

Tight Oil Reserves Estimate Using Multi-Segment Decline Curves Analysis in the Talara Basin

Leonardo Mogollón, B.Sc.¹, Joseph Sinchitullo, M.Sc.¹ and Joel Cahuas¹

¹Universidad Nacional de Ingeniería, Perú, lmogollonz@uni.pe, jsinchitullog@uni.pe, ccahuass@uni.pe

Abstract– This research addresses the issue of unconventional reserves forecast, especially in low permeability formations containing light oil, also known as Tight Oil. The used methodology is the application of Decline Curves Analysis (DCA) with multi segmentation through a mathematical model using Python language program to improve the precision of reserves forecast in tight reservoirs. This methodology was applied to 3 oil wells (A, B, and C) located in Talara Basin in the Peruvian northwest, the first 5 production years were considered as initial data for the model, which were previously treated to minimize uncertainties. The obtained results of historic data matching for well A, well B, and well C were 90.14%, 93.58%, and 93.60% respectively. This shows a minimum degree of uncertainty, so it can be affirmed that it is a reliable method to estimate oil reserves in fields with similar characteristics.

Keywords-- Decline Curves, Unconventional Reservoirs, Reserves, Tight Oil.

Digital Object Identifier: <http://dx.doi.org/10.18687/LACCEI2021.1.1.229>
ISBN: 978-958-52071-8-9 **ISSN:** 2414-6390
DO NOT REMOVE

Estimación de Reservas de Tight Oil Mediante Análisis de Curvas de Declinación Multisegmentado en la Cuenca Talara

Leonardo Mogollón, B.Sc.¹, Joseph Sinchitullo, M.Sc.¹ and Joel Cahuas¹

¹Universidad Nacional de Ingeniería, Perú, lmogollonz@uni.pe, jsinchitullo@uni.pe, ccahuass@uni.pe

Resumen– La presente investigación aborda el tema referente al pronóstico de reservas no convencionales, particularmente, en formaciones de muy baja permeabilidad que contienen petróleo ligero, conocido como Tight Oil. La metodología utilizada es la aplicación del análisis de curvas de declinación (DCA) con multisegmentación a través de un modelo matemático utilizando el lenguaje de programación Python para mejorar la precisión de la estimación de reservas en yacimientos apretados. Dicha metodología se aplicó a 3 pozos de petróleo (A, B y C) ubicados al Noroeste del Perú en la cuenca Talara, se tomaron en cuenta sus 5 primeros años de producción como data inicial para el modelo, que previamente fueron tratados con el objetivo de minimizar incertidumbres. Los resultados obtenidos de coincidencia con la data histórica para el pozo A, pozo B y pozo C mostraron 90.14%, 93.58% y 93.60%, respectivamente. Esto demuestra un mínimo grado de incertidumbre, por lo que se puede afirmar que es un método confiable para estimar reservas de petróleo en yacimientos de características similares.

Palabras clave-- Curvas de Declinación, Yacimiento no convencional, Reservas, Tight Oil.

I. INTRODUCCIÓN

En los últimos años las reservas de petróleo y gas natural han incrementado principalmente por los descubrimientos de yacimientos no convencionales. Los recursos no convencionales son aquellos hidrocarburos que se encuentran en condiciones que no permiten el movimiento del fluido, debido a estar atrapados en rocas poco permeables o de baja porosidad, o por tratarse de petróleo de alta viscosidad. En la actualidad representan una interesante fuente de recursos, puesto que muchos de ellos se encuentran en nuevos yacimientos o en antiguos que se daban por agotados [1]. Uno de los tipos de recursos no convencionales es el *tight oil*, que se refiere al petróleo que se encuentra atrapado en los reservorios con muy baja permeabilidad, incluyendo, pero no limitado al *shale*. Actualmente, es posible su explotación debido al desarrollo tecnológico, principalmente por dos métodos combinados: el fracturamiento hidráulico y la perforación horizontal [1], [2].

Según Wang [3], los recursos recuperables de petróleo no convencional se concentran principalmente en 54 países, siendo los 10 principales Estados Unidos (EE. UU.), Rusia, Canadá, Venezuela, Brasil, China, Bielorrusia, Arabia Saudita, Francia y México. Estados Unidos fue uno de los primeros países en adoptar tecnologías innovadoras en perforación y completación de campos no convencionales. *Barnett Shale* fue el punto inicial

para el desarrollo de otros *plays* como *Fayetteville*, *Marcellus*, *Haynesville*, *Woodford*, y *New Albany* [4].

En la región, Argentina presenta un potencial de clase mundial de *shale gas* y *tight oil*, principalmente en la cuenca Neuquén. Seguido por países como Colombia, Brasil y México [1]. En el Perú, el desarrollo de reservorios no convencionales se encuentra en una etapa muy temprana comparado a los países de la región. Perú posee un posible reservorio con potencial de *shale gas* que es la formación Muerto, ubicada en la cuenca Lancones del noroeste del Perú [5], [6].

