

Optimizing Production Analysis: A Focus on Modern Decline Methods for Tight Reservoirs in Northwest Peru

MSc. Ing. Víctor Alexei Huerta Quiñones, Universidad Nacional de Ingeniería, ahuerta@fip.uni.edu.pe
Eng. Alfredo Moran Quiliano, Universidad Nacional de Ingeniería, amoranq@uni.pe
Bs. Leonardo Adriano, Universidad Nacional de Ingeniería, ladrianos@fip.uni.edu.pe

Abstract– The Talara basin is an oil basin in northwestern Peru that has been developed for more than 130 years and has more than 15,000 wells drilled in different producing reservoirs, mostly in commingled.

Eventhough this maturity degree, heterogeinities in rock quality and complexity in structural geology and stratigraphy make difficult to predict production performance of low permeability reservoirs with accuracy. This study is focused on predicting production performance of Lower Pariñas formation, after being hydraulically fractured in several stages.

To model the production behavior, Arps Decline Curves are normally used, however, it has been found that this classical method does not allow to correctly model the behavior of tight reservoirs. In recent years, modern declination techniques such as modified Arps, Power Law, Narrow Exponential, Extended Exponential and Duong Model have been developed. The evaluation revealed that the modern methods offer a better fit to the production history, compared to the classical Arps method, in the periods of 0.5, 2 and 4 years of history, highlighting the importance of the new models. It is concluded that to obtain accurate forecasts with an error of less than 9%, at least 2 years of production history in neighboring wells is required to define the model parameters. It is specified that the modified Arps model is the most adequate for the Lower Pariñas formation, representative reservoir of the Talara basin.

Keywords– Decline Curves Analysis, Low permeability, Tight Reservoirs, Talara Basin.

Optimización del Análisis Productivo: Un Enfoque en Métodos Modernos de Declinación para Reservorios Tight en el Noroeste Peruano

MSc. Ing. Víctor Alexei Huerta Quiñones, Universidad Nacional de Ingeniería, ahuerta@fip.uni.edu.pe
Eng. Alfredo Moran Quiliano, Universidad Nacional de Ingeniería, amoranq@uni.pe
Bs. Leonardo Adriano, Universidad Nacional de Ingeniería, ladrianos@fip.uni.edu.pe

Resumen— *La cuenca Talara es una cuenca petrolífera en el noroeste peruano desarrollada por más de 130 años y cuenta con más de 15,000 pozos perforados en distintos horizontes productivos, lo que la convierte en la cuenca más desarrollada del país. Esta cuenca presenta múltiples reservorios productivos a distintas profundidades y es particular por su alta complejidad geológica resultando en un fuerte fallamiento estructural.*

Actualmente, los campos petroleros de la cuenca Talara presentan diversos retos para su explotación. Uno de los objetivos en la continuación de su desarrollo y explotación es enfocarse en formaciones productoras de menor calidad (baja permeabilidad). La evaluación del comportamiento productivo de este tipo de rocas apretadas o también llamados Tight, presentes en esta cuenca, es en lo que se enfoca este estudio.

Una de las formaciones productoras o roca reservorio de hidrocarburo considerada de baja permeabilidad es la formación Pariñas Inferior, presente en múltiples Lotes de la cuenca Talara. Este reservorio, debido a su condición de baja permeabilidad, no puede ser producido por métodos convencionales, por lo que debe ser estimulado para ponerse en producción.

Para poder modelar el comportamiento productivo normalmente se hace uso de las Curvas de Declinación de Arps, sin embargo, se ha comprobado que este método clásico no permite modelar correctamente el comportamiento de los reservorios apretados. En los últimos años se han desarrollado técnicas modernas de declinación tales como Arps modificado, Power Law, Exponencial Estrecha, Exponencial Extendida y el Modelo de Duong. La evaluación reveló que los métodos modernos ofrecen un mejor ajuste a la historia productiva, comparado con el método clásico de Arps, en los periodos de 0.5, 2 y 4 años de historia, destacando la importancia de los nuevos modelos. Se concluye que para obtener pronósticos precisos con un error menor al 9% se requiere de por lo menos 2 años de historia productiva en pozos vecinos para definir los parámetros del modelo. Se especifica que el modelo de Arps modificado es el más adecuado para la formación Pariñas Inferior, reservorio representativo de la cuenca Talara.

Palabras clave— *Análisis de Curvas de Declinación, Baja permeabilidad, Reservorios apretados, Cuenca Talara.*

I. INTRODUCCIÓN

Los campos de petróleo y gas presentes en el noroeste peruano han sido desarrollados por más de 100 años. Al inicio de la explotación de estos campos se registraron respuestas productivas por pozo con caudales de petróleo por encima de los 1,000 barriles por día. Las actuales campañas de perforación en su mayoría tienen como objetivo perforar pozos a menor espaciamento, con resultados productivos de menor

envergadura, debido a que los principales reservorios ya han sido desarrollados durante estos años. En la actualidad la producción de estos campos representa alrededor del 50% del total de la producción de petróleo del Perú [1].

