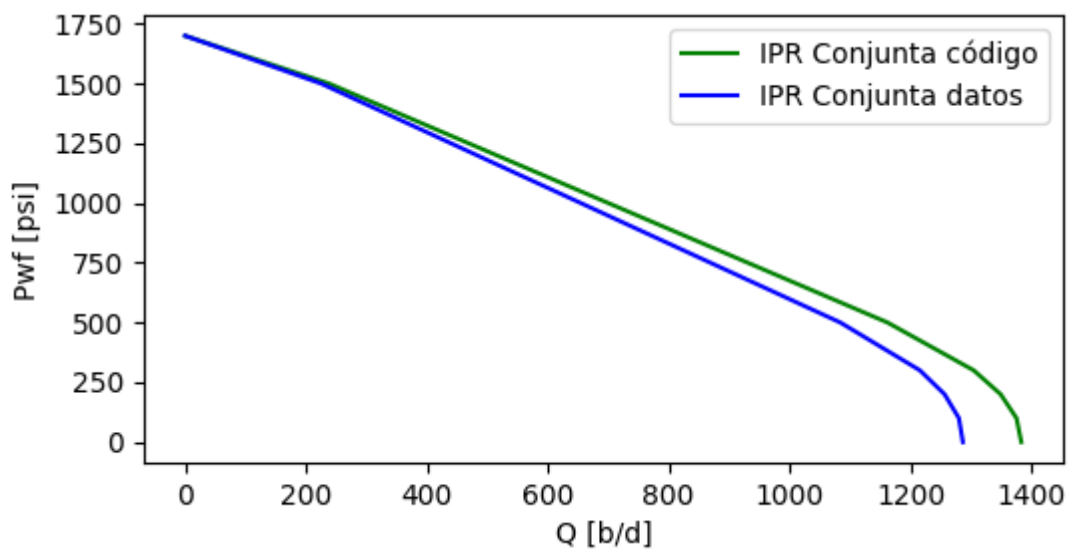
-----
Valores de presión y caudal con producción conjunta (reales)
+-----+-----+
|          QT          | Pwf |
+-----+-----+
|          0          | 1700.0 |
| 225.12677243899253 | 1500.0 |
| 353.97677243899255 | 1350.0 |
| 482.8267724389925  | 1200.0 |
| 654.6267724389927  | 1000.0 |
| 1084.1267724389927 | 500.0  |
| 1215.6372490722033 | 300.0  |
| 1256.4068828202103 | 200.0  |
| 1280.1176142924478 | 100.0  |
| 1286.7694434889152 | 0.0    |
+-----+-----+

```

**Gráfico 27. Datos de presión y caudal reales para producción conjunta.**



**Gráfico 28. Curva IPR conjunta elaborada con datos reales.**



**Gráfico 29. Comparación de curvas IPR conjuntas con datos reales y elaboradas en código.**

Como se puede observar la curva generada mediante la metodología la cual se puede identificar como “IPR Conjunta código” (curva color verde) tiene un comportamiento muy similar a la curva de los datos reales de producción conjunta “IPR Conjunta datos” (curva color azul), teniendo la misma monotonía así como la misma tendencia con una variación máxima de 96.63 bbls de caudal en el punto máximo (AOF) lo que corresponde a una variación porcentual correspondiente a 6.98% o menor llegando a 0 conforme se acerca a una Pwf de 0 psi.

### 3.2.2 Pozo VESPOL-027

```
-----  
Datos del pozo analizado  
Nombre del pozo: VESPOL-027  
-----  
Datos de la arena inferior  
Nombre: U Inferior  
Profundidad (ft): 8438.0  
Gravedad API: 26.67  
Presión de reservorio (psi): 2967.0  
Presión de burbuja (psi): 610.0  
Índice de productividad: 3.397  
Corte de agua: 0.62  
Profundidad a la que se ubica (ft): 8438.0  
-----
```

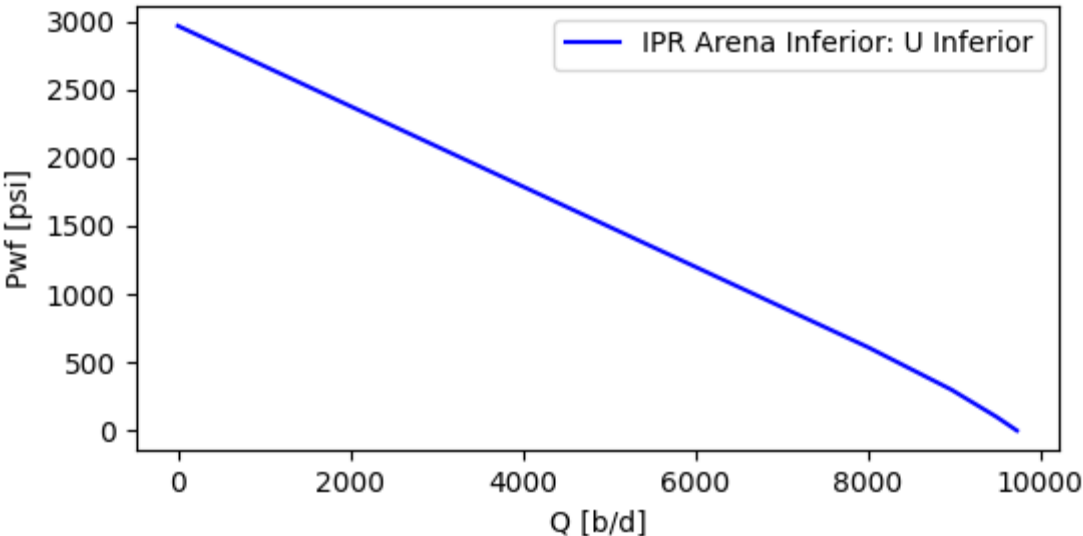
**Gráfico 30. Visualización de los datos del pozo VESPOL-027 en Python.**

La tabla hace referencia a los datos que según la metodología planteada realiza el calculo de el caudal producido según valores aleatorios de Presion de fondo fluyente (Pwf) los cuales varían en un rango desde el punto de Presion estatica de fondo (Pws) pasando por el punto de burbuja y terminando en cero donde dicho valor es conocido como AOF(Absolute Open Flow), es decir, el punto de caudal maximo posible de la arena en cuestion.

```
-----  
Valores de presión y caudal para la arena inferior  
+-----+-----+  
|      Q      | Pwf |  
+-----+-----+  
|      0.0     | 2967.0 |  
|    4303.999  | 1700.0 |  
| 5323.098999999999 | 1400.0 |  
| 6681.898999999999 | 1000.0 |  
| 8006.728999999999 | 610.0 |  
| 8969.415287067393 | 300.0 |  
| 9494.570449180326 | 100.0 |  
| 9728.932511111111 | 0.0 |  
+-----+-----+
```

**Gráfico 31. Visualización de los valores de presión y caudal para la arena inferior en Python.**

La curva IPR de la arena inferior, U inferior muestra un comportamiento bastante lineal con un AOF de 9728.93 bbl/d.



**Gráfico 32. Curva IPR para la arena U inferior.**

```

-----
Datos de la arena superior
Nombre: U Superior
Profundidad (ft): 8384.0
Gravedad API: 26.9
Presión de reservorio (psi): 3300.0
Presión de burbuja (psi): 645.0
Índice de productividad: 2.92
Corte de agua: 0.71
Profundidad a la que se ubica (ft): 8384.0
-----

```

**Gráfico 33. Visualización de los datos de la arena U superior en Python.**

