

DESARROLLO DE UN MODELO PREDICTIVO PARA LA PRODUCCIÓN PETROLERA MEXICANA, POZO PITEPEC, VERACRUZ, PERIODO 2014-2024

Israel Cerón Morales, M.M.I.A.P.I.^{1,2}, Juan José García Rodríguez, M.G.C.¹, Cristóbal Antonio Hernández Juárez, M.I.I.¹, Jorge Luis Alday Reyes, I.P.¹

¹Tecnológico Nacional de México / ITS de Poza Rica

²Alumno de la Maestría en Ingeniería en el TecNM / ITS de Poza Rica

israel.ceron@itspozarica.edu.mx, juan.garcia@itspozarica.edu.mx, cristobal.hernandez@pozarica.tecnm.mx, 24MI001@itspozarica.edu.mx

Boletín No. 109, 1o. de julio de 2025

Resumen

Este trabajo analiza la tendencia de producción de petróleo del pozo Pitepec, Veracruz utilizando técnicas de descomposición y ajuste de datos. Se aplica el método Variational Mode Decomposition (VMD) para separar la señal original en modos más estables y libres de ruido. A partir de los datos procesados, se prueban tres tipos de ajuste: lineal, cuadrático y cúbico, con el objetivo de modelar el comportamiento de la producción. Para evaluar el desempeño de cada modelo, se calculan los errores absolutos y los errores al cuadrado para cada día de producción. Los resultados muestran que el ajuste cúbico presenta el menor promedio de error cuadrático (0.0231), seguido del cuadrático (0.0416) y finalmente el lineal (0.0561). Se concluye que el modelo cúbico representa mejor la tendencia de producción después de aplicar el VMD, ofreciendo una herramienta eficaz para análisis predictivo en ingeniería de yacimientos y toma de decisiones operativas. A lo largo de más de diez años, se registraron y analizaron los datos de producción del pozo petrolero Pitepec.

Palabras Clave: modelo predictivo, VMD, producción petrolera, ajuste de curvas, series de tiempo.

1. Introducción

En 2014 se asignó el pozo Pitepec con el objetivo de producir hidrocarburos. El 5 de enero del 2017, Petróleos Mexicanos, a través de Pemex Exploración y Producción (PEP), publicó en el Diario Oficial de la Federación los datos técnicos relacionados con dicha asignación, resumidos en la Tabla 1. Pitepec se encuentra ubicada a 77 km al noreste de la ciudad de Poza Rica de Hidalgo, en el estado de Veracruz, dentro de la provincia geológica Tampico-Misantla.

Cuadro 1 Datos de la asignación.

Atributo	Descripción
Operador Petrolero	Pemex Exploración y Producción
Asignación	AE-0381-2M-Pitepec
Vigencia	25 años a partir del 13 de agosto 2014
Nombre de la cuenca sedimentaria	Tampico-Misantla
Superficie	250072 Km ²
Elevación del terreno	20 a 700 msnm

La evaluación técnica y el dictamen sobre la modificación al plan de exploración propuesto por PEP involucraron a la Dirección General de Dictámenes de Exploración (DGDE) y a la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica (DGE) de esta Comisión. Asimismo, la Secretaría de Economía llevó a cabo la evaluación del porcentaje de contenido nacional, mientras que la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA) fue la autoridad competente para evaluar

el Programa de Administración de Riesgos, componente esencial del Sistema de Administración de Riesgos. Durante el periodo inicial de exploración de la asignación, el Compromiso Mínimo de Trabajo contempló el procesamiento de 203 km^2 de sísmica 3D, la realización de cuatro estudios y la perforación de un pozo exploratorio, con una inversión total estimada en 170 millones de pesos. PEP reportó que, en dicho periodo, desarrolló seis estudios exploratorios: dos evaluaciones de plays, dos estudios de sistemas petroleros, uno de identificación, evaluación y selección de prospectos, y un estudio de viabilidad conceptual de diseño (VCD) de pozo. Estos estudios permitieron la generación y documentación de los prospectos Alaxtitla-1EXP e Iscata-1EXP, con sus respectivos volúmenes asociados. Asimismo, se definió la mejor opción de diseño para la perforación del prospecto Alaxtitla-1EXP.