El desarrollo durante estos años ha afectado en la energía de las rocas reservorio, por lo que cada vez es más complicado identificar proyectos de perforación de ubicaciones rentables que vayan a las formaciones objetivas iniciales.

Los reservorios de baja permeabilidad, o también conocido como reservorios apretados o *tight* de la cuenca Talara, se han vuelto en los objetivos principales con el objetivo de buscar desarrollar volúmenes comerciales en cada pozo. Estos reservorios son considerados como no convencionales debido a que no pueden ser puestos en producción con completaciones habituales, por lo que deben ser estimulados para ponerse en producción.

El Análisis de Curvas de Declinación (DCA) es una de las herramientas de la ingeniería de reservorios para estimar reservas a partir de la historia del comportamiento productivo en campos de petróleo y gas. Por sus propias características, estos reservorios no pueden ser modelados por métodos convencionales de declinación como son las Curvas de Declinación de Arps, ya que una de las condiciones para aplicar este método es que se presente un flujo dominado por fronteras, condición que tarda en presentarse los reservorios de baja permeabilidad. Es por ello que en los últimos años se han propuesto nuevos métodos de declinación, teniendo en cuenta las características que definen el comportamiento de los reservorios apretados [2].

A. Reservorios Apretados o Tight

Los reservorios apretados o *tight* son catalogados como un tipo de reservorio no convencional. Estos reservorios se presentan en sistemas petroleros similar a los convencionales, con la necesidad de una roca madre, roca reservorio, roca sello y una trampa para que existas una acumulación de hidrocarburos. Así también la matriz predominante en estos reservorios es la arenisca.

La principal característica que presenta los reservorios apretados o *tight* es su baja permeabilidad. Se considera una baja permeabilidad a valores en el orden de 0.5 mD, la cual lleva a que estos cuerpos requieran un proceso de estimulación para crear nuevos canales que permitan producir volúmenes comerciales de petróleo y gas [3].

El desarrollo de reservorios catalogados como apretados o tight han mostrado que los modelos clásicos de declinación no logran un buen ajuste histórico, llevando a errores en los estimados. En los últimos años, se ha observado un gran avance en las técnicas de análisis de declinación en reservorios no convencionales de baja permeabilidad, estas técnicas también pueden ser utilizadas en reservorios convencionales apretados y fracturados hidráulicamente, como los que se desarrollan en la Cuenca Talara, en donde la aplicación de un DCA convencional suele sobreestimar las reservas [4].

II. METODOLOGÍA

El desarrollo de la presente investigación seguirá la siguiente secuencia de pasos como estrategia de trabajo:

- Recopilación de información histórica de producción del campo de estudio, caracterización del o los reservorios objetivos.
- Revisión detallada de los historiales de pozo, completación, métodos de estimulación y métodos de producción.
- Validación y limpieza de la información recopilada, historia de producción, identificación de eventos o intervenciones que puedan afectar el comportamiento productivo en el tiempo.
- Elaboración de curvas tipo por reservorio y zona, considerando variables como grado energía, densidad de pozos y profundidad. Evaluación de la declinación del o los reservorios estudiados mediante métodos convencionales, con pronósticos a 0.5, 2 y 4 años. Comparar estos con la producción real y estimar el error porcentual del volumen acumulado (N_p) pronosticado en relación con el comportamiento real.
- Evaluación del comportamiento productivo de los reservorios con cada modelo o método moderno estudiado, realizando pronósticos a 0.5, 2 y 4 años. La comparación con la producción real permitirá estimar el error porcentual del volumen acumulado (N_p) pronosticado respecto al comportamiento real.
- Determinación del modelo que mejor se ajuste al reservorio estudiado y proponer su aplicación. Definir un intervalo de valores para las variables de control de cada modelo para su implementación.

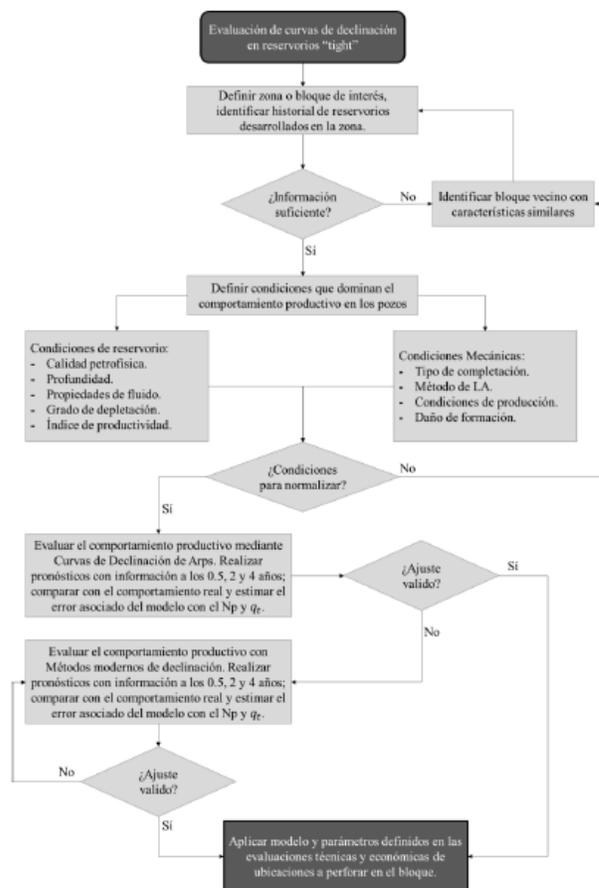


Fig. 1 Diagrama de Flujo para la evaluación de curvas de declinación en reservorios apretados.