```

-----
Valores de presión y caudal para la arena superior
+-----+-----+
|      Q      | Pwf |
+-----+-----+
|      0.0     | 3300.0 |
|    3796.0    | 2000.0 |
|    5256.0    | 1500.0 |
|    7008.0    |  900.0 |
| 7752.599999999999 | 645.0 |
| 8432.975593453919 | 400.0 |
| 8936.453009474591 | 200.0 |
| 9393.250666666667 |  0.0 |
+-----+-----+

```

**Gráfico 34. Visualización de los datos de presión y caudal para la arena superior en Python.**

La curva IPR de la arena superior, U superior tambien presenta un comportamiento lineal a diferencia que se tiene un AOF de 9393.25 bbl/d.

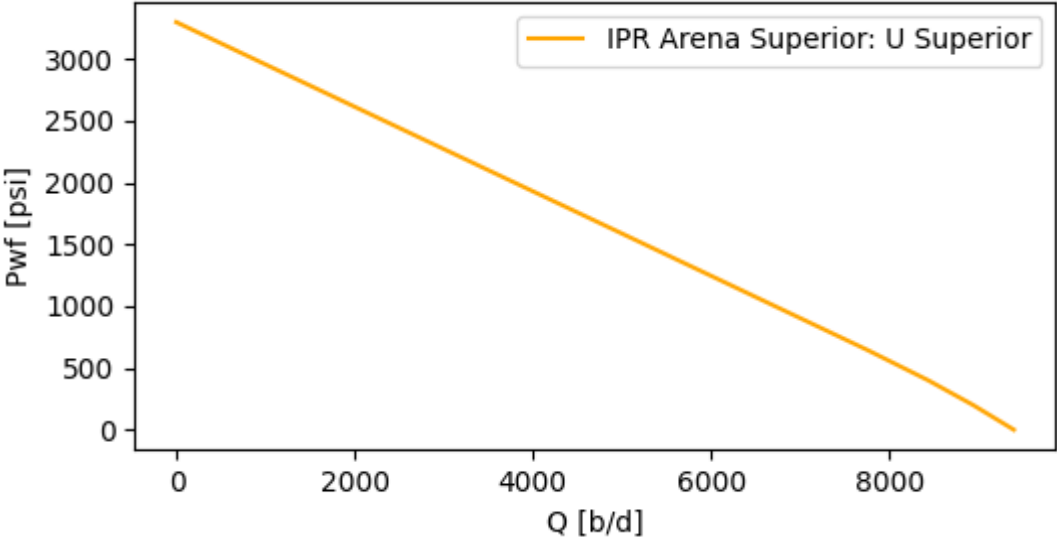


Gráfico 35. Curva IPR para la arena U superior.