A. Análisis de Curvas de Declinación en Yacimientos No Convencionales

Analizar el rendimiento de un pozo en yacimientos no convencionales utilizando los métodos tradicionales de curva de declinación, es un desafío debido a muchos problemas, que incluyen la naturaleza de las características de la roca reservorio, que es descrita por su ultra baja permeabilidad y solo puede producirse por etapas extensas de fracturas transversales. Asimismo, la posible aparición de múltiples y complejos regímenes de flujo pueden ocurrir secuencialmente en este tipo de recursos de hidrocarburos. Estos problemas han llevado al desarrollo reciente de numerosas relaciones entre la tasa de declinación y el tiempo que se formularon empíricamente para pozos de *shale gas* y *tight oil* [7].

Los modelos de curvas de declinación son metodologías empíricas inicialmente propuesto por Arps [8], los cuales a lo largo de los años tomaron relevancia en el pronóstico de producción y cálculo de reservas debido a su simplicidad en su uso. Se basan en el supuesto de que las tendencias de producción pasadas y sus factores de control continuarán en el futuro y, por lo tanto, pueden extrapolarse y describirse mediante una expresión matemática. Estas curvas de declinación se caracterizan por tres factores: i) Caudal de producción inicial o caudal en algún momento en particular, ii) la curvatura de la declinación y iii) la tasa de declinación [7]. Las curvas que se generan en una gráfica de caudal de producción versus tiempo pueden expresarse mediante un miembro de la familia de ecuaciones hiperbólicas, Arps reconoció los siguientes tres tipos de comportamientos de tasa de declinación: Declinación exponencial, declinación armónica y declinación hiperbólica [8].

Con la llegada del desarrollo de yacimientos no convencionales, fueron propuestos nuevos modelos para mejorar la exactitud en la estimación de reservas. Uno de los más aceptados es el Modelo Exponencial de Ley de Potencias

Digital Object Identifier: (only for full papers, inserted by LACCEI).
ISSN, ISBN: (to be inserted by LACCEI).
DO NOT REMOVE

(PLE) definida por Ilk et al. [9], el cual se basa en las curvas de declinación clásicas de Arps, pero utilizan una descripción diferente del parámetro de declinación “D”.

El modelo de Declinación de Producción Exponencial Extendida (SEPD) fue propuesta por Valko y Lee para la predicción de producción en pozos de gas no convencional. Donde establecen que la declinación real de la producción es un efecto integrado de múltiples volúmenes contribuyentes, cada uno en su declinación exponencial individual [10].

Para pozos de gas y petróleo en yacimientos de lutitas fracturadas, Duong propuso un modelo donde supone que la densidad de fractura conectada del reservorio aumenta con el tiempo debido a los cambios de tensión con el agotamiento de la presión en un régimen de flujo lineal. Este modelo fue aplicado inicialmente en casos de reservorios de gas retrógrado, y pozos verticales u horizontales [11].

En 2017, se destaca el modelo desarrollado por Wang [12], que se basa en la relación empírica entre producción y tiempo en un régimen de flujo dominado por fracturas, y considera la influencia del tiempo en el exponente del tiempo de fractura. En la mencionada investigación, comparan el modelo propuesto con el SEPD [10] y el Método de Duong [11] a través de análisis teóricos y diferentes aplicaciones empíricas de pozos de *shale gas* en la cuenca de Sichuan-China. Los resultados obtenidos muestran que el SEPD subestima los resultados, particularmente para los pozos de *shale gas* con baja productividad, y el método de Duong sobreestima los resultados para el mismo caso

TABLA I
RESUMEN DE MODELOS DE CURVAS DE DECLINACIÓN [13]

Método	Modelo
Arps (1945) Exponencial	$q = q_i \cdot \exp(-D_i \cdot t)$
Hiperbólico	$q = q_i \cdot (1 + b \cdot D_i \cdot t)^{-1/b}$
Armónico	$q = q_i \cdot (1 + D_i \cdot t)^{-1}$
PLE (2008) $D_\infty \neq 0$ $D_\infty = 0$	$q = q_i \cdot \exp(D_\infty t - D_i t^{n_{PLE}} / \eta_{PLE})$ $q = q_i \cdot \exp(-D_i t^{n_{PLE}} / \eta_{PLE})$
SEDP (2010)	$q = q_i \cdot \exp[-(t/t)^{\eta_{SEDP}}]$
Duong (2010)	$q = q_i \cdot t^{-m} \cdot \exp\left[\frac{a}{1-m} \cdot (t^{1-m} - 1)\right]$
Wang (2017)	$q = q_i \cdot \exp[-\lambda_w (\ln t)^2]$
VDMA (2018)	$q = q_i \cdot \exp(-D_i \cdot t^{(1-n_{VDMA})})$