III. CURVAS DE DECLINACIÓN EN RESERVORIOS DE PETRÓLEO Y GAS

Las curvas de declinación comenzaron a formularse y posteriormente a analizarse por el año de 1945 en yacimientos convencionales. Arps [3], empleó datos de históricos de producción y encontró la mejor curva de ajuste para poder extrapolar los datos de producción hacia el futuro en función a una ratio de declinación “D” y su derivada “b” conocido como exponente de declinación o constante de declinación, que dependiendo de este valor puede comportarse de manera exponencial, hiperbólica o armónica.

Evaluar el desempeño de un pozo en yacimientos no convencionales mediante los métodos convencionales de curva de declinación presenta desafíos significativos debido a diversos problemas, entre los cuales se incluye la naturaleza de las características de la roca reservorio, caracterizada por una permeabilidad muy baja y la capacidad de producción a través de extensas etapas de fracturamiento transversal. Además, se enfrenta a la posible presencia de múltiples regímenes de flujo complejos, los cuales podrían manifestarse de manera

secuencial en este tipo específico de recursos de hidrocarburos. Estos desafíos han conducido al desarrollo reciente de diversas relaciones empíricas entre la tasa de declinación y el tiempo, formuladas específicamente para pozos de shale gas y tight oil [5].

Con la llegada del desarrollo de yacimientos no convencionales [6], Uno de ellos es el modelo Exponencial de Ley de Potencias (PLE) predice la producción de pozos con una ecuación flexible que combina exponencial y ley de potencias la cual se basa en las curvas de declinación clásicas de Arps [7]-[8]. Valko y Lee propusieron el modelo SEPD para prever la producción en pozos de gas no convencionales. Este considera múltiples volúmenes contribuyentes con declinaciones exponenciales individuales [9]. En el contexto de lutitas fracturadas, Duong presentó un modelo para pozos de gas y petróleo. Este considera un aumento temporal en la densidad de fracturas conectadas debido al agotamiento de la presión en situaciones de flujo lineal [10].

La información en la Tabla I presenta una síntesis de los diversos modelos propuestos en este estudio, junto con las correspondientes ecuaciones matemáticas vinculadas a cada uno de ellos.

TABLA I
RESUMEN DE MODELOS DE CURVAS DE DECLINACIÓN [7]

Método	Modelo
Arps (1945) Exponencial Hiperbólico	$q = q_i e^{-Dt}$ $q = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{1/b}}$
Armónico	$q = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)}$
PLE (2008)	$D = D_\infty + D_1 t^{-(1-n)}$ $q = \hat{q}_i e^{(-D_\infty t - D_1 t^n)}$
Duong (2010)	$t(a, m) = t^{-m} e^{\frac{a}{1-m}(t^{1-m}-1)}$ $q = q_1 t(a, m) + q_\infty$
SEDM (2010)	$q = q_i * \exp\left(-\left(\frac{t}{\tau}\right)^n\right)$
EEDM (2016)	$a = \beta_l + \beta_e e^{-t^n}$ $q = q_i e^{-at}$

En la Figura 2 y Figura 3 Se presentan ciertas consideraciones esenciales para tener en cuenta en cada modelo de declinación. Del mismo modo, se analizan y contrastan las ventajas y desventajas de los diferentes modelos.

Decline Model	¿Pronóstico de producción razonable para reservorios de baja permeabilidad?	¿Válido en flujo transiente?	¿Válido en flujo dominado por fronteras?	¿Necesitar variar sus parámetros para tiempos largos?	¿Bueno con poca data de producción (menor a 1 año)?	¿Es fácil de usar?
Arps – Original	No	No	Sí	Sí	No	Sí
Arps – Modificada	Posiblemente	Sí	Sí	Sí	No	Sí
Duong	Posiblemente	Sí	No	No	Sí	No
Power Law	Posiblemente	Sí	Sí	No	No	No
SEDM	Posiblemente	Sí	No	No	No	Sí

Fig. 2 Comparación de los modelos de declinación.

Decline Model	Mayor fortaleza	Mayor limitación
Arps – Original	De fácil aplicación	Requiere un flujo dominado por fronteras (BDF) y una presión de fondo constante.
Arps – Modificada	De fácil aplicación	Temprano BDF, requiere una declinación exponencial tardía.
Duong	Permite un modelo para pozos fracturados (en flujo lineal)	Inapropiado para BDF, tiene a sobredimensionar
Power Law	Permite un modelo el flujo transiente con una suave transición al flujo BDF.	Algunas veces se dificulta el ajuste de sus parámetros.
SEDM	Permite un modelo el flujo transiente.	No es preciso en BDF, tiene a ser conservativo.

Fig. 3 Fortalezas y limitaciones de los modelos de declinación.

IV. CAMPO DE ESTUDIO

La cuenca Talara, es una cuenca petrolífera ubicada al noroeste peruano, cuenta un área aproximada de 32,000 Km². Esta cuenca se ha desarrollada por más de 100 años por más de 15,000 pozos perforados en distintos horizontes productivos. Hoy en día sigue siendo una de las fuentes más importante de hidrocarburos en el país, representando distintos retos para su desarrollo en distintos Lotes Petroleros a lo largo de su extensión, Figura 4.

La cuenca Talara, presenta múltiples horizontes productivos, los de mayor desarrollo a lo largo de su historia son las formaciones Echino, Mogollón, Basal Salina, Peña Negra, Pariñas, Pariñas Inferior, entre otras.

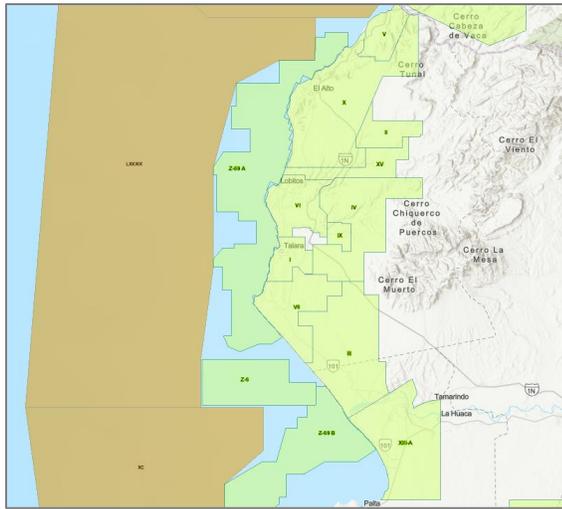


Fig. 4 Subdivisión de la cuenca Talara (Fuente: Perupetro).

TABLA II
PRODUCCIÓN ACUMULADA POR LOTE PETROLERO

Lote	Vol. Acumulado, MMbbls	Porcentaje
X	517.3	31%
VI-VII	504.0	31%
Z2B	378.1	23%
I	112.9	7%
III	41.8	3%
IV	35.5	2%
II	28.0	2%
XIII	17.9	1.1%
IX	8.2	0.5%
V	5.8	0.4%
XX	1.8	0.1%
XV	0.9	0.1%

A. Desarrollo de la cuenca Talara

El desarrollo de la cuenca Talara inicio en el año 1873, con el primer pozo perforado en el yacimiento “Negritos”, el cual alcanzo una profundidad de 100 pies. Desde entonces se han perforado más de 15,000 pozos, la gran mayoría de desarrollo.

Actualmente, la cuenca Talara está subdividida en 12 bloques o Lotes, los cuales se estima han acumulado más de 1,650 MMbbls de petróleo a lo largo de toda su vida productiva. El valor máximo de producción de petróleo registrada en esta cuenca fue en el año 1964 con una producción alrededor de 78 Mbpd. La producción actual de los Lotes petroleros de la cuenca Talara en conjunto es de cerca de 20 Mbpd, la cual representa aproximadamente el 50% del total de la producción nacional [1].

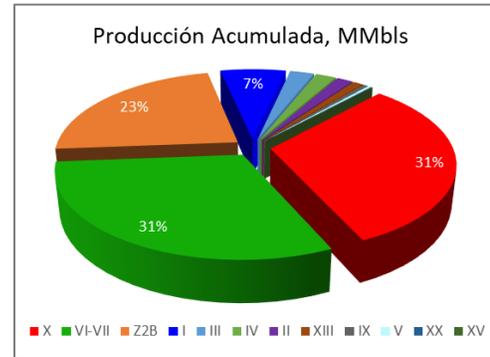


Fig. 5 Segregado de la producción histórica de la cuenca Talara (elaboración propia).

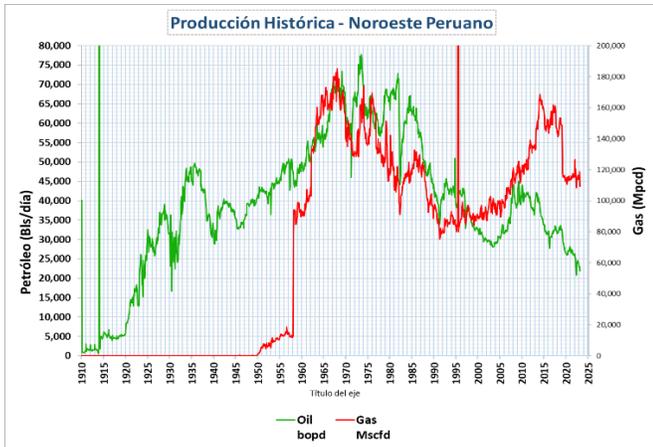


Fig. 4 Producción histórica de la cuenca Talara (elaboración propia).