```

-----
Valores de presión y caudal con producción conjunta (código)
+-----+-----+
|      QT      | Pwf |
+-----+-----+
|      0      | 2967.0 |
| 7773.678691218309 | 1900.0 |
| 10300.478691218308 | 1500.0 |
| 12195.57869121831 | 1200.0 |
| 13458.978691218308 | 1000.0 |
| 15976.788503448288 | 600.0 |
| 17373.6206936338 | 300.0 |
| 17659.747259394084 | 200.0 |
| 17856.131743003596 | 100.0 |
| 17962.774144462335 | 0.0 |
+-----+-----+

```

Gráfico 36. Visualización de los valores de presión y caudal con producción conjunta en Python.

La curva IPR conjunta presenta un comportamiento lineal con ciertas variaciones leves al pasar por presiones inferiores a los puntos de burbuja llegando un AOF de 17962.77 bbl/d.

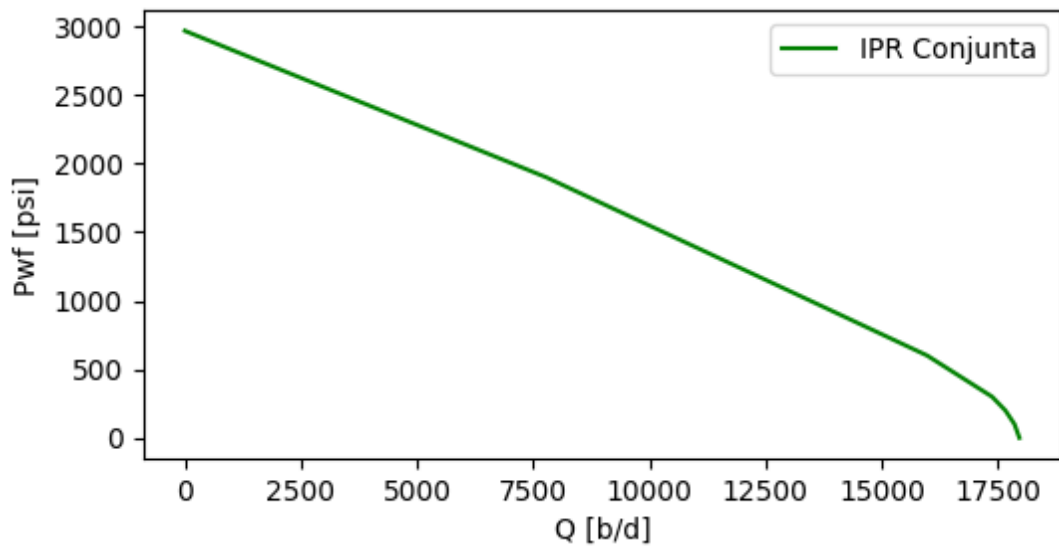


Gráfico 37. Curva IPR conjunta elaborada en Python.

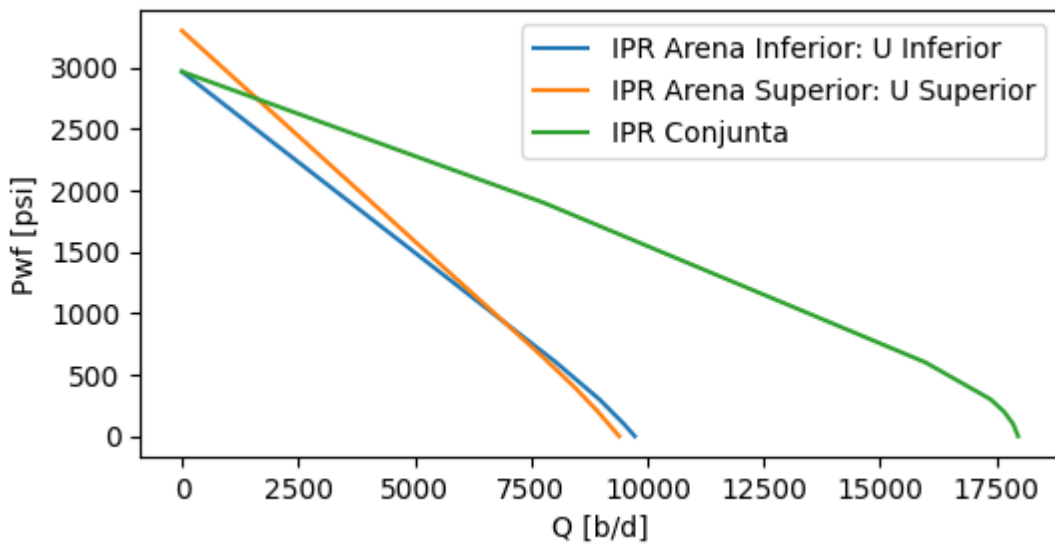


Gráfico 38. Comparación de las tres curvas IPR, superior, inferior y conjunta.



Como se puede observar en la Figura, se tiene la curva IPR tanto de la arena U inferior, la arena U superior y el conjunto. En la figura se puede observar que a diferencia del pozo VESPOL-018 las tres curvas no parten del mismo punto y esto se explica desde la base de la metodología de construcción del IPR compuesto propuesto por Ferrer (1998) donde se toma como punto de partida de la curva IPR de producción conjunta la presión estática de fondo menor entre las arenas con el fin de evitar el flujo cruzado y que exista una migración de fluidos desde una arena hacia la otra en lugar de fluir de forma regular mediante el tubing hacia superficie.

En cambio como similitud con el pozo VESPOL-018 visualmente se puede corroborar que en términos de AOF la arena superior es de menor rendimiento, luego la arena inferior y sin duda la curva conjunta donde según la metodología aplicada expone el desplazamiento de las curvas hacia la derecha siendo esto un indicador de notable mejora en términos de Índice de Productividad como de AOF, esto es indiscutible ya que se considera la producción de dos arena por lo tanto denota un comportamiento normal que el caudal incremente considerablemente.