Con base en las mejores prácticas de la industria, este tipo de yacimientos debe dejarse fluir una vez concluidas las etapas de fracturamiento, pues de lo contrario existe el riesgo de que las fracturas se inhiban y el pozo deje de producir. Por tanto, una vez finalizadas las etapas programadas de fractura, el pozo será puesto a fluir y se medirán los volúmenes de aceite, gas y agua de retorno del fracturamiento.

PEP indica que, si el pozo resulta productor, y dado que existe infraestructura de producción cercana, gestionará ante la Comisión su conexión a la misma, de modo que la producción pueda ser cuantificada y se evalúe el potencial del yacimiento en el corto o mediano plazo. En caso de que el pozo resulte no productor, se procederá al taponamiento definitivo conforme a la normatividad establecida por la ASEA. En este sentido, se considera que la propuesta del plan de perforación es congruente con los objetivos y la estrategia exploratoria de la Asignación. La perforación de este prospecto permitirá evaluar su potencial e, incluso, incorporar reservas asociadas a plays no convencionales de aceite y gas en lutitas, lo que incrementaría el valor estratégico de la zona asignada.

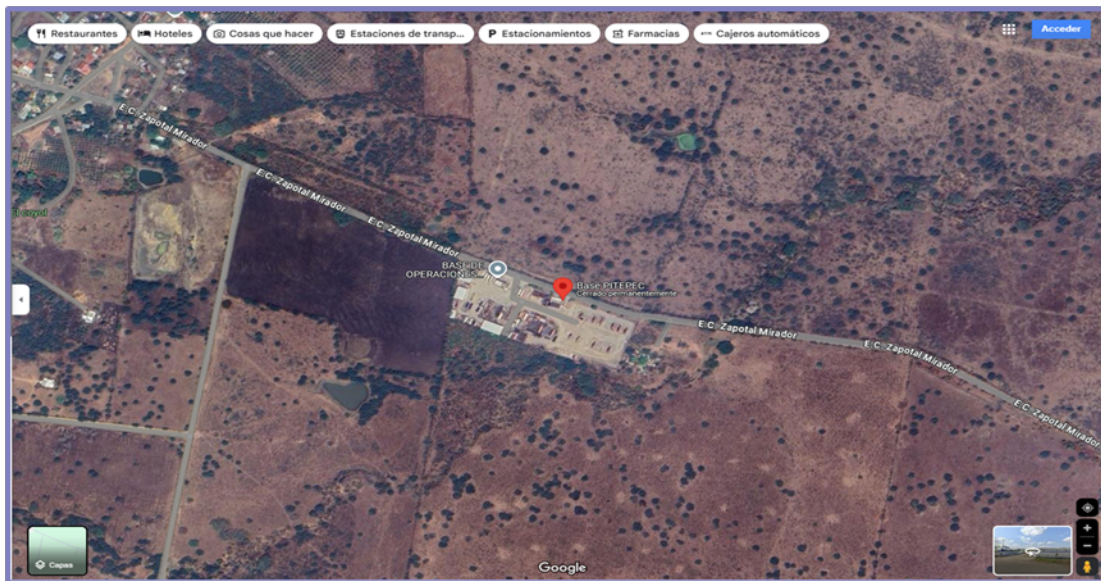


Figura 1 Localización de la zona de estudio Pitepec.

Adicionalmente, para evaluar el comportamiento de la producción en el pozo Pitepec durante el periodo comprendido entre 2014 y 2024, se obtuvieron registros históricos mediante un archivo en formato Excel. Estos registros fueron generados utilizando medidores de flujo que permitieron cuantificar el gasto de aceite con precisión.

Posteriormente, se llevó a cabo una investigación documental sobre diversos métodos de pronóstico de producción, lo que condujo a la selección del método de decaimiento exponencial VMD (Variational Mode Decomposition) como modelo base para el análisis. A partir de los datos obtenidos, se procedió a comparar las señales de producción con tres algoritmos de ajuste de curvas: lineal, cuadrático y cúbico.

Con el objetivo de determinar el modelo más adecuado, se calcularon los errores cuadráticos medios (ECM)

asociados a cada ajuste, identificando aquel que presentaba el menor valor de error como el más representativo del comportamiento real del pozo. De esta manera, se estableció el modelo que mejor se ajusta al patrón de declinación de la producción del pozo Pitepec. Finalmente, se estimó el nivel de decaimiento acumulado para el periodo 2014-2024 utilizando el método de ajuste de curvas, lo cual permitió caracterizar de forma más precisa la evolución de la productividad del yacimiento en cuestión.

2. Materiales y Métodos

El modelado de la tendencia se realizó utilizando los registros diarios de producción de 2014 a 2024, registrados en Excel y para la realización del modelo de descomposición Variacional VMD se utilizó Python 3.13 y el IDE Pycharm 2024.

En cuanto a las fases de desarrollo, se realizó inicialmente la obtención de los registros de producción utilizando medidores de flujo y la determinación de los valores de gasto de aceite. Posteriormente se seleccionó un método de pronóstico denominado VMD (Variational Mode Decomposition) propuesto por Fang J., (2024). Después de lo anterior se compararon los datos de las señales obtenidas de los datos de producción con tres algoritmos de ajuste de curvas: lineal, cuadrático y cúbico.

Se calcularon los errores cuadráticos y se determinó cuál de los ajustes era el más apropiado de acuerdo con el valor mínimo del cuadrado del error como lo establece Geither & Fraizer, (2000). Se determinó el método que mejor se ajusta al decaimiento de la producción en el pozo Pitepec y se efectuaron las gráficas de serie de tiempo para la tendencia del nivel de decaimiento de la producción en el periodo 2014-2024.

2.1 Algoritmo en Python VDM

Para modelar el comportamiento de los datos de acuerdo a Fang J., (2024) se utilizó el siguiente código Python para procesamiento de datos:

```
u, u_hat, omega = VMD(data, alpha, tau, K, DC, init, tol)

fig1 = plt.figure()
plt.plot(data)
fig1.suptitle('Original input signal and its components')

fig2 = plt.figure(figsize=(10,8))
for i in range(K):
    plt.subplot(K+1, 2, 1)
    plt.plot(data, c='r')
    plt.title("Well A")
    plt.text(8, 30, 'Original', style='normal', fontsize=10)
    plt.subplot(K+1, 2, i*2+3)
    plt.plot(u[i, :], linewidth=0.2, c='r')
    plt.title('u{}'.format(i+1), x=0.1, y=0.65)

for i in range(K):
    plt.subplot(K+1, 2, 2)
    plt.plot(data1, c='c')
    plt.title("Well B")
    plt.text(8, 18, 'Original', style='normal', fontsize=10)
    plt.subplot(K+1, 2, i*2+4)
    plt.plot(u1[i, :], linewidth=0.2, c='c')
    plt.title('u{}'.format(i+1), x=0.1, y=0.65)

plt.tight_layout()
plt.show()
```

Una vez que se dispone de los datos procesados mediante el método VMD (Variational Mode Decomposition) y guardados en un archivo Excel, se procede a aplicar una serie de algoritmos de ajuste con el propósito de identificar y representar las curvas de tendencia presentes en los datos. Este análisis permite modelar

los comportamientos latentes en los componentes extraídos del VMD, mediante funciones polinómicas de primer, segundo y tercer orden.

2.2 Ajuste Lineal

El ajuste lineal consiste en encontrar una recta que cumpla con la ecuación (1) que se aproxime a la distribución de los datos. Para ello, se emplea el método de mínimos cuadrados para minimizar el error cuadrático entre los valores reales y los valores ajustados.

$$y = mx + c \quad \dots(1)$$

```
import pandas as pd
import numpy as np

# Lectura del archivo con datos libres de ruido
ruta_archivo = 'produccion.xlsx'
datos = pd.read_excel(ruta_archivo)

# Extracción de variables independientes (x) y dependientes (y)
x = datos['X'].values
y = datos['Y'].values

# Cálculo del ajuste lineal
A = np.vstack([x, np.ones(len(x))]).T
m, c = np.linalg.lstsq(A, y, rcond=None)[0]

# Generación de la curva ajustada
datos['ajuste'] = m * x + c

# Guardado del resultado
ruta_salida = 'archivo_ajustado.xlsx'
datos.to_excel(ruta_salida, index=False)
```

Este modelo permite representar la tendencia lineal de los datos, proporcionando valores de pendiente (m) e intercepto (c) que describen la relación entre las variables.

2.3 Ajuste Cuadrático

Cuando se identifica una curvatura en la tendencia de los datos, el modelo lineal resulta insuficiente. En este caso, se implementa un ajuste cuadrático, cuya expresión es la ecuación (2). Este modelo permite capturar concavidades o convexidades de la curva, ajustando de mejor forma las oscilaciones de los datos.

$$y = ax^2 + bx + c \quad \dots(2)$$

```
import pandas as pd
import numpy as np

# Lectura del archivo
ruta_archivo = 'produccion.xlsx'
datos = pd.read_excel(ruta_archivo)
x = datos['X'].values
y = datos['Y'].values

# Cálculo del ajuste cuadrático
A = np.vstack([x**2, x, np.ones(len(x))]).T
a, b, c = np.linalg.lstsq(A, y, rcond=None)[0]

# Generación de la curva ajustada
```

```
datos['ajuste'] = a * x**2 + b * x + c
```

```
# Guardado del resultado
ruta_salida = 'ajustado_cuadratico.xlsx'
datos.to_excel(ruta_salida, index=False)
```

Este tipo de ajuste mejora la representación del comportamiento de los datos cuando existen inflexiones suaves en la señal, permitiendo modelar fenómenos con variaciones más complejas que las lineales.

2.4 Ajuste Cúbico

En escenarios donde los datos presentan múltiples cambios de dirección o comportamientos más oscilatorios, se requiere un modelo más complejo. El ajuste cúbico se expresa como la ecuación (3), y permite una mayor flexibilidad en la curva ajustada.

$$y = ax^3 + bx^2 + cx + d \quad \dots (3)$$

```
import pandas as pd
import numpy as np

# Lectura del archivo
ruta_archivo = 'produccion.xlsx'
datos = pd.read_excel(ruta_archivo)
x = datos['X'].values
y = datos['Y'].values

# Cálculo del ajuste cúbico
A = np.vstack([x**3, x**2, x, np.ones(len(x))]).T
a, b, c, d = np.linalg.lstsq(A, y, rcond=None)[0]

# Generación de la curva ajustada
datos['ajuste'] = a * x**3 + b * x**2 + c * x + d

# Guardado del resultado
ruta_salida = 'ajustado_cubico.xlsx'
datos.to_excel(ruta_salida, index=False)
```

Este modelo es especialmente útil cuando se desea capturar variaciones más rápidas o fluctuaciones complejas, típicas de señales que han sido descompuestas y purificadas de ruido mediante técnicas como el VMD.

2.5 Determinación del error

Una vez realizados los ajustes lineal, cuadrático y cúbico sobre los datos obtenidos tras aplicar el método VMD, se procedió a calcular los errores asociados a cada tipo de ajuste. Para ello, se utilizaron las siguientes definiciones y nomenclatura:

- **X:** Representa el día de producción, comenzando con $X = 1$ correspondiente al 1 de febrero de 2014, $X = 2$ al 2 de febrero, y así sucesivamente.
- **Y:** Corresponde al valor de la producción luego de la eliminación de ruido mediante VMD.
- **A1:** Representa el valor obtenido mediante ajuste lineal.
- **A2:** Representa el valor obtenido mediante ajuste cuadrático.
- **A3:** Representa el valor obtenido mediante ajuste cúbico.
- **Ea1:** Error absoluto del ajuste lineal ($|Y - A1|$).
- **Ea1²:** Error al cuadrado del ajuste lineal ($(Y - A1)^2$).

- **Ea2:** Error absoluto del ajuste cuadrático ($|Y - A2|$).
- **Ea2²:** Error al cuadrado del ajuste cuadrático ($(Y - A2)^2$).
- **Ea3:** Error absoluto del ajuste cúbico ($|Y - A3|$).
- **Ea3²:** Error al cuadrado del ajuste cúbico ($(Y - A3)^2$).

3. Resultados y Discusión

Para la valoración inicial del comportamiento de la producción se graficaron los datos de producción empleando una gráfica de serie temporal obteniendo la tendencia para el periodo comprendido de febrero del 2014 a febrero 2024 en el pozo Pitepec.

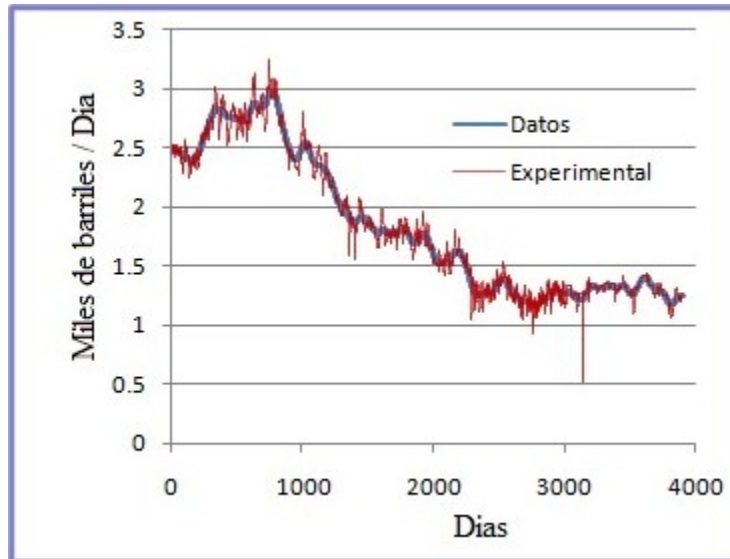


Figura 2 Serie de tiempo de los registros de producción del pozo Pitepec.

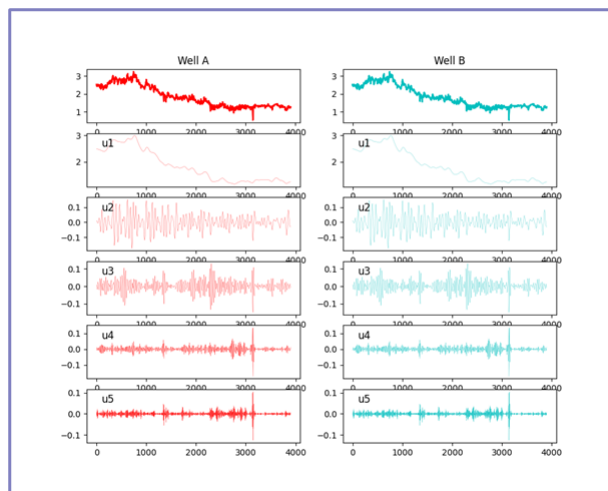


Figura 3 Gráficas de producción obtenidas con la selección de las señales principales y de ruido del pozo Pitepec.

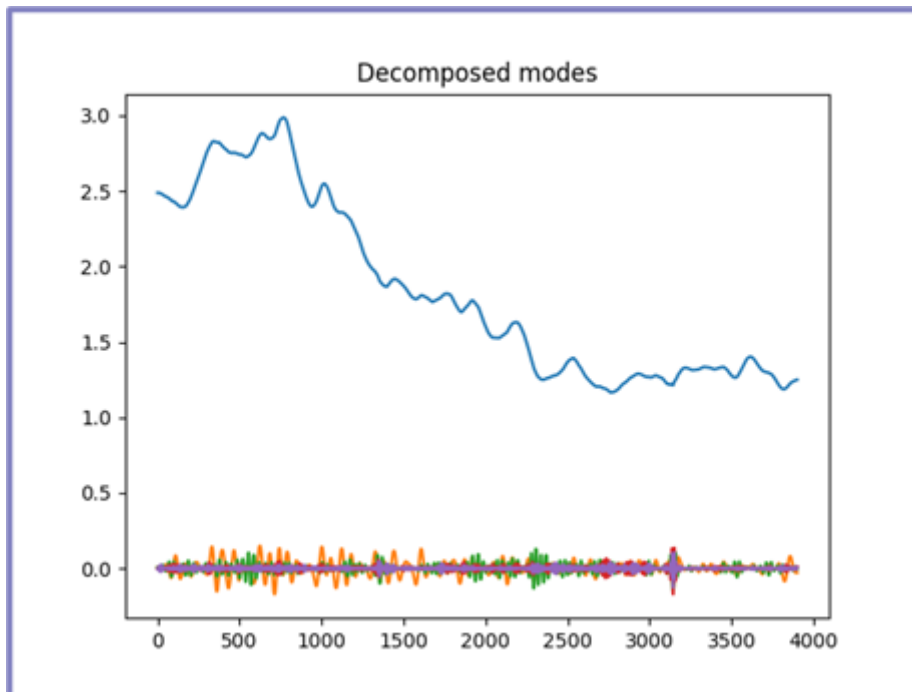


Figura 4 Gráfica del modelo de descomposición de señales de los datos de producción del pozo Pitepec.

Los principales resultados del trabajo realizado muestran una tendencia decreciente en la producción del pozo Pitepec. El ajuste lineal mostrado en la Figura 5 muestra un decremento de la producción muy marcado; la pendiente de la recta podría llegar a cero en pocos años, lo cual no suena muy alentador.

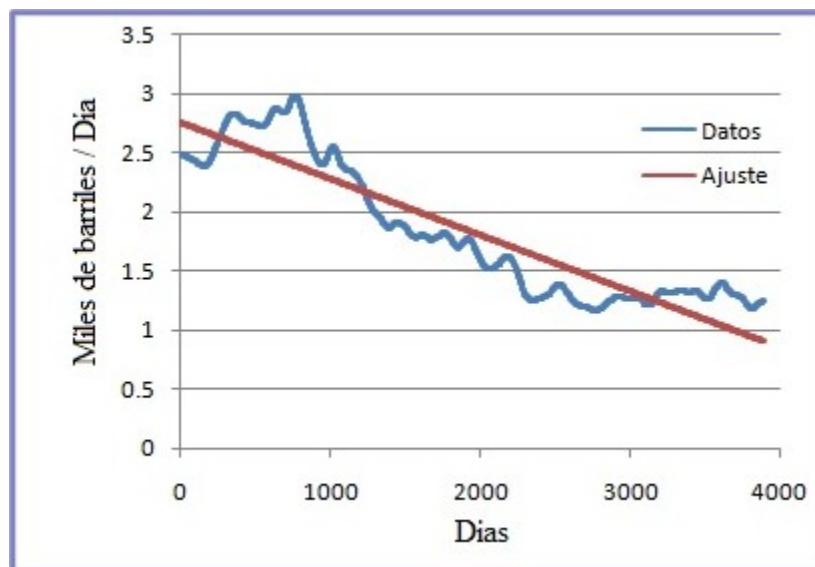


Figura 5 Ajuste lineal de la producción del pozo Pitepec.

Considerando un ajuste por medio de un polinomio cuadrático se puede observar una tendencia decreciente, no obstante, la esperanza de producción del pozo muestra una disminución más lenta comparando el decremento del modelo cuadrático con el modelo lineal.

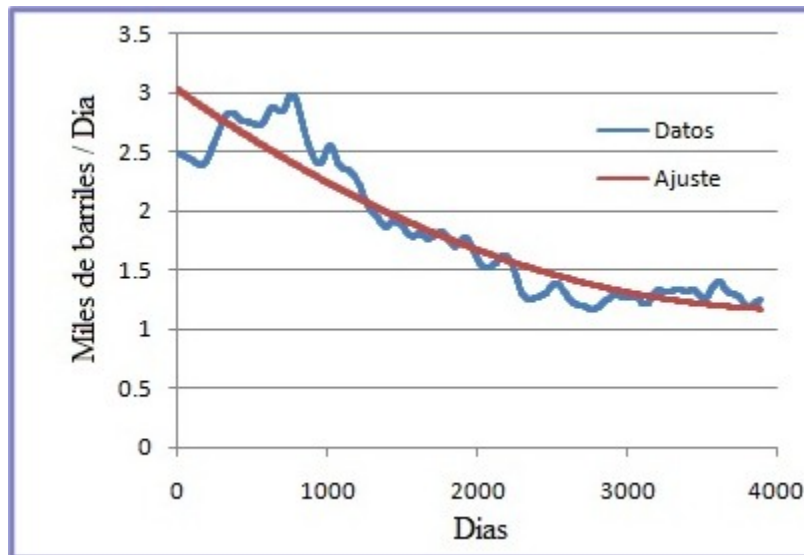


Figura 6 Ajuste mediante un polinomio cuadrático de la producción del pozo Pitepec.

En un ajuste por medio de un polinomio cúbico nos marca una tendencia con una pendiente positiva hacia el final de los datos procesados, pudiendo esto interpretarse como un probable incremento en la producción del pozo en un periodo de tiempo cercano.

Cabe mencionar que al considerar los datos desde el año 2014 hasta fines del 2024, un periodo correspondiente a la pandemia que se vivió en México desde marzo del 2020 hasta julio del 2022, durante ese periodo la gráfica muestra una reducción significativa y después una estabilidad en el nivel de la producción; desde entonces los niveles no han vuelto a recuperarse.

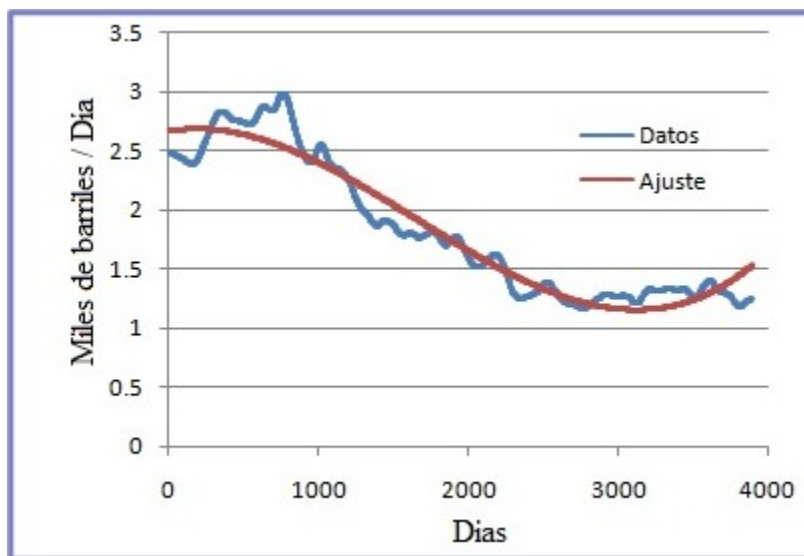


Figura 7 Ajuste mediante un polinomio cúbico de la producción del pozo Pitepec.

Cuadro 2 Resultados de la determinación de los errores de cada modelo de ajuste.

X	Y	A1	A2	A3	Ea1	Ea1 ²	Ea2	Ea2 ²	Ea3	Ea3 ²
1	2.4855	2.7567	3.0259	2.6662	0.2711	0.0735	0.5403	0.2920	0.1806	0.0326
2	2.4854	2.7562	3.0250	2.6664	0.2702	0.0733	0.5395	0.2911	0.1810	0.0327
3	2.4857	2.7557	3.0241	2.6666	0.2700	0.0729	0.5384	0.2898	0.1809	0.0327
4	2.4858	2.7552	3.0232	2.6668	0.2694	0.0725	0.5373	0.2887	0.1810	0.0327
5	2.4857	2.7548	3.0223	2.6617	0.2690	0.0723	0.5366	0.2879	0.1813	0.0328
...
3896	1.2483	0.9057	1.5286	1.1733	0.3426	0.1174	0.0750	0.0056	0.2802	0.0785
3897	1.2488	0.9052	1.5296	1.1732	0.3435	0.1180	0.0755	0.0057	0.2808	0.0788
3898	1.2490	0.9048	1.5306	1.1732	0.3442	0.1185	0.0758	0.0057	0.2815	0.0792
3899	1.2493	0.9043	1.5317	1.1731	0.3449	0.1190	0.0761	0.0058	0.2824	0.0797
3900	1.2495	0.9038	1.5327	1.1730	0.3456	0.1194	0.0764	0.0058	0.2832	0.0802
Promedios de los errores cuadráticos						0.0561	0.0416	0.0231		

Con base en los datos de la Tabla 2, los promedios del error cuadrático son:

$$\overline{E_{a1}^2} = 0.0561$$

$$\overline{E_{a2}^2} = 0.0416$$

$$\overline{E_{a3}^2} = 0.0231$$

Los resultados ofrecen evidencia que el modelo cúbico presenta el mejor ajuste dado los errores promedio menores, lo que indica que modela con mayor precisión la tendencia de los datos procesados. El trabajo realizado es relevante debido a que nos muestra datos recientes en la tendencia de la producción petrolera del pozo Pitepec; este proceso se puede aplicar a los pozos de la región de Poza Rica con el objetivo de observar las tendencias de producción de los pozos que actualmente se están operando. La región de Poza Rica, Veracruz, fue un polo de desarrollo en el sector petrolero que podría recuperar una participación más significativa en la producción de hidrocarburos si se realizan los análisis a los datos de producción registrados y se establecieran dinámicas de incremento a la actividad petrolera de esta zona del país.

Obtener una tendencia clara y confiable en la producción de petróleo de un pozo, como los que se encuentran en la región de Poza Rica, representa un paso fundamental para establecer una referencia científica que permita implementar herramientas efectivas de gestión y optimización de la producción. Para aplicar la técnica de Descomposición Modal Variacional (VMD), es indispensable contar con datos históricos de producción del pozo en estudio. Estos datos deben consistir en valores numéricos registrados diariamente a lo largo de un periodo significativo de tiempo, lo que garantiza la representatividad y robustez del análisis.

La técnica VMD se emplea con el objetivo de descomponer la señal original de producción en varios modos con bandas limitadas, logrando una representación con un nivel mínimo de ruido. En este contexto, el ruido se entiende como aquella información imprecisa o distorsionada que puede estar presente en los datos originales debido a factores externos o errores de medición, y que podría afectar el análisis de tendencias reales.

En el estudio de la predicción de la producción de hidrocarburos, tradicionalmente se han utilizado técnicas como el análisis de curvas de declinación (Decline Curve Analysis, DCA) y la simulación numérica. Estos métodos representan enfoques distintos para abordar los problemas de ingeniería asociados con los pozos petroleros: mientras que el DCA se basa en modelos empíricos y ajusta curvas directamente a los datos históricos, la simulación numérica resuelve ecuaciones que modelan el flujo de fluidos en el yacimiento. En el presente trabajo, se implementó un algoritmo desarrollado en Python para aplicar el método VMD a una serie de datos reales de producción. Como resultado, se obtuvo una señal descompuesta con un nivel significativamente reducido de ruido. Posteriormente, esta señal procesada fue utilizada como insumo para la aplicación de los algoritmos de ajuste de curvas (lineal, cuadrático y cúbico).

4. Conclusiones

Se comprueba que la producción presenta una clara reducción de los niveles obtenidos al principio y al final del periodo, y lo anterior obedece a factores que pueden ser independientes del potencial de hidrocarburo del pozo. Dentro de los efectos externos en el periodo estudiado se presentó la pandemia por SARS-CoV-2, situación sanitaria que redujo la actividad de todos los sectores del país en porcentajes muy importantes y muchas de las industrias no han podido recuperar los niveles de participación y producción que tenían antes de la emergencia sanitaria.

Tomando como base el análisis predictivo realizado y los precios del hidrocarburo, es posible fundamentar un estudio de viabilidad financiera que permita respaldar indicadores clave, por ejemplo, los retornos de inversión y puntos de equilibrio, entre otros. Un estudio de ese nivel requiere de las herramientas matemáticas presentadas y un análisis financiero robusto, lo cual sería un tema de estudio futuro que dé continuidad a este proyecto. Lo anterior daría tanto solidez como confianza a la administración y toma de decisiones a nivel pozo o región, en la industria petrolera en México.

Referencias bibliográficas

- [1] Castellanos-Navarrete, A., Colocho-Rodríguez, M. A., & Vargas-Ramírez, N. (2024). *Does community-based tenure prevent land grabbing? The oil palm case in Mexico*. Applied Geography, 172, 103413.
- [2] Ding, X., He, J., Zhang, Y., & Yin, Y. (2025). *Asymmetric autocorrelation in the crude oil market at multiple scales based on a hybrid approach of variational mode decomposition and quantile autoregression*. Physica A: Statistical Mechanics and its Applications, 660, 130384.
- [3] Fang, J., Yan, Z., Lu, X., Xiao, Y., & Zhao, Z. (2024). *An oil production prediction approach based on variational mode decomposition and ensemble learning model*. Computers & Geosciences, 193, 105734.
- [4] Norman Gaither & Greg Frazier. (s.f.). *Administración de producción y operaciones*. Octava edición. Biblioteca CLEA, consulta 7 de mayo de 2025, <https://clea.edu.mx/biblioteca/items/show/392>.
- [5] Narciso-Ortiz, L., Vargas-García, K. A., Vázquez-Larios, A. L., Quiñones-Muñoz, T. A., Hernández-Martínez, R., & Lizardi-Jiménez, M. A. (2020). *Coral reefs and watersheds of the Gulf of Mexico in Veracruz: Hydrocarbon pollution data and bioremediation proposal*. Regional Studies in Marine Science, 35, 101155.
- [6] Qian, Q., Lu, M., Zhong, A., Yang, F., He, W., & Li, M. (2024). *Production capacity prediction method of shale oil based on machine learning combination model*. Energy Engineering, 121(8), 2167-2190.

Cerón Morales, I., García Rodríguez, J. J., Hernández Juárez, C. A., Alday Reyes, J. L. (2026). *DESARROLLO DE UN MODELO PREDICTIVO PARA LA PRODUCCIÓN PETROLERA MEXICANA, POZO PITEPEC, VERACRUZ, PERIODO 2014-2024*. Boletín UPIITA. año XX, (NÚM) 2026.