B. Geología Estructural

La cuenca Talara se caracteriza por su alto grado de actividad tectónica. Estos eventos pasados ha llevado a 2 rasgos estructurales predominantes. El primero es el fallamiento normal, producto de esfuerzos tensionales. Estos eventos han generado una compartimentación de las rocas reservorio, dividiéndola en múltiples bloques, haciendo que acumulaciones de hidrocarburos se encuentren independientes unas de otras, por lo que en la actualidad aún se perfora en zonas conocidas, obteniendo condiciones originales.

El segundo rasgo estructural, es la presencia de fallas Inversas, producto de un periodo comprensivo, el cual hace que los reservorios productores de la cuenca cabalguen sobre sí mismas, y sean encontradas de manera repetida al ser perforadas. En la Figura 6 se muestra una sección representativa que muestra la complejidad de la cuenca Talara.

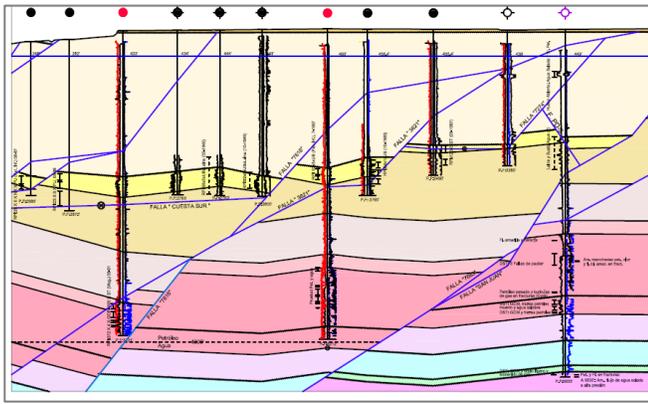


Fig. 6 Sección estructural representativa de la cuenca Talara.

V. APLICACIÓN DE MÉTODOS DE DECLINACIÓN CONVENCIONALES Y MODERNOS EN CAMPOS PERUANOS

Se seleccionó una muestra de 22 pozos productores solo de la formación Pariñas Inferior de la cuenca Talara. Los pozos seleccionados son de 3 Lotes distintos de la cuenca Talara, fueron perforados y completados en distintos periodos de tiempo, los pozos seleccionados fueron estimulados mediante fracturamiento hidráulico, así también fueron puestos en producción mediante un mecanismo de levantamiento artificial conocidos como Bombeo Mecánico. La producción normalizada de los pozos seleccionados se muestra en la Figura 7.

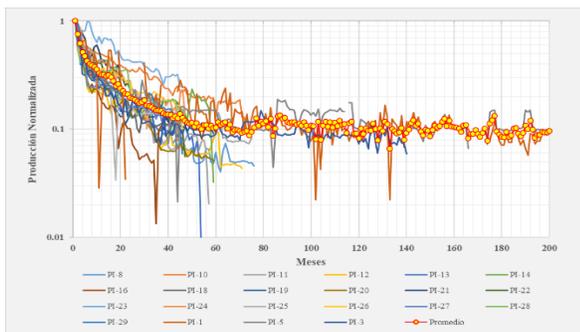


Fig. 7 Producción de petróleo normalizada.

La curva promedio del comportamiento productivo de los pozos en evaluación es extraída y comparada con las Curvas de Declinación de Arps. Realizando el ajuste histórico se puede obtener buenos resultados los primeros meses; sin embargo, se presenta una gran diferencia a mayor historial de producción, esto nos permite decir que en los reservorios apretados o de baja permeabilidad no es recomendable realizar pronósticos a través de los modelos convencionales (Exponencial, Hiperbólico y Armónico).

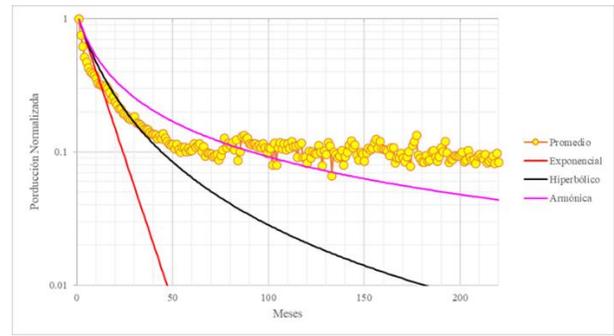


Fig. 8 Curva Normalizada evaluada con métodos de Arps.

El error cometido al realizar un pronóstico de producción a través de las Curvas de Declinación de Arps para este tipo de reservorios se puede medir mediante la comparación del volumen acumulado calculado y el volumen acumulado real, a los tiempos de 6 meses, 2 años y 4 años.