Por otra parte a diferencia del pozo VESPOL-018 se puede denotar que el caudal de producción para el pozo VESPOL-027 es muy superior esto se debe a que la presión estática de fondo del pozo aquí analizado es muy mayor que el pozo VESPOL-018, además teniendo en cuenta que según la data analizada la presencia del acuífero en este pozo es muy influyente lo que se puede observar a su vez en los caudales mucho mayores según como varían las presiones de fondo fluyente para el pozo VESPOL-027.

Posteriori se realiza el cálculo de la curva IPR conjunta real, es decir, el comportamiento del pozo en condiciones reales cuando tanto la arena inferior (M1) como la arena superior (Basal Tena) se encontraron produciendo, el propósito de este análisis es el de comparar el comportamiento real de la curva con el generado por la metodología de este trabajo.

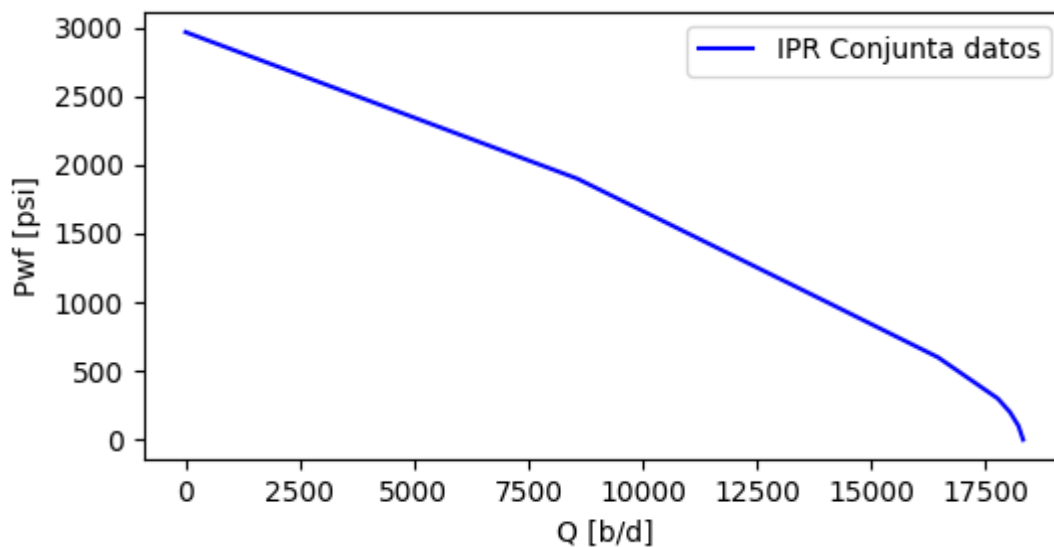
-----

Valores de presión y caudal con producción conjunta (reales)

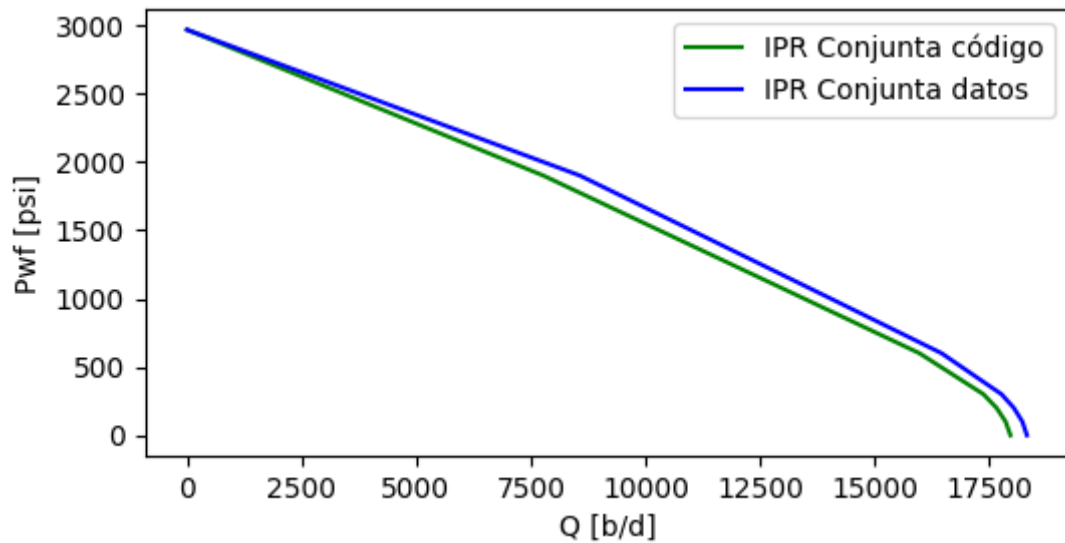
QT	Pwf
0	2967.0
8570.97969121831	1900.0
11002.37969121831	1500.0
12825.929691218309	1200.0
14041.62969121831	1000.0
16459.879798699698	600.0
17768.127600779982	300.0
18036.67187244671	200.0
18221.44697960009	100.0
18322.452922240114	0.0

-----

**Gráfico 39. Visualización de los datos de presión y caudal con producción conjunta.**



**Gráfico 40. Curva IPR conjunta elaborada con datos reales.**



**Gráfico 41. Comparación de las curvas IPR con datos reales y elaborados con el código.**

Como se puede observar la curva generada mediante la metodología la cual se puede identificar como “IPR Conjunta código” (curva color verde) tiene un comportamiento muy similar a la curva de los datos reales de producción conjunta “IPR Conjunta datos” (curva color azul), teniendo la misma monotonía así como la misma tendencia con una variación máxima de 359.68 bbls de caudal en el punto máximo (AOF) lo que corresponde a una variación porcentual correspondiente a 1.96% o menor llegando a 0 conforme se acerca a una Pwf de 0 psi.

### 3.3 Análisis de Declinación

#### 3.3.1 Pozo VESPOL-018

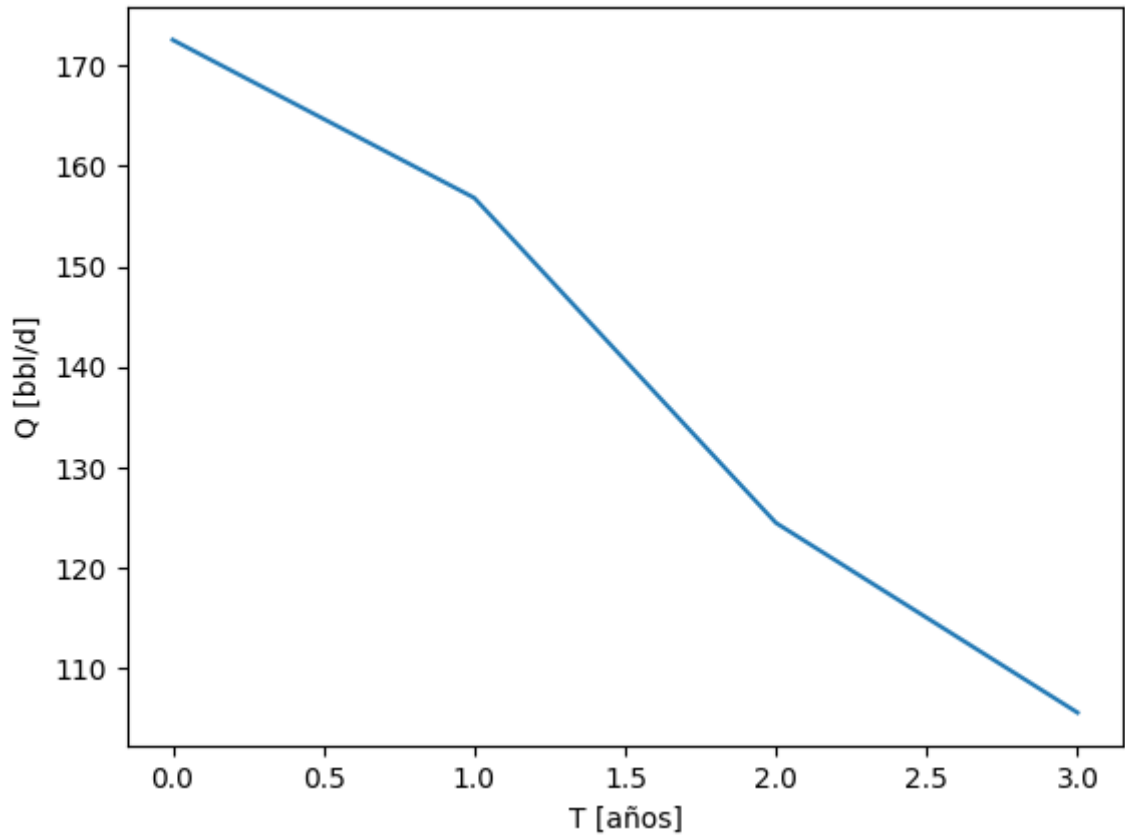
- Arena Inferior (Napo M1)

```
+-----+-----+
| Tiempo [años] | Q [bbl/d] |
+-----+-----+
|      0      | 172.56 |
|      1      | 156.84 |
|      2      | 124.5  |
|      3      | 105.62 |
+-----+-----+
```

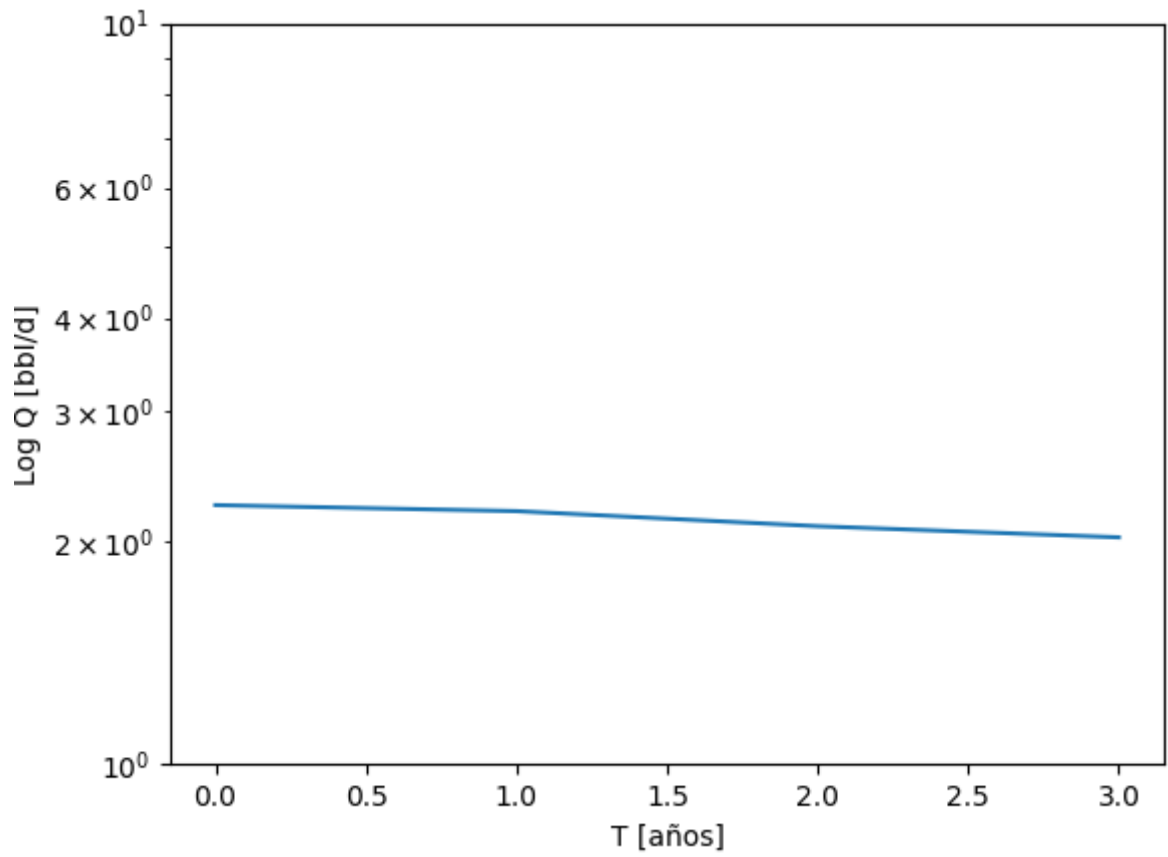
```
Ingrese el valor de nk:0.5
          Fnk          F'nk          nk+1
-----
-0.0743231  -0.218654  0.160088
-0.0167357  -0.123747  0.0248463
-0.00220655 -0.0916097  0.000759882
-6.54311e-05 -0.0861916  7.47107e-07
-----
```

```
El valor de qi [bbl/d] es igual a: 172.56
El valor de Di [1/años] es igual a: 0.02045405603421038
El valor de n es igual a: 7.47106681218382e-07
```

**Gráfico 42. Visualización de los datos de tiempo y caudal del pozo VESPOL-018 de la arena inferior en Python y el cálculo del exponente de declinación n.**



**Gráfico 43. Curva Q [bbl/d] vs T [años] de la arena inferior del pozo VESPOL-018.**



**Gráfico 44. Curva Log Q [bbl/d] vs. T [años] de la arena inferior del pozo VESPOL-018.**

- **Arena Superior (Basal Tena)**