En el 2018, Gupta et al. [14] proponen una ecuación de curva de declinación simplificada llamada Modelo Modificado de Arps de Declinación Exponencial Variable (VDMA), obtenida de modificar la ecuación de declinación exponencial de Arps [8] existente. Donde la tasa de declinación constante fue reemplazada por una tasa de declinación variable de función de la Ley de Potencias. Gupta et al. [14] aplicaron su método propuesto en pozos de *tight oil* en *Eagle Ford* y pozos de *shale*

gas en *Haynesville* y compararon los resultados con otros métodos, llegando a la conclusión general de que los modelos armónicos de Arps [8], Fetkovich [15] y Duong [11] tienden a dar tasas estabilizadas al final, causando una estimación de producción acumulada que excede a la producción real. Mientras que los modelos PLE, SEPD y VDMA tiende a ajustar mejor los datos de producción, y entregar el mínimo error. La tabla I, resume los diferentes modelos propuestos como DCA, y las ecuaciones matemáticas asociadas a las mismas.

Una de las características de poder minimizar las incertidumbres en estos nuevos modelos es caracterizar el régimen de flujo, por ello en el 2012 una nueva metodología para abordar el problema de estimación de reservas fue propuesta por Giles et al. [16]. En el que dividen la producción del pozo en tres segmentos, cada uno con su respectiva constante de declinación “b”. El motivo de la división en segmentos es la variación de la pendiente de la curva de producción versus tiempo en cada régimen de flujo. Años más tarde, los estudios en [17], [18] y [19] proponen sus propios modelos de multisegmentación para reservorios de *shale gas* y *tight oil*. Sus metodologías coinciden en la aplicación de tres segmentos, pero difieren en los regímenes de flujo que le asignan a cada uno.

II. METODOLOGÍA

Se ha utilizado la metodología propuesta en [19], que se caracteriza por el uso de tres (3) segmentos en el DCA. Según los regímenes de flujo del pozo, siendo estos: Flujo Transiente Primario (Segmento 1), seguido por un periodo transitorio (Segmento 2) entre este flujo y el Flujo Dominado por los Límites (BDF) aparente (Segmento 3), como se aprecia en la Fig. 1. Para cada segmento es necesario aplicar el método propuesto por Arps [8] para obtener los pronósticos de producción.

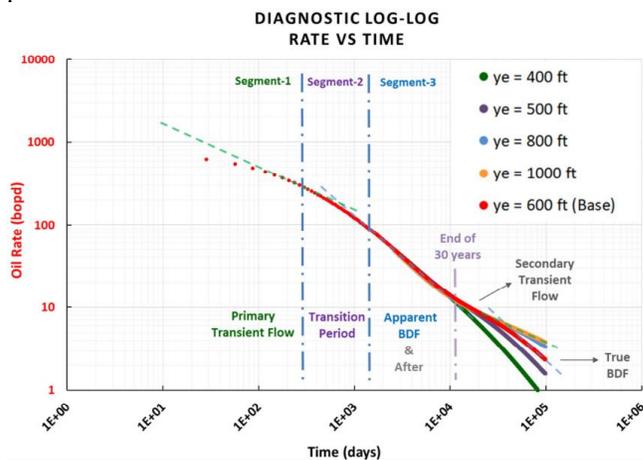


Fig. 1 Gráfico que ilustra los segmentos y regímenes de flujo del modelo DCA de 3 segmentos [19].

Las ventajas del método de Triple Segmentación son la facilidad de su aplicación y los pocos parámetros de ingreso a las ecuaciones de la Tabla I. Es necesario disponer de la historia

productiva de dos a cuatro años iniciales del pozo a estudiar. También es necesario conocer el tiempo en el cual finaliza el Flujo Transitorio (t_2) y el tiempo en que inicio el BDF (t_3).

Para la identificación de la duración de cada régimen de flujo se pueden utilizar diversos métodos y softwares especializados. Sin embargo, en la presente investigación el método gráfico es utilizado, basado en gráficos de diagnóstico log - log de tasa versus tiempo, debido a la escasa información de datos de presiones de cabeza de pozo (THP).

Según Okouma et. al. [20], la identificación de los regímenes de flujo, basada en diagramas log-log de diagnóstico, puede reducir considerablemente la incertidumbre en los pronósticos de producción y/o la predicción de la Recuperación Final Esperada (EUR). Si sólo se utiliza el método de regresión para el emparejamiento histórico sin una guía de diagnóstico de los regímenes de flujo puede conducir rápidamente a errores altos en el pronóstico de producción y estimaciones del EUR.