TABLA II
DIFERENCIA PORCENTUAL DEL ACUMULADO POR CURVAS DE ARPS RESPECTO AL REAL

Tiempo (años)	Exponencial	Hiperbólico	Armónica
0.5	26%	29%	31%
2	4%	24%	39%
4	19%	14%	42%

Para realizar la evaluación mediante métodos modernos, es importante recordar que las principales asunciones de los reservorios modelados mediante estos métodos es que son reservorios apretados y estimulados mediante fracturamiento hidráulico. Ambas consideraciones generan que el régimen de flujo dominante los primeros meses sea un régimen transitorio de flujo lineal (por el fracturamiento hidráulico), el cual se extienda un tiempo considerable debido a la baja permeabilidad antes de lograr un régimen de flujo dominado por fronteras. Estos regímenes se esquematizan en la Figura 9.

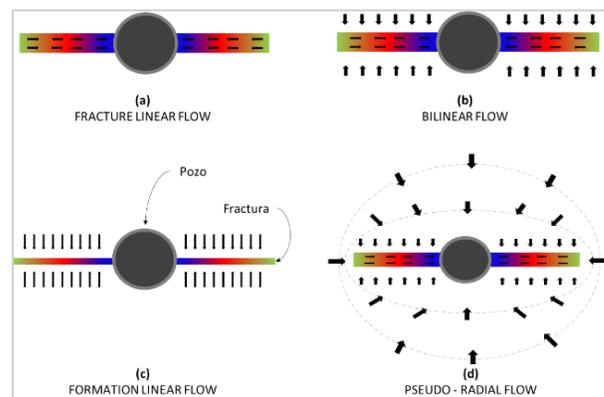


Fig. 9 Patrones de flujo en un pozo fracturado hidráulicamente.

Para todos los pozos que producen de formaciones de baja permeabilidad estimulados mediante fracturamiento hidráulico, se ha observado que desarrollan de 3 regímenes de flujo los primeros años de vida de producción, estos son: flujo lineal (a través de la fractura), flujo bilineal (debido al flujo lineal hacia la fractura y lineal hacia el pozo) y flujo radial en donde el comportamiento productivo se estabiliza.

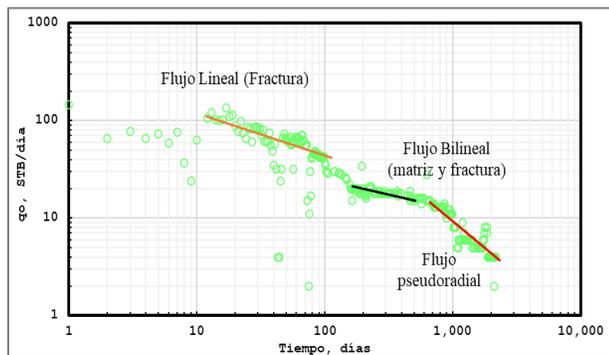


Fig. 10 Determinación de los regímenes de flujo.

El comportamiento de los regímenes de flujo de larga duración es una consideración abarcada en la definición de los nuevos modelos de declinación, ya que este comportamiento es típico de reservorios de baja permeabilidad, condición que se presenta en los reservorios de la cuenca Talara. Es por este motivo por la cual se propone la aplicación de los métodos modernos de Curvas de Declinación en estos campos. A continuación, se realiza la evaluación de la aplicación de los 5 métodos modernos estudiados, estos son aplicados con 6 meses, 2 años y 4 años de historia de producción, y es comparado con el total de la historia de producción de un pozo representativo. En la Figura 11 se observa que, con 6 meses de producción, mostrando que es un periodo de tiempo muy corto para estimar pronósticos representativos. En la Figura 12 se realiza el ajuste con 2 años de historia, mostrando un pronóstico con mejor precisión para estimar el volumen total a recuperar. En la Figura 13, con 4 años de historia de ajuste se tiene un ajuste muy preciso de la curva de volumen acumulado (N_p).

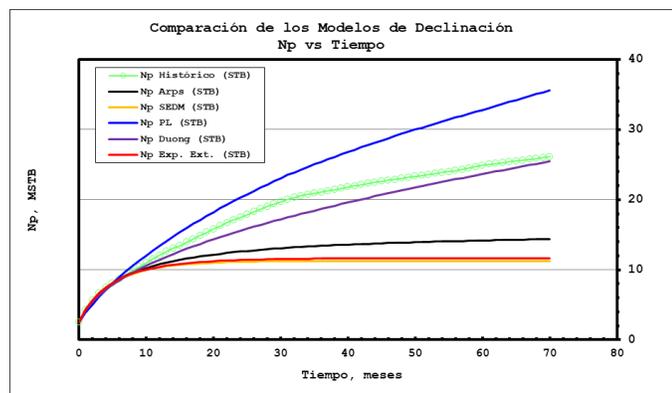


Fig. 11 Comparación del volumen acumulado con 0.5 años de historia.