```

+-----+-----+
| Tiempo [años] | Q [bbl/d] |
+-----+-----+
|      0      | 112.54 |
|      1      | 101.23 |
|      2      | 82.47  |
|      3      | 51.23  |
|      4      | 39.51  |
|      5      | 22.56  |
+-----+-----+

```

**Gráfico 45. Visualización de los datos de tiempo y caudal de la arena superior del pozo VESPOL-018 en Python.**

```

Ingrese el valor de nk:0.5
          Fnk          F'nk          nk+1
-----
-1.3167      -5.02197      0.237811
-0.377065    -2.37114      0.0787885
-0.0878778   -1.32292      0.0123616
-0.0117242   -0.978043     0.000374199
-0.000344253 -0.920853     3.57966e-07
-3.29004e-07 -0.919093     3.27333e-13
-----

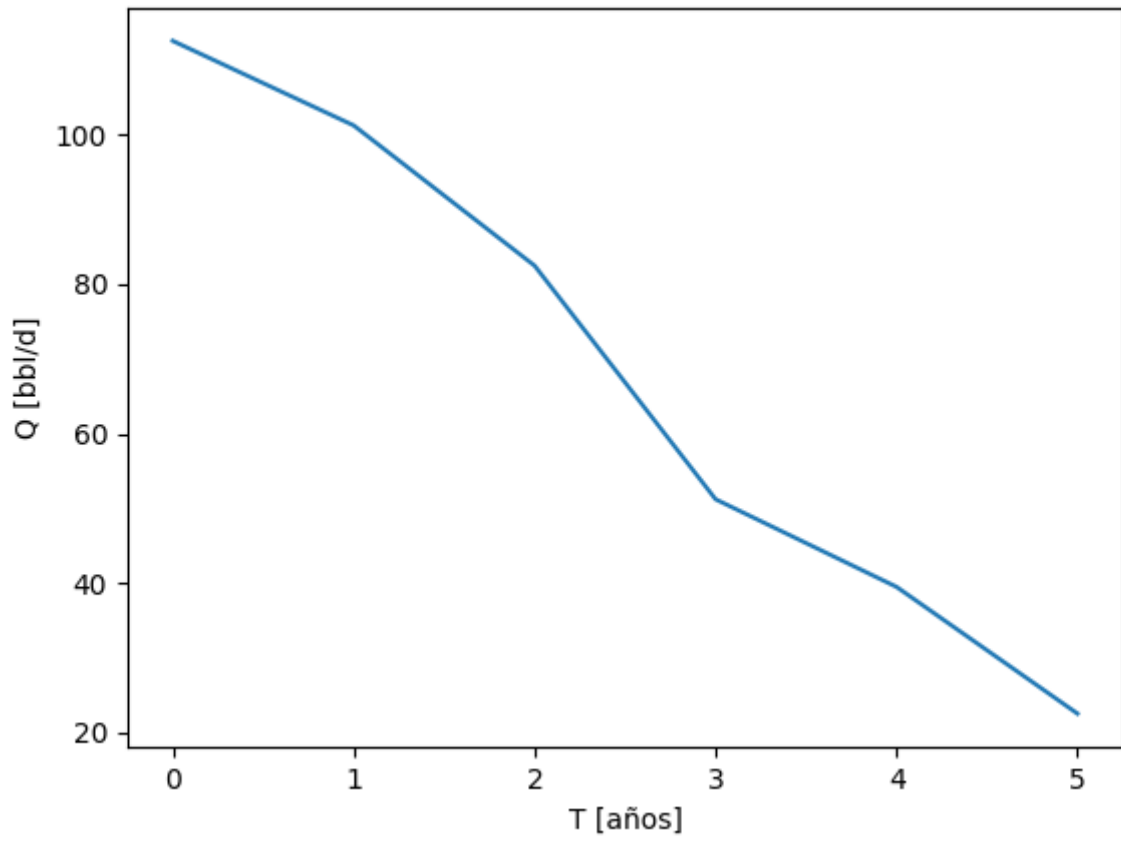
```

```

El valor de qi [bbl/d] es igual a: 112.54
El valor de Di [1/años] es igual a: 0.0669637619739874
El valor de n es igual a: 3.273334947334856e-13

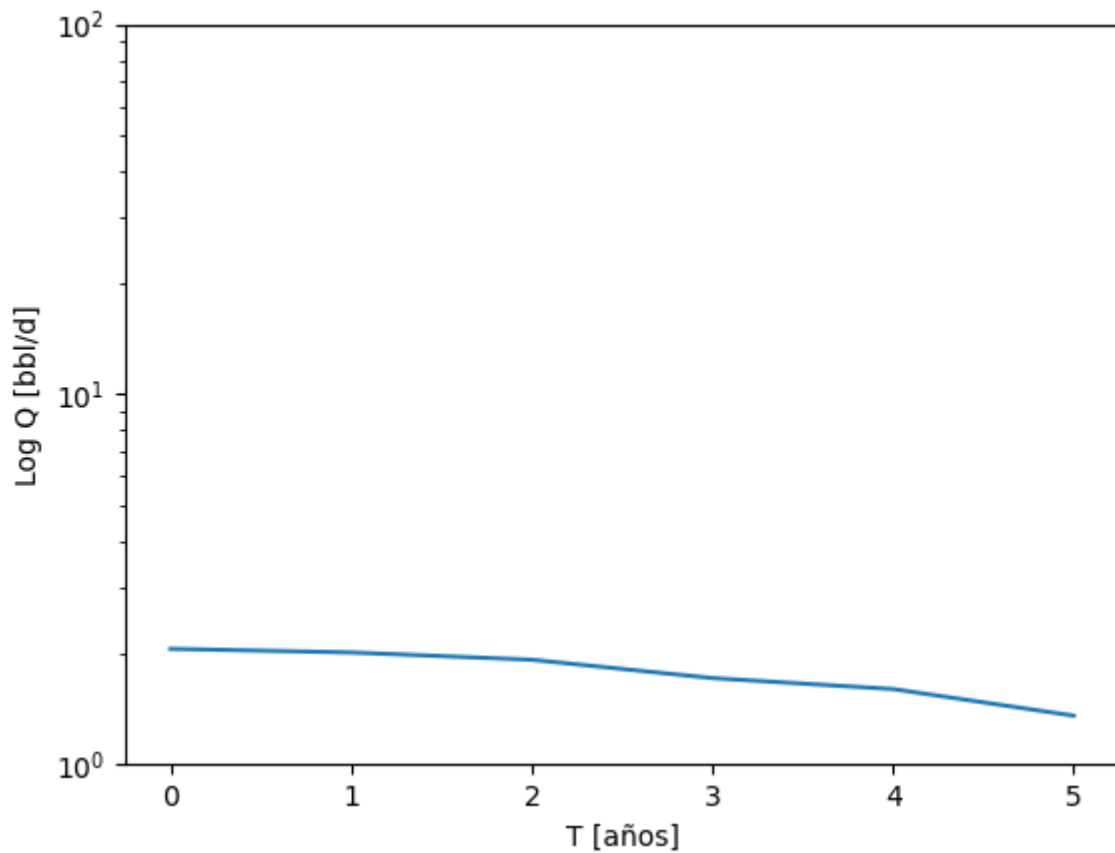
```

**Gráfico 46. Cálculo del exponente de declinación n de la arena superior del pozo VESPOL-018.**



**Gráfico 47. Curva Q [bbl/d] vs. T [años] para la arena superior del pozo VESPOL-018.**





**Gráfico 48. Curva Log Q [bbl/d] vs. T [años] para la arena superior del pozo VESPOL-018.**

Tanto para la arena Napo M1 como para la arena Basal Tena del pozo VESPOL-018 se tiene un análisis de declinación de tipo exponencial con valores de tendencia a cero, este modelo demuestra el modelo menos optimista para el calculo de reservas es por lo que el pozo es completamente idóneo para la aplicación de la producción conjunta, ya que al intervenirlo la declinación será menos lineal lo que favorece al futuro del pozo.

### 3.3.2 Pozo VESPOL-027

- Arena Inferior (U inferior)

Tiempo [años]	Q [bbl/d]
0	1450.23
1	350.24
2	170.41
3	140.7

Ingrese el valor de nk: 0.5

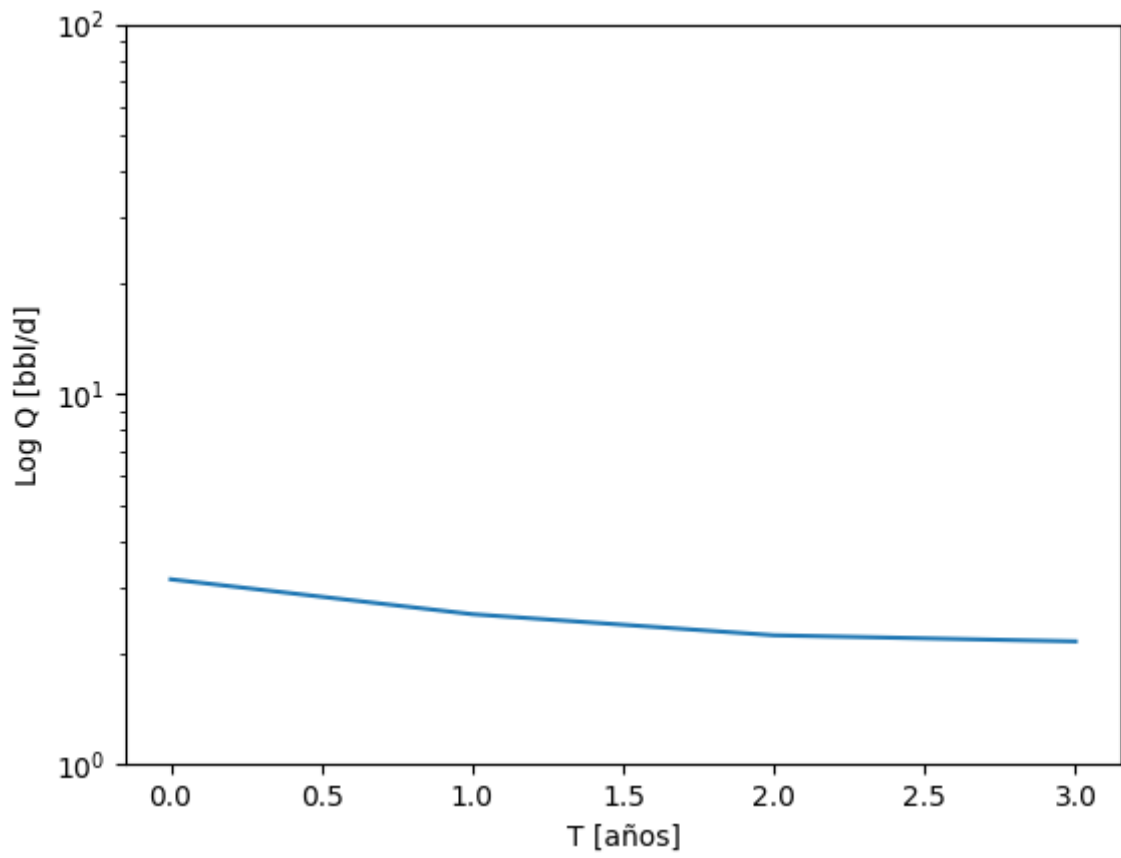
F <sub>nk</sub>	F' <sub>nk</sub>	n <sub>k+1</sub>
0.368784	-0.528719	1.1975
-4.79785	-20.4566	0.962967
-1.44996	-9.26107	0.806401
-0.363798	-4.93128	0.732628

El valor de q<sub>i</sub> [bbl/d] es igual a: 1450.23

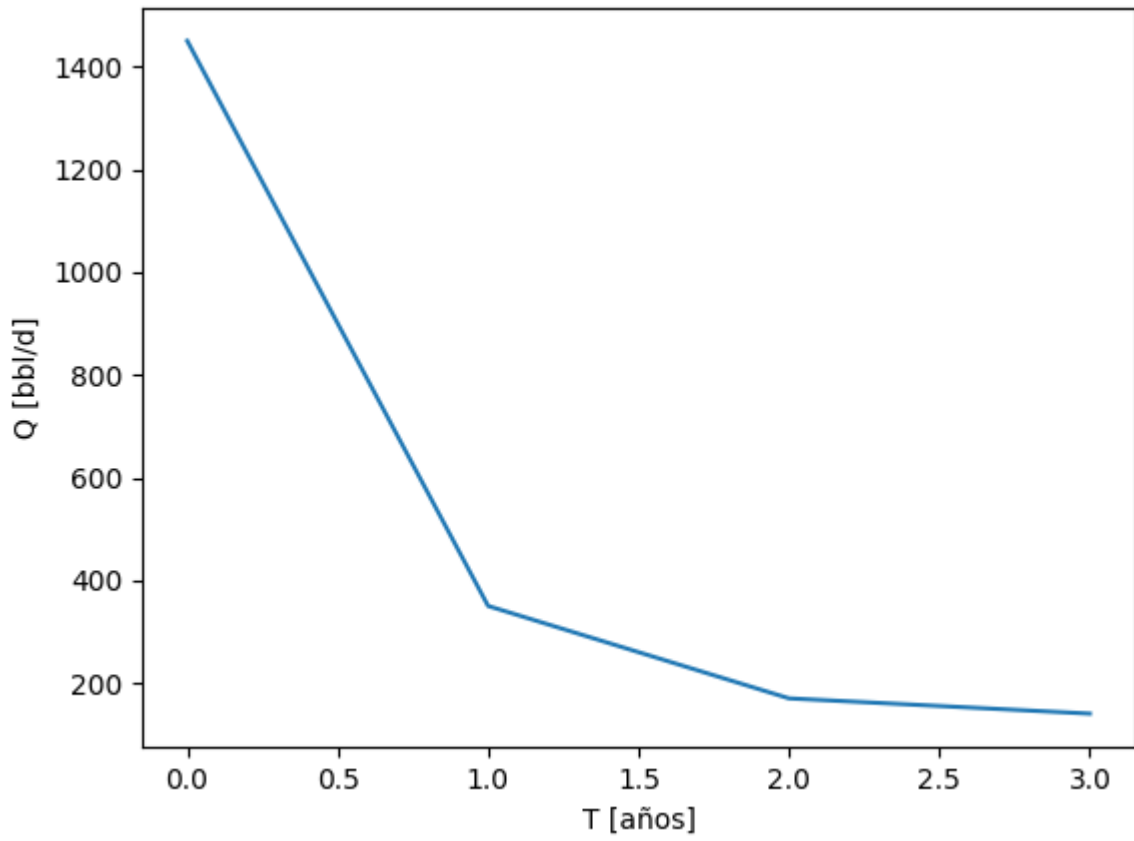
El valor de D<sub>i</sub> [1/años] es igual a: 0.2284564447486686

El valor de n es igual a: 0.7326278478899131

**Gráfico 49. Datos de tiempo y caudal de la arena inferior del pozo VESPOL-027 y cálculo del exponente de declinación n.**



**Gráfico 50. Curva Log Q [bbl/d] vs. T [años] de la arena inferior del pozo VESPOL-027.**



**Gráfico 51. Curva Q [bbl/d] vs. T [años] de la arena inferior del pozo VESPOL-027.**

- **Arena Superior (U superior)**

```

+-----+-----+
| Tiempo [años] | Q [bbl/d] |
+-----+-----+
|      0      | 1450.23 |
|      1      |  340.2  |
|      2      |  160.82 |
|      3      |  130.5  |
+-----+-----+

```

Ingrese el valor de nk: 0.5

```

          Fnk          F'nk          nk+1
-----
 0.343214   -0.746688   0.959648
-1.78125   -10.7379    0.793764
-0.468914   -5.50094    0.708522
-0.0821135  -3.65318    0.686045
-----

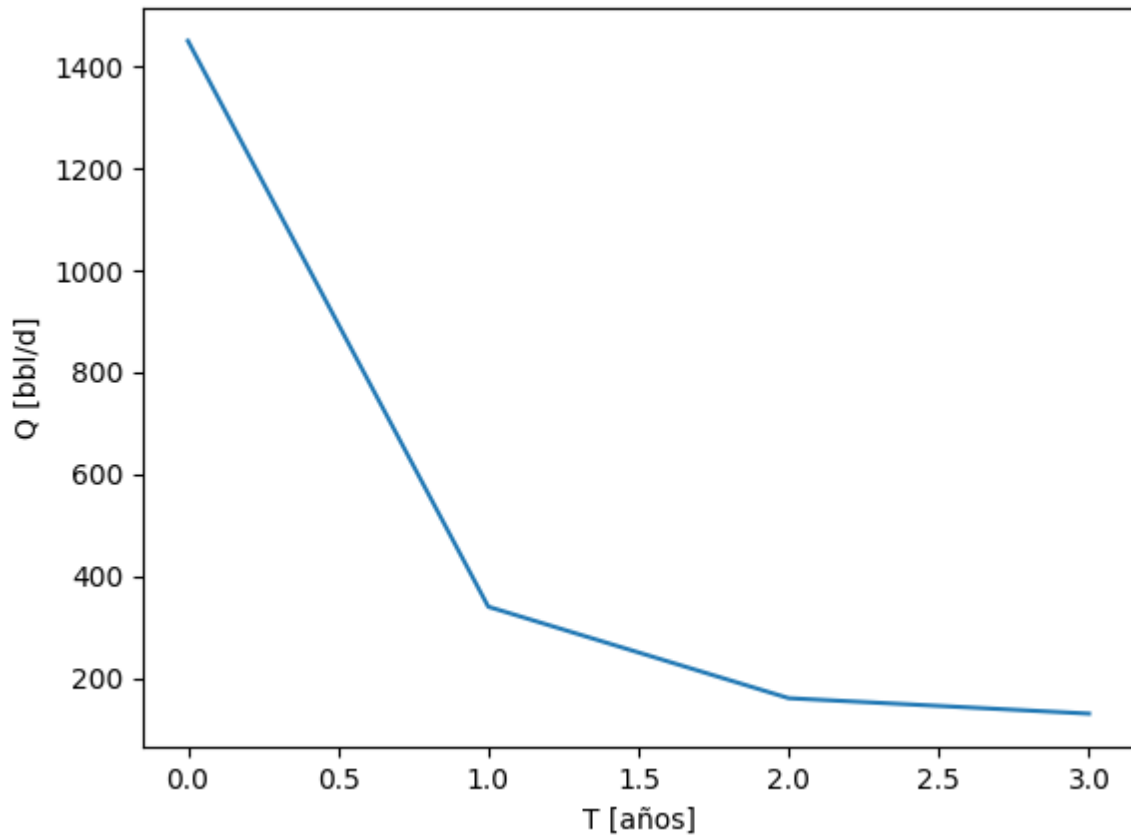
```

El valor de  $q_i$  [bbl/d] es igual a: 1450.23

El valor de  $D_i$  [1/años] es igual a: 0.22919536230573584

El valor de  $n$  es igual a: 0.6860446404994067

**Gráfico 52. Datos de caudal y tiempo de la arena superior del pozo VESPOL-027 y cálculo de la declinación del exponente n.**



**Gráfico 53. Curva Q [bbl/d] vs. T [años] de la arena superior del pozo VESPOL-027.**

Para el pozo VESPOL-027 se tiene según el análisis de declinación un exponente aproximadamente igual a  $n=0.70$  lo que indica una declinación de tipo hiperbólica, declinación que indica que puede existir una variación en función del tiempo, siendo esta la que mas se ajusta a la realidad para futuros cálculos de reservas, la intervención de la metodología de producción conjunta para este paso sería ideal ya que con sus altos caudales la producción aumentaría considerablemente sacando el mejor provecho de este pozo que tiene una declinación baja con el paso del tiempo.

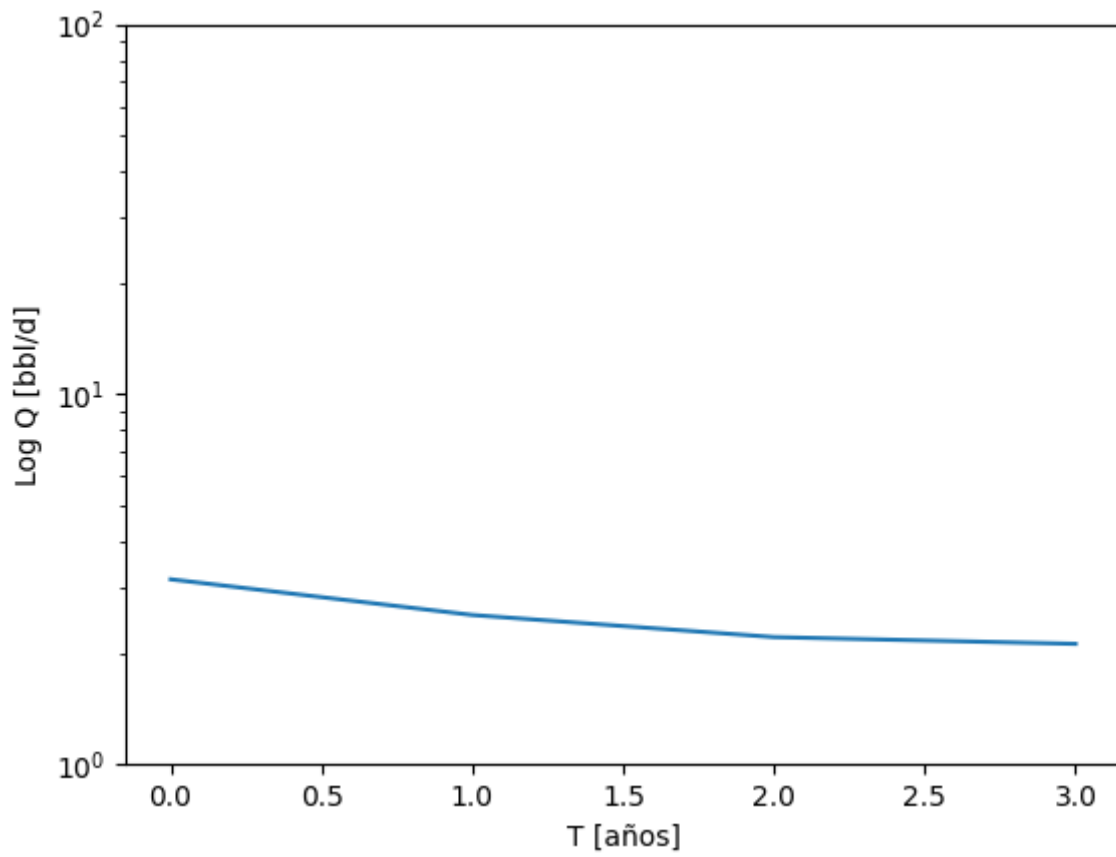


Gráfico 54. Curva Log Q [bb/d] vs. T [años] de la arena superior del pozo VESPOL-027.

# CAPÍTULO 4

## 4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 4.1 Conclusiones

- La utilización de la herramienta computacional Python resultó de gran ayuda; desde los cálculos más simples, construcción de curvas, hasta los procesos iterativos llevados a cabo para la construcción de la metodología planteada.
- Se usó la herramienta computacional Python en lugar de Excel o alguna otra hoja de cálculo debido a la facilidad de elaborar y procesar mayor cantidad de datos, así como, la interacción del autor y la predisposición de programar con el fin de obtener el resultado final o los procesos intermedios a gusto o necesidad del autor.
- La metodología de producción conjunta realizada toma en cuenta la mayor presión de burbuja entre las dos arenas que se analizan, esto con el fin de evadir errores a lo largo de la producción de la primera burbuja de gas a lo largo que la presión fluyente disminuye con el paso del tiempo.
- La precisión del programa que se realizó según la metodología planteada arrojó un error máximo de 6.98% correspondiente a una variación de 96.93 bbls del pozo VESPOL-018 y de 1.96% correspondiente a una variación de 1383.40 bbls del pozo VESPOL-027.
- El análisis de declinación realizado en el pozo VESPOL-018 para ambas arenas; con constante “n” igual a  $7.47e-7$  para la arena inferior (Napo M1) y  $3.27e-6$  para la arena superior (Basal Tena) es por lo que ambos valores tienen una fuerte tendencia a cero se determinó que la declinación de este pozo es de tipo exponencial.
- El análisis de declinación realizado en el pozo VESPOL-027 para ambas arenas; con constante “n” igual 0.73 para la arena inferior (U inferior) y 0.69 para la arena superior (U superior), ambos valores rondan un promedio de 0.71 por lo que se determinó que la declinación de este pozo es de tipo hiperbólica.



- Las limitantes en este proyecto se basan en la disponibilidad de data, así como la necesidad de asumir Presiones de Burbuja ( $P_b$ ) de análisis PVT realizados a inicios de la vida productiva de los pozos es decir muy antiguos, por lo que dichos datos no son recientes.
- La versatilidad del programa Python además de ser un software libre a la disposición de toda la comunidad científica fue el principal motivo por el cual se escogió este programa para desarrollar el proyecto propuesto.

#### **4.2 Recomendaciones**

- Analizar de forma minuciosa las condiciones previas de pozos candidatos de los que se tenga el interés de realizar este tipo de proyectos usando metodología de producción conjunta, teniendo en cuenta premisas o condiciones y propiedades de las arenas del pozo idóneas para su posterior aplicación.
- Tener en cuenta que, al momento de producir de forma conjunta, ésta es viable si y solo si, la presión de fondo fluyente ( $P_{wf}$ ) se encuentra al menos por debajo de la presión estática de fondo ( $P_{ws}$ ) menor entre las arenas productoras, esto con el fin de evitar el flujo cruzado (crossflow).
- Se recomienda aplicar el mismo enfoque de producción conjunta en más pozos petroleros con la intención de que se pueda seguir validando la metodología empleada; así también, siempre y cuando exista disponibilidad de data de pozos con tres arenas o más implementar la metodología para estos casos multiarenas.
- Realizar con mayor frecuencia proyectos de grado del ámbito petrolero o ingenieril, que en general estimule la utilización de algún software de programación, ya que de esta forma los autores desarrollan más habilidades en complemento de su instrucción superior.

# BIBLIOGRAFÍA

- Ahmed, S. (2016). *Analyzing Multi-zone completion using multilayer by IPR ( PROSPER ) Supervisor :*
- Bargsted, C., & Kettlun, A. (2018). *INDICADORES EVALUACIÓN DE PROYECTOS.*
- Beggs, H. D. (2002). *Production Optimization Using Nodal Analysis.*
- Castillo, E., & Marín, G. (2017). “*PRODUCCIÓN CONJUNTA DE DOS O MÁS ARENAS EN POZOS PETROLEROS CON BAJO POTENCIAL.*” 1–221.
- Comunidad Petrolera. (2009). *Pozo inteligente – La Comunidad Petrolera.*
- Comunidad Petrolera. (2012). *Curvas de declinación de producción – La Comunidad Petrolera.*
- Ferrer, F. J. (1998). Commingled production wells: Experiences in Lake Maracaibo, Venezuela. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1999-Septe.* <https://doi.org/10.2118/49311-ms>
- Galavís Borden, A. S. (2002). *Trabajo Especial De Grado Caso : Área Oeste , Campo Dación.* 121.
- Lliguizaca, J., & Jaramillo, E. (2016). “*ANÁLISIS TÉCNICO DEL DESARROLLO DE YACIMIENTOS MEDIANTE PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS EN CONJUNTO EN EL CAMPO ESPOL.*”
- Lliguizaca, J., & Jaramillo, M. (2016). “*ANÁLISIS TÉCNICO DEL DESARROLLO DE YACIMIENTOS MEDIANTE PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS EN CONJUNTO EN EL CAMPO ESPOL.*”
- Mascarenhas, E., & Pessoa, O. A. (2018). Software for Evaluating IPR Composite in Grouped Subsaturated Reservoirs. *IFAC-PapersOnLine*, 51(8), 108–112. <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2018.06.363>
- Ministerio de Hidrocarburos. (2018). *Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas.* 14.
- Python. (2021). *Python FAQs.* <https://docs.python.org/3/faq/>
- Revista CESDE(Centro de Estudios Económicos y Sociales para el Desarrollo), & UEES (Universidad Espíritu Santo). (2020). *¿Cuál es el protagonismo del petróleo en la economía de Ecuador?* <https://cesde.com.ec/cual-es-el-protagonismo-del-petroleo-en-la-economia-de-ecuador/#:~:text=El petróleo tiene un gran,con el presupuesto del Estado.>

- Rodríguez, I., & Veitía, D. (2003). *ANÁLISIS COMPARATIVO DE PRODUCCIÓN SENCILLA Y CONJUNTA EN EL ÁREA MAYOR DE SOCORORO.*
- Ruiz, R., & Hirschfelt, M. (2008). *Nota Técnica: Conceptos de Well Performance.*
- Schlumberger. (2017a). *Curva de comportamiento del pozo | Oilfield Glossary.*
- Schlumberger. (2017b). *Índice de Productividad (PI) | Oilfield Glossary.*
- Técnico, A., & Costos, D. (2009). *ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra INGENIERO EN PETRÓLEO Presentado por : Jacqueline Viviana Boas Matamoros .*