Los parámetros críticos de declinación son: la Tasa de Declinación Inicial (D_i), los exponentes de declinación para los tres segmentos (b_1 , b_2 y b_3) y los valores de producción pronosticada ($q_{\text{pronóstico}}$). Son determinados aplicando el método de Triple Segmentación [19], con ayuda de un algoritmo desarrollado en lenguaje de programación *Python*. Los parámetros de entrada al algoritmo son: q_i (bbl/día), t_2 y t_3 , así como los valores reales de producción (q_{real} en bbl/día) de los primeros meses del pozo. Finalmente, para determinar cuantitativamente la desviación de la producción pronosticada ($q_{\text{pronóstico}}$) de la producción real (q_{real}), se utiliza la ecuación (1).

$$\text{Match Quality} = (1 - (|q_{\text{pronóstico}} - q_{\text{real}}| / q_{\text{real}})_{\text{prom}}) \times 100\% \quad (1)$$

III. CASO DE ESTUDIO

A. Características del campo

La ubicación del campo de estudio es en la provincia de Talara, localizada en el departamento de Piura, en el noroeste del Perú (ver Fig. 2). El campo escogido se ubica en la cuenca que lleva el mismo nombre, las formaciones productoras pertenecen al Grupo Amotape y están constituidas por una secuencia monótona, rítmica y deformada de cuarcitas, argilitas y pizarras de color negro. Su edad varía entre el Devónico y el Pérmico. Litoestratigráficamente el grupo Amotape ha sido subdividido en tres formaciones; Chaleco de Paño, Cerro Prieto y Palaus [21]. La columna estratigráfica de la cuenca Talara se muestra en la Fig. 3.

El espesor neto asociado a hidrocarburos se encuentra en el orden de 20 a 450 pies. La porosidad de las fracturas está en el orden de 0.1% a 0.4%, y la porosidad de matriz está en el orden de 1% a 4%. La permeabilidad de matriz está en el rango de 0.01 a 27 mD y la permeabilidad de fractura se encuentra en el rango de 27 a 300 mD. Debido a los valores bajos de permeabilidad, el campo ha requerido de trabajos de fracturamiento hidráulico. El mecanismo de producción del reservorio estudiado es gas en solución.



Fig. 2 Ubicación de la provincial Talara, en el departamento de Piura.

B. Aplicación de Triple Segmentación

Se estudiaron tres pozos verticales: pozo A, pozo B y pozo C, durante sus primeros 5 años de producción, en la Fig. 4a), se muestra la producción real de petróleo (en bopd) del pozo A. Debido al ruido en los datos fue necesario realizar un suavizado de los datos mediante un filtro de mediana, que es una técnica de procesamiento digital no lineal que realiza la operación de asignar a cada punto el valor de la mediana local. Sólo cambian aquellos valores que no corresponden a la mediana de la muestra. En la Fig. 4b) se muestran los datos de producción de petróleo suavizados del pozo A. Se han diferenciado dos pendientes que representan el flujo transitorio (línea verde) y BDF (línea azul).

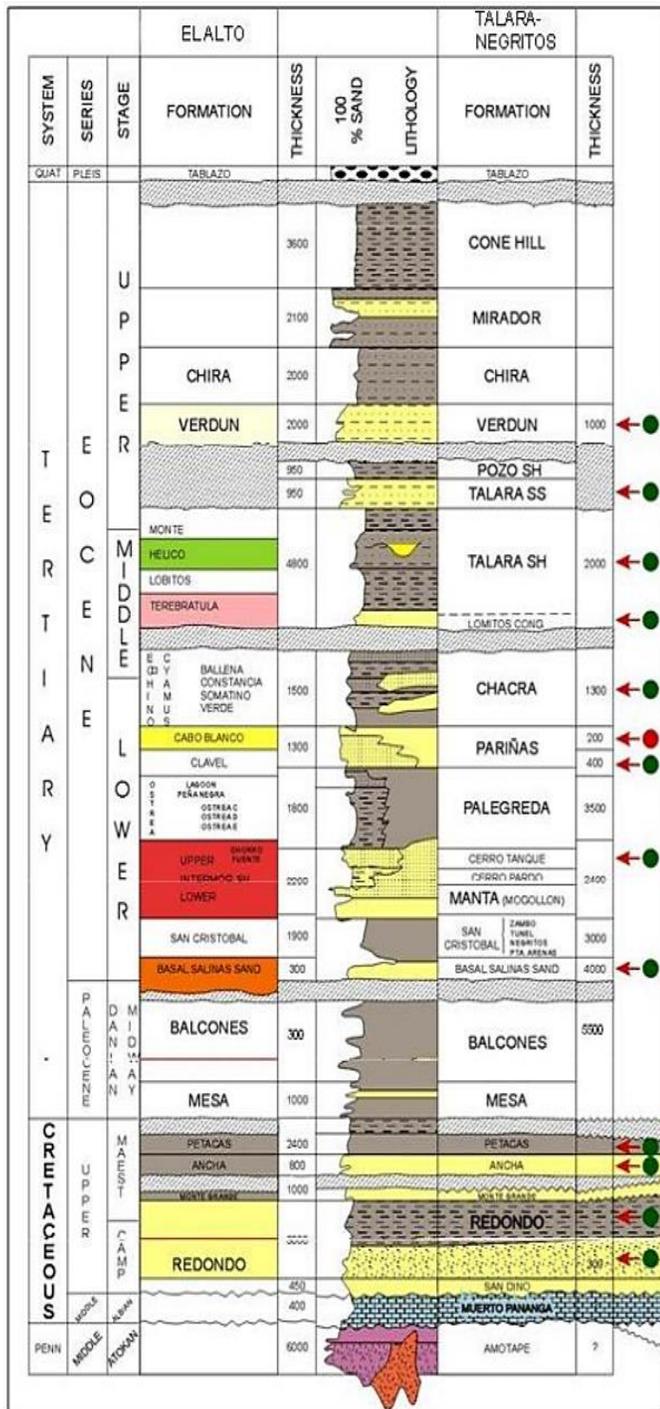


Fig. 3 Columna litoestratigráfica de la Cuenca Talara, parte norte (El Alto) y parte Sur (Talara – Negritos) [22].

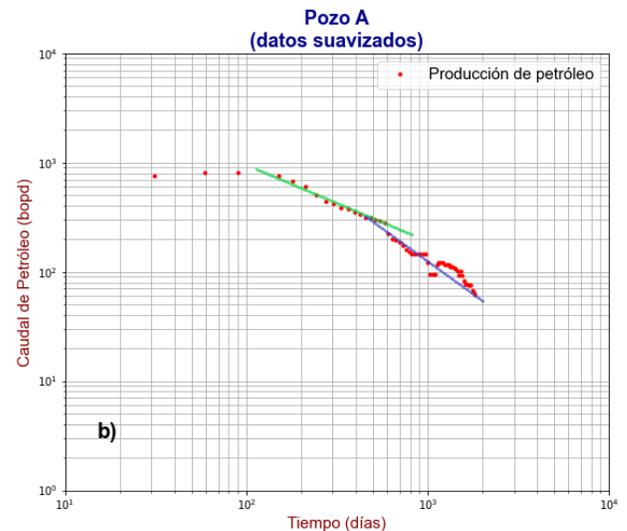
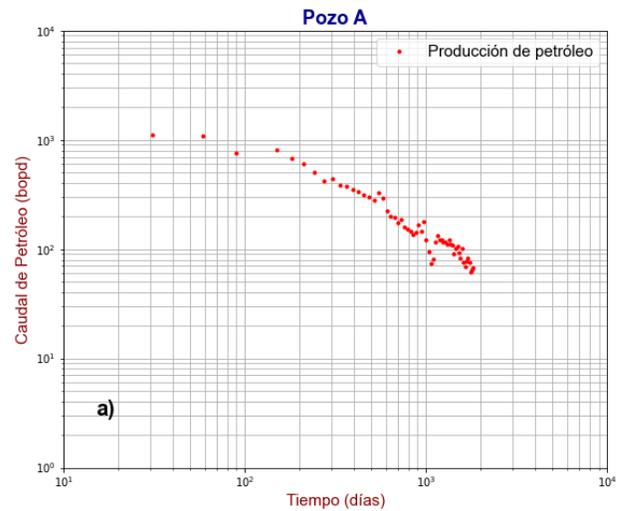


Fig. 4 Gráficos de tasa de producción (bopd) vs. tiempo (días) del Pozo A a) sin suavizado de datos y b) con suavizado de datos mediante filtro de mediana.

En la vida productiva de los tres pozos estudiados se han identificado tres regímenes de flujo separados por líneas punteadas verticales, la primera indica la finalización del Régimen Transitorio Primario (Segmento 1) y la segunda indica el inicio del régimen BDF (Segmento 3). El espacio comprendido entre ambas líneas (Segmento 2) corresponde al flujo de transición entre el flujo Transitorio Primario y BDF. En la Fig. 5 se muestran los datos reales de producción en los 5 primeros años de producción en escala semilogarítmica del pozo A, mientras que en la Fig. 6 se muestran los mismos datos suavizados en escala semilogarítmica.

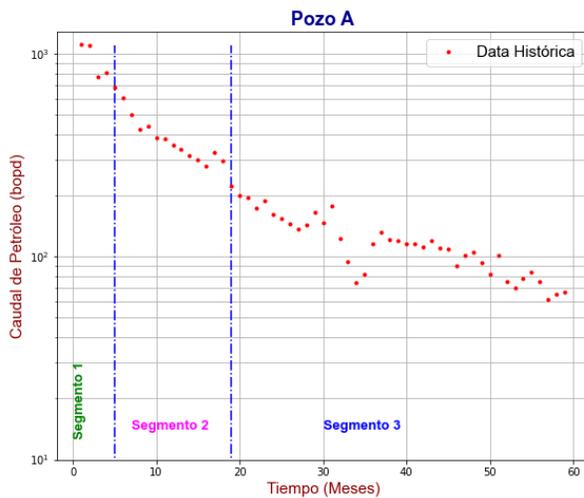


Fig. 5 Tasa de producción de petróleo (bopd) vs Tiempo (meses) del Pozo A.

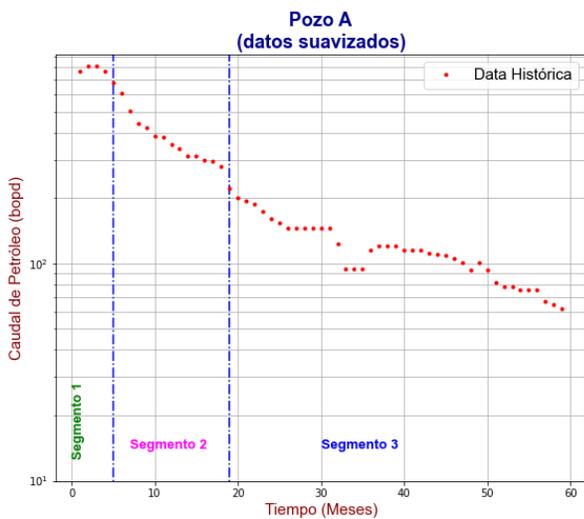


Fig. 6 Tasa de producción de petróleo (bopd) vs Tiempo (meses) del Pozo A con suavizado de datos mediante filtro de la mediana.

La producción ha sido pronosticada mediante el modelo de triple segmentación. El parámetro q_i ha sido obtenido de la data de producción de cada pozo. Se ha utilizado el promedio de cada coeficiente de Arps (b_1 , b_2 y b_3) que indican en el trabajo de investigación realizado por Tugan & Weijermars [19]. Los parámetros de ingreso al modelo son detallados en la Tabla II.

TABLA II
PARÁMETROS PARA EL PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN PARA
LOS POZOS A, B Y C

Pozo	q_i (bbl/día)	b_1	b_2	b_3	t_2 (meses)	t_3 (meses)
A	808	1.5	1.075	0.5875	5	19
B	578	1.5	1.075	0.9	4	15
C	568	1.5	1.075	0.5875	5	23
Promedio		1.5	1.075	0.6917	-	-

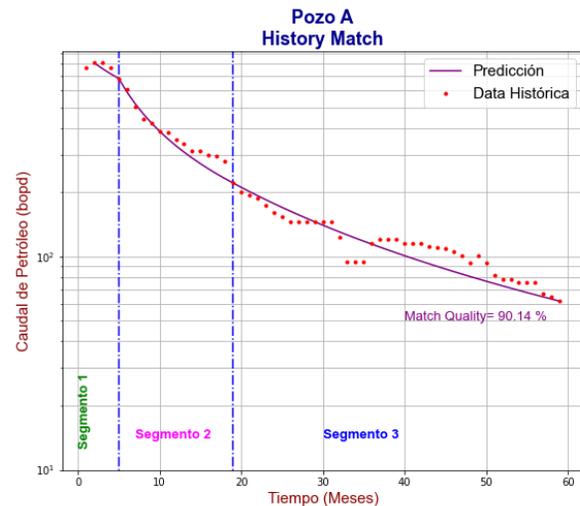
La producción pronosticada ha sido calculada según la ecuación (2) que derivan de la ecuación hiperbólica de Arps aplicada en cada segmento.

$$q(t) = \begin{cases} \frac{q_i}{(1 + b_1 D_i t)^{1/b_1}} & ; t < t_2 \\ \frac{q_2}{(1 + b_2 D_2 (t - t_2))^{1/b_2}} & ; t_2 \leq t \leq t_3 \\ \frac{q_3}{(1 + b_1 D_1 (t - t_3))^{1/b_3}} & ; t_3 \leq t \end{cases} \quad (2)$$

Se realizó la estimación de petróleo producido por un intervalo de 5 años (60 meses), además, se realizó la estimación de la Recuperación Final Esperada (EUR) de cada pozo, considerando un límite de 30 años (360 meses), que es el tiempo actual de duración de un contrato de explotación de un lote petrolero en el Perú.

IV. RESULTADOS

Los resultados obtenidos para el pozo A, pozo B y pozo C son mostrados en la Fig. 7, donde la curva morada representa el pronóstico y la coincidencia con la data histórica, según (1), es de 90.14% para el pozo A, 93.58% para el pozo B y 93.60% para el pozo C, siendo el 100% el ajuste perfecto entre los valores pronosticados y los valores reales.



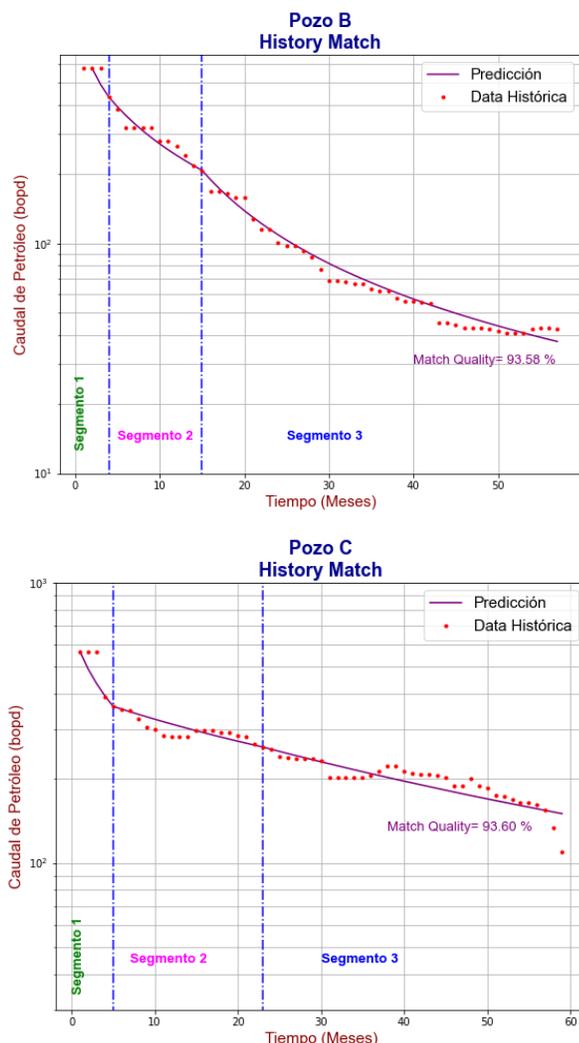


Fig. 7 Coincidencia de las tasas de producción pronosticadas con los datos históricos de producción del pozo A, B y C.

Los resultados mostrados en la Tabla III comparan los valores de petróleo producido acumulado durante los primeros 5 años de producción de los pozos A, B y C con los valores de petróleo pronosticado acumulado por el mismo intervalo de tiempo, en miles de barriles (MSTB).

TABLA III
COMPARACIÓN DE ESTIMACIONES DE EUR PARA LOS POZOS A, B Y C

Pozo	Acumulado reportado (MSTB) 5 años	Pronóstico Triple Segmentación (MSTB) 5 años	Pronóstico Triple Segmentación (MSTB) 30 años
A	416	379	515
B	259	241	344
C	456	448	930

El uso del modelo de triple segmentación para analizar datos de producción, no elimina todos los problemas de pronóstico de producción. La gran ventaja que tiene este

modelo sobre otros modelos de estimación de producción de pozos no convencionales es la simplicidad y familiaridad de su aplicación. La industria está muy familiarizada con las ecuaciones del modelo Hiperbólico e Hiperbólico Modificado, mientras que los modelos PLE, SEPD y Duong pueden ser complejos, principalmente porque sus ecuaciones tienen una mayor cantidad de variables. El modelo de triple segmentación mantiene la simplicidad de la ecuación Hiperbólica, y al mismo tiempo es capaz de modelar las declinaciones de un pozo de *tight oil*.

V. DISCUSIÓN

En el presente estudio se hace énfasis en la facilidad de uso del modelo de triple segmentación, sin embargo, la dificultad del método utilizado recae en que una de las variables más significativas en la predicción de la producción es el fin del Flujo Transitorio Primario. En caso este no se determine correctamente puede tener efectos negativos en la estimación de la EUR. Por lo tanto, es necesario conocer el historial de presiones de fondo del pozo para determinar su régimen de flujo y analizar mejor su comportamiento productivo.

El método utilizado es aplicable para reservorios con rocas de tipo *tight oil*, que incluyen pizarra, limolita y arenisca, y deben cumplir con las características de baja porosidad, comúnmente menor al 10% y permeabilidad de la matriz menor a 0.1 mD. De modo que, para utilizar el método propuesto es necesario realizar en principio un estudio geológico a detalle de la formación. Además, se resalta que los pozos estudiados no representan necesariamente al yacimiento en conjunto, por lo que es indispensable aplicar la metodología en más pozos y hacer un estudio a nivel yacimiento para entender las reservas totales.

VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Los distintos métodos de DCA abordados en la presente investigación muestran que existe un interés creciente en la búsqueda de una metodología que represente el comportamiento de un pozo de *tight oil*. Aunque la triple segmentación no es el método definitivo, representa muy bien el pronóstico de producción y, adicionalmente, es fácil de aplicar. Después de utilizar el modelo de triple segmentación en el caso de estudio, se obtuvieron muy buenos resultados de estimación. En los 3 pozos analizados se distingue el inicio del régimen BDF entre el mes 15 y mes 23, mientras que el flujo Transitorio Primario abarca los 5 primeros meses. El EUR a 5 años calculado en cada pozo muestra resultados conservadores, y en todos los casos menores al acumulado reportado, esto indica que la metodología no sobreestima el volumen de reservas, por el contrario, mantiene un margen menor al real. Finalmente, se pudo obtener resultados de EUR a 30 años de los pozos A, B y C con una coincidencia mayor al 90% utilizando la triple segmentación de DCA.

Los resultados obtenidos se compararon con los trabajos realizados en [14] y [19]. Los resultados del presente estudio

tienen un error < 10%, mientras que los obtenidos en [14] y [19] son <5%, la diferencia se debe a la limitación en los datos de historial de presión que, como se mencionó en V. DISCUSIÓN, permiten de manera más precisa tener una ubicación del régimen de flujo, y por consiguiente ayudan a que disminuya el margen de error. Asimismo, la presente investigación toma como caso de estudio un reservorio *tight* de características similares en permeabilidades y porosidades a los considerados en [14] y [19], quienes aplicaron sus respectivas metodologías en reservorios *tight oil* y *shale gas*, las diferencias recaen en la cantidad de pozos estudiados. Estos factores podrían aportar de manera significativa a la investigación y minimizar los errores en la predicción.

Para futuros trabajos se pueden aplicar metodologías alternativas al DCA para el cálculo de EUR, como simulación numérica, balance de materiales, con la finalidad de comparar los volúmenes obtenidos y corroborar los resultados. Adicionalmente, es de suma importancia continuar con el estudio del DCA para recursos no convencionales, dado que en los últimos años diferentes metodologías han sido propuestas, pero ninguna ha gozado de éxito en todos los yacimientos que han sido aplicadas.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen al Instituto de Investigación de la Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y Petroquímica, de la Universidad Nacional de Ingeniería.

REFERENCIAS

- [1] U.S Energy Information Administration, Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formation in 41 Countries Outside the United States., Washington, 2013.
- [2] U.S Energy Information Administration, International Energy Outlook 2019 with projections to 2050, 2019.
- [3] H. Wang, F. Ma, X. Tong, Z. Liu, X. Zhang, Z. Wu, D. Li, B. Wang, Y. Xie and L. Yang, "Assessment of global unconventional oil and gas resources," *Petroleum Exploration and Development*, 2016.
- [4] K. M. Bartko and B. Coffin, "Technology-driven Approach to Develop Shale Gas in Saudi Arabia," 2015.
- [5] W. Morales, First Unconventional Play From Peruvian Northwest: Muerto Formation, 2018.
- [6] J. Sinchitullo, J. Armacanqui, Y. Tafur, G. Prudencio and A. Sinchitullo, "Integrated Royalties Model to Promote the Exploration and Exploitation of Tight Reservoirs in North West of Peru," *Asia Pacific Unconventional Resources Technology Conference, Brisbane, Australia, 18-19 November 2019. Unconventional Resources Technology Conference*, pp. 238-252, 2020.
- [7] T. Ahmed, Reservoir Engineering Handbook, 2019.
- [8] J. J. Arps, Analysis of Decline Curve, 1945.
- [9] D. Ilk, J. Rushing and T. Blasingame, Exponential vs. Hyperbolic Decline in Tight Gas Sands - Understanding the Origin and Implications for Reserve Estimates Using Arps' Decline Curves., 2008.
- [10] P. P. Valko and W. Lee, A Better Way To Forecast Production From Unconventional Gas Wells, SPE Annual Technical Conference and Exhibiton, 2010.
- [11] A. N. Duong, "An Unconventional Rate Decline Approach for Tight and Fracture-Dominated Gas Wells," 2010.
- [12] K. Wang, H. Li, J. Wang, B. Jiang, C. Bu, Q. Zhang and W. Luo, "Predicting production and estimated ultimate recoveries for shale gas wells:," *Applied Energy*, p. 1, 2017.
- [13] H.-B. Liang, L.-H. Zhang, Y.-L. Zhao, B.-N. Zhang, C. Chang, M. Chen and M.-X. Bai, Empirical methods of decline-curve analysis for shale gas reservoirs: Review, evaluation, and application, 2020.
- [14] I. Gupta, C. Rai, C. Sondergeld and D. Devegowda, "Variable Exponential Decline - Modified Arps to Characterize Unconventional Shale Production Performance," 2018.
- [15] M. J. Fetkovich, M. E. Vienot, M. D. Bradley and U. G. Kiesow, Decline Curve Analysis Using Type Curve: Case Histories.
- [16] M. R. Giles, D. Nevin, B. Johnston and M. Hollanders, "Understanding Volumes, Economics and Risk Mitigation in Unconventional," 2012.
- [17] H. Xiong, S. Gao and H. Li, "Generate Type Well Performance Curves by Combining Multi-Segment Decline Models and Calibrated Numerical Simulation Models for UR Wells in Permian Basin," 2017.
- [18] S. Varma, S. H. Tabatabaie, J. Ewert and L. Mattar, "Variation of Hyperbolic-b-parameter for Unconventional Reservoirs, and 3-Segment Hyperbolic Decline," 2018.
- [19] M. F. Tugan and R. Weijermars, "Improved EUR Prediction for Multi-Fractured Hydrocarbon Wells Based on 3-Segment," 2019.
- [20] V. Okouma, D. Symmons, N. Hosseinpour-Zonooz, D. Ilk and T. Blasingame, "Practical Considerations for Decline Curve Analysis in Unconventional Reservoirs — Application of Recently Developed Time-Rate Relations," 2012.
- [21] M. Martinez, "Geología del basamento Paleozóico en las Montañas de Amotape y posible origen del petróleo en las rocas Paleozóicas del noreste de Perú," in *Iero Congreso Latinoamericano de Geología*, Lima, 1970.
- [22] G. Pozo, "Identification Guide of fossil foraminifers and application to Biostratigraphy of Talara basin - Peru," 2017.