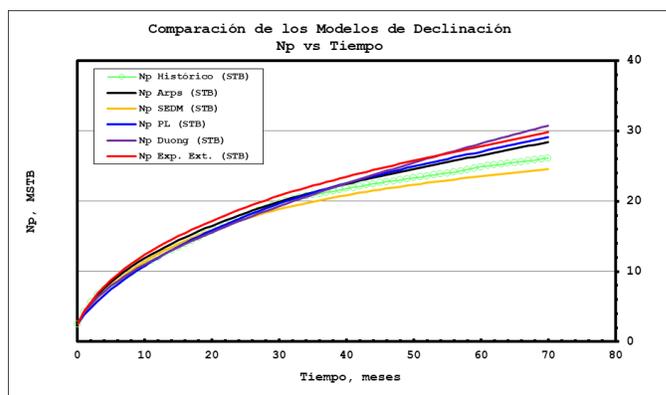


Fig. 12 Comparación del volumen acumulado con 2 años de historia.

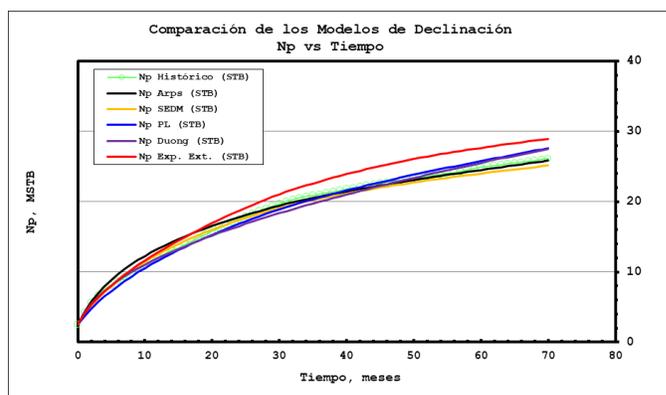


Fig. 13 Comparación del volumen acumulado con 4 años de historia.

Los resultados del ajuste histórico en los periodos de 2 y 4 años reducen el error estimado del volumen acumulado final en alrededor del 10%. El ajuste de 4 años de historia de producción permite definir que los modelos que presentan mejor ajuste solo usando este periodo son el de Arps modificado ($b > 1$) y el de SEDM de Valkó, con errores de -1.06% y -3.79%. El valor negativo significa una subestimación de los volúmenes acumulados finales con el total de historia de producción.

TABLA III
DIFERENCIA DEL AJUSTE CON 4 AÑOS DE HISTORIA.

Ajuste nuevos métodos DCA (4 años)		
Np historico (MSTB)		26.1
Método	Np estimado (MSTB)	Diferencia (%)
Arps ($b > 1$)	25.85	-1.06%
SEDM	25.14	-3.79%
Power Law	27.63	5.76%
Duong	27.52	5.32%
Exp Ext	28.91	10.66%

Los parámetros de control ajustados de la aplicación de los métodos modernos para el comportamiento de la formación Pariñas Inferior de la cuenca Talara.

TABLA IV
PARÁMETROS DE AJUSTE, MÉTODOS MODERNOS DE DECLINACIÓN.

Arps		SEDM		POWER LAW		DUONG		EXP EXT	
Qi	82	qi	82	q [∧]	82	q [∞]	1,974	qi	82
Di	0.42	τ	4	Dinf	0.0003	qi	260	Bi	0.040
b	1.20	n	0.41	Di	0.7400	a	0.697	Be	1.23
				n	0.3000	m	1.071	n	0.40

Es importante identificar los tiempos óptimos para realizar un ajuste representativo. A partir de 6 meses de historia de producción, los resultados del volumen total acumulado pueden ser muy variable, esto debido a que los primeros meses de producción, por efecto del fracturamiento hidráulico, se presenta un máximo de producción importante por efecto de la estimulación, el cual va estabilizando a medida el aporte productivo sea netamente del reservorio no contactado por la fractura.

Se ha identificado con las evaluaciones realizadas a los pozos productores con los nuevos modelos, que el tiempo mínimo necesario para realizar un ajuste que permite estimar con mejor certidumbre los acumulados, es a partir de 2 años. Esto considerando que para el reservorio en evaluación se presenta una estabilización de la producción a partir de los 30 meses de producción, con lo cual la producción tardía ajustada de la curva permitirá un pronóstico con una declinación más atenuada. En la Figura 14 se presenta la comparación de los estimados para el caso del pozo referente, partiendo desde los 2 años se puede tener un ajuste representativo y con ello identificar que modelo es el que mejor representa el comportamiento real.

TABLA V
COMPARACIÓN DE VOLÚMENES ACUMULADOS A DISTINTOS TIEMPOS DE HISTORIA DE AJUSTE.

Modelos	Np estimado (MSTB)		
	0.5 años	2 años	4 años
Arps Mod. (b>1)	14.4	28.4	25.9
SEDM	11.3	24.6	25.1
Power Law	35.6	29.1	27.6
Duong	25.5	30.8	27.5
Exp Ext	11.6	29.8	28.9

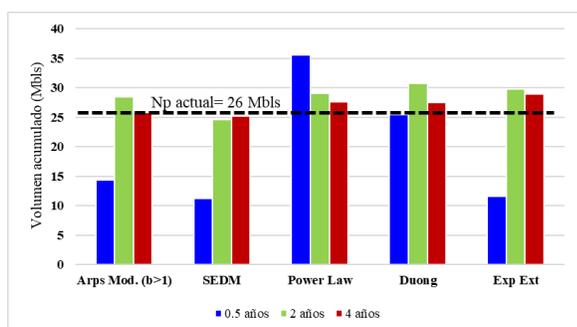


Fig. 14 Comparación de los estimados de Np a distintos tiempos de ajuste.

VI. RESULTADOS Y CONCLUSIONES

- La evaluación permitió determinar que el comportamiento productivo de reservorios apretados no puede ser ajustado con los modelos convencionales de Arps, ya que los ajuste a distintos periodos de tiempo llevan a errores en el total de la curva de producción.
- El flujo transitorio es extendido por varios meses en estos reservorios debido a sus características petrofísicas, así también el régimen de flujo predominante en estos reservorios es el flujo pseudo lineal, como consecuencia de la estimulación por fracturamiento hidráulico.
- La evaluación de la curva promedio mediante análisis de Curvas de Declinación de Arps mostró errores elevados en el pronóstico por encima de 40% del volumen total real, lo cual demuestra que es recomendable ajustar el comportamiento productivo mediante estos métodos.
- La aplicación de métodos modernos de declinación mostró un mejor ajuste en todos los casos para el reservorio en estudio, ya que estos métodos consideran dentro de su formulación que el reservorio es apretado y estimulado mediante fracturamiento hidráulico.
- Se definió que para realizar un pronóstico preciso mediante métodos modernos será necesario tener por lo menos 2 años de historia productiva.
- El estudio mostró que para la formación Pariñas Inferior de la cuenca Talara, el modelo que mejor ajusta a su comportamiento real es el modelo de Arps modificado ("b" mayor 1). El ajuste de un pozo tipo que desarrolló esta formación, mostró que con 4 años de historia de producción se puede estimar un valor final de acumulado con un error de -1.06%.
- Se recomienda aplicar el modelo de Arps modificado en el Análisis de Curvas de Declinación de los reservorios de la cuenca Talara.

VII. AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a la Universidad Nacional de Ingeniería por el apoyo para publicar este trabajo.

REFERENCIAS

- Perupetro, "Estadística petrolera", Perupetro, abril 2024.
- J. J. Arps, "Analysis of Decline Curves", *Transactions of the AIME*, vol. 160, n° 01, pp. 228-247, dic. 1945, doi: "https://doi.org/10.2118/945228-G" 10.2118/945228-G.
- W. Morales, J. Porlles, J. Rodriguez, H. Taipe, y A. Arguedas, "First Unconventional Play From Peruvian Northeast: Muerto Formation", presentado en Unconventional Resources Technology Conference,

- Houston, Texas, USA, 2018, doi:"<https://doi.org/10.15530/urtec-2018-2903064>".
- [4] D. Alarcón, C. Villafuerte, V. Sabrera, y A. Huerta, "Estudio probabilístico de métodos avanzados de análisis de curva de declinación para la estimación de reservas de petróleo durante el régimen de flujo transitorio," *Revista Fuentes: El Reventón Energético*, vol. 18, no. 1, pp. 61-74, ene./jun. 2020.
- [5] V. Okouma Mangha, D. Ilk, T. A. Blasingame, D. Symmons, y N. Hosseinpour-zonoozi, "Practical Considerations for Decline Curve Analysis in Unconventional Reservoirs - Application of Recently Developed Rate-Time Relations", presentado en SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium, Calgary, Alberta, Canada, 2012, doi: "<https://doi.org/10.2118/162910-MS>" 10.2118/162910-MS.
- [6] H.-B. Liang *et al.*, "Empirical methods of decline-curve analysis for shale gas reservoirs: Review, evaluation, and application", *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, vol. 83, p. 103531, nov. 2020, doi: "<https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103531>" 10.1016/j.jngse.2020.103531.
- [7] L. Mogollón, J. Sinchitullo, y J. Cahuas, "Tight Oil Reserves Estimate Using Multi-Segment Decline Curves Analysis in the Talara Basin," presentada en la 19th LACCEI International Multi-Conference for Engineering, Education, and Technology: "Prospective and trends in technology and skills for sustainable social development" - "Leveraging emerging technologies to construct the future", Buenos Aires, Argentina, 21-23 de julio de 2021.
- [8] H. Xiong y H. Li, "Generate Type Well Performance Curves by Combining Multi-Segment Decline Models and Calibrated Numerical Simulation Models for UR Wells in Permian Basin", presentado en Unconventional Resources Technology Conference, Austin, Texas, USA, 2017, doi: "<https://doi.org/10.15530/urtec-2017-2668394>" 10.15530/urtec-2017-2668394 .
- [9] P. P. Valko y W. J. Lee, "A Better Way To Forecast Production From Unconventional Gas Wells", presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florence, Italy, 2010, doi: "<https://doi.org/10.2118/134231-MS>" 10.2118/134231-MS.
- [10] N. Duong, "An Unconventional Rate Decline Approach for Tight and Fracture-Dominated Gas Wells", presentado en Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canada, 2010, doi: "<https://doi.org/10.2118/137748-MS>" 10.2118/137748-MS.