



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN
EN YACIMIENTOS NATURALMENTE
FRACTURADOS**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA

JORGE LEOPOLDO VERA RODRÍGUEZ

DIRECTOR DE TESIS

DR. FERNANDO SAMANIEGO VERDUZCO



México, D.F., Ciudad Universitaria, 2015



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

A mi Padre Celestial.

A mis padres.

A mis hermanos.

AGRADECIMIENTOS

El haber llegado hasta este punto en mi vida es el resultado de muchos desafíos técnicos y no técnicos; pienso que el éxito en la vida de un estudiante es función de muchos factores, y en gran medida de la gente que está a su lado siempre.

A Dios, mi Padre Celestial que siempre ha estado conmigo, a quien le debo absolutamente todo lo que soy.

A mis padres, esta tesis es el resultado de toda una vida de esfuerzo; gracias por haberlo dado todo para poder cumplir mis sueños. Ninguna palabra sería suficiente para agradecerles todo lo que soy. Este es un logro tanto de ustedes como mío.

A mis hermanos, mis mejores amigos; siempre los llevo conmigo, gracias por estar a mi lado y apoyarme siempre. Gracias por que hemos sabido esforzarnos para estar unidos como nuestros padres lo han querido y como nosotros sabemos que debemos estar. Donde quiera que estemos, estamos unidos. Esta tesis es también para ustedes.

A mis familiares, por ser una inspiración en este trabajo y porque a pesar de la distancia me han mostrado lo glorioso e importante que es para cualquier persona el significado de la palabra familia. A mis tíos Oscar, Dámaso, Braulio, Héctor, Francisco, Rafael. A mis tías y primos, también gracias. Los amo.

Al Dr. Fernando Samaniego Verduzco, por permitirme tener definida la carrera que deseo llevar, por sus consejos como director y Faculty Sponsor del SPE UNAM Student Chapter, por su indispensable asesoría técnica y los conocimientos, que muy amablemente me ha transferido. Siempre estaré en deuda con usted.

A los sinodales por su trabajo dedicado en revisar y mejorar esta tesis.

A la M.I. María Isabel Villegas, por ser un gran apoyo en todos los sentidos de mi vida; una jefa y profesora excepcional, una amiga y gran consejera.

A mis maestros de la Facultad de Ingeniería; les agradezco infinitamente a ustedes por haber sido un ejemplo para mí y dejar huella en sus estudiantes. A Rafael Rodríguez Nieto, Manuel Juan Villamar, Israel Castro, Carlos Morales Gil, Claudio de la Cerda, Alberto Palomo, José Ángel Gómez Cabrera, Gabriel Vázquez, Victoria Ramiro Esteban, Rosalba Rodríguez, Rocío Núñez, Ulises Neri, Néstor Martínez, Rosa de Jesús Hernández, etc.

A mis amigos, Samuel Ávila, Viridiana Ramírez, Ramón Contreras, porque en ustedes he encontrado una amistad verdadera, leal y sincera, gracias por estar conmigo en todo momento, y fortalecerme en todos los aspectos en que se puede apoyar a un amigo. Por todas las experiencias vividas y por vivir. Gracias.

A mis compañeros, colegas y amigos de los equipos del Petrobowl que hemos conformado: José Parra, Josué Roa, Albania Sánchez, Perla Sarahí, Humberto Santiago, Erick Gallardo, Julieta Álvarez y Ahmed Valvas. Gracias por su compañerismo y trabajo auténtico en equipo.

A Elsa Hilario, Mario Rodríguez Green, Ricardo Posadas, Peter Valko, Stephanie Currie, Abdurahman Satman, Raul Barrón, Francisco Castellanos, Julio Trejo, Alan Sotelo, Leonardo Cruz y Arturo Jardón, por sus contribuciones importantes para el desarrollo de esta tesis.

A todas las personas que fueron buenas conmigo y un apoyo durante toda mi estancia en la Ciudad de México. A la familia Hernández por adoptarme como su hijo y hermano, a la familia Ávila Pacheco, a la familia Bravo, a la familia Rodríguez Palma, a Erika Santoyo y Arturo Orta.

A mi amada escuela, la Universidad Nacional Autónoma de México, por haberme proporcionado todo lo necesario para convertirme en un profesional y un ser humano, en todas las áreas en las que se puede mejorar como persona. Por mi Raza Hablará el Espíritu.

RESUMEN	3
LISTA DE FIGURAS	5
LISTA DE TABLAS	6
CAPITULO 1. INTRODUCCIÓN	8
CAPITULO 2. FUNDAMENTO TEÓRICO	11
2.1 Análisis de curvas de declinación	12
2.1.2. Las ecuaciones empíricas de Arps. Ecuaciones gasto-tiempo.....	13
2.2 Curvas de declinación.....	15
2.2.1. Declinación exponencial.....	18
2.2.2. Declinación hiperbólica.....	21
2.2.3. Declinación armónica.....	21
2.2.4. Grupos adimensionales.....	21
2.2.5. Limitaciones de las ecuaciones de Arps.	22
2.2.6. Curvas tipo.....	23
2.2.7. Recuperación Estimada Final.....	24
2.3. Yacimientos naturalmente fracturados.....	25
2.3.1. Caracterización de YNF.....	25
2.3.2. Producción en YNF.....	26
2.3.3. YNF en México.....	26
CAPITULO 3. REVISIÓN DE LA LITERATURA	30
CAPITULO 4. MODELO PROPUESTO	36
4.1. La función de decaimiento de Kohlrausch.....	37
4.2. El Modelo de Declinación Exponencial Extendida.....	41
4.2.1. Propiedades del modelo.....	42
4.2.2. Parámetros característicos y su interpretación física.....	45
4.3. Potencial de recuperación de un pozo.....	48
4.4. Comparación con el modelo de Arps.....	49
4.5. Relación entre el modelo de Arps y el MDEE.....	50
CAPITULO 5. APLICACIÓN DEL MODELO PROPUESTO	53

INDICE

5.1. Campo A: Un YNF en aguas someras	54
5.1.1. Determinación de los mecanismos de empuje por medio del método de las tendencias exponenciales.....	58
5.1.2. Análisis de datos de declinación.....	62
5.1.3. Pronóstico de producción.....	65
5.1.4. Evaluación del aumento en el número de pozos e inyección de nitrógeno....	71
5.2. Campo B: Un YNF terrestre	74
5.2.1. Determinación de los mecanismos de empuje por medio del método de las tendencias exponenciales.....	78
5.2.2. Análisis de datos de declinación.....	81
5.2.3. Pronóstico de producción.....	83
5.2.4. Ajuste de la declinación de los pozos del campo.....	87
5.2.5. Potencial de recuperación de los pozos del campo.....	89
CAPITULO 6. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS	91
CAPITULO 7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	85
APÉNDICE A. ESTIMACIÓN DE LA RESERVA DE HIDROCARBUROS POR MEDIO DEL MÉTODO DEL RECÍPROCO DEL GASTO	101
APÉNDICE B. DECLINACIÓN HIPERBÓLICA MODIFICADA	106
APÉNDICE C. APLICACIÓN DEL MODELO PROPUESTO EN UN YACIMIENTO DE ARENAS	109
NOMENCLATURA	118
REFERENCIAS	121

Con la demanda creciente de encontrar y explotar hidrocarburos a fin de abastecer las necesidades energéticas a nivel mundial, los esfuerzos realizados en la industria petrolera deben ser capaces de estimar las reservas disponibles. Por tanto, es relevante poner atención a esta necesidad para analizar si los modelos de Análisis de Curvas de Declinación (ACD), que se establecieron hace varias décadas, son todavía estrategias realmente apropiadas para ajustar y posteriormente predecir la producción y para evaluar la contribución de las condiciones actuales de explotación en un campo (como los métodos de recuperación secundaria y mejorada, sistemas artificiales de producción, etc.). Algunos autores han desarrollado y presentado varios modelos de ACD en la última década; uno de ellos es el Modelo de Declinación Exponencial Extendida (MDEE); muchos sistemas, en otras áreas del conocimiento, que presentan comportamientos similares a la declinación de la producción en pozos o yacimientos, han presentado este comportamiento. Hoy en día, sólo se ha evaluado para gas en lutitas.

Este trabajo se enfoca en dos objetivos principales: Entender el origen, definición, procedimiento y detalle para los parámetros del MDEE y la aplicación de este modelo para la evaluación de Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF). El modelo propuesto se complementa con la identificación de los mecanismos de empuje en todo el historial de producción y la estimación por medio de un método alternativo para obtener la Recuperación Estimada Final (REF).

Este estudio se aplicó a dos campos en México cuya producción proviene de YNFs; aun cuando ambos campos pertenecen a YNFs, son diferentes en tamaño, historial de producción, gasto de producción, propiedades del yacimiento, propiedades de los fluidos, ubicación, número de pozos, etc.

Los resultados muestran una comparación entre los cálculos de la REF; se observa el comportamiento de la declinación individual de los pozos, y los cambios en la declinación que resultan al incorporar una nueva condición de producción en el campo.

ABSTRACT

With the increasing demand for finding and exploiting hydrocarbons in order to meet energy needs worldwide, the many efforts in the oil industry must reach measuring the available resources. So it is relevant to pay attention to this need and to analyze whether the decline curve analysis (DCA) models established decades ago, are really proper strategies to forecast production and to evaluate the contribution to current exploitation conditions (Secondary/Enhanced Oil Recovery, Artificial Lift Methods, etc.) into a field. Several authors have developed and presented many DCA Models in the last decade; one of these is the Stretched Exponential Decline Model (SEDM); many related systems in other areas have presented this behavior. Nowadays, it has been partially only evaluated for shale gas applications.

This work is focused in two main objectives: to understand the origin, definition, procedure and detail for SEDM parameters and to evaluate the results of this model for Naturally Fractured Reservoirs (NFR). The proposed model was complemented with the identification of drive mechanisms in the whole production history and another methods for obtaining Estimated Ultimate Recovery (EUR).

This study was applied to two fields in Mexico whose production comes from NFR's; regardless both fields are NFR's, they are really different in size, production history, production rate, fluid properties, location, number of wells, etc.

The results are a comparison between EUR calculations, observe the individual well decline behavior, and the value assigned for incorporating a new production condition in the field.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Curvas de declinación del gasto (q) contra tiempo (t) en escala cartesiana (Lee y Wattenbarger, 1996)	16
Figura 2.2. Curvas de declinación exponencial, hiperbólica y armónica en escala cartesiana.....	18
Figura 2.3. Curvas de declinación exponencial, hiperbólica y armónica en escala semilog.....	19
Figura 2.4. Producción acumulada adimensional (N_{pDd}) contra gasto de producción (q_{Dd})	20
Figura 2.5. La curva tipo de declinación de Fetkovich.....	24
Figura 2.6. Representaciones esquemáticas de un medio fracturado (Modificado de Warren y Root, 1963)	25
Figura 4.1. Función exponencial extendida lineal-log para valores de n de 0 a 1 con incrementos de 0.1.....	42
Figura 4.2. Función exponencial extendida log-lineal para valores de n de 0 a 1 con incrementos de 0.1 para tiempos cortos.....	43
Figura 4.3. Comparación entre los modelos de declinación de Arps y el MDEE.....	49
Figura 4.4. Función exponencial extendida para varios valores de n	51
Figura 5.1. Historial de producción de aceite del campo A en MBpd.....	56
Figura 5.2. Comportamiento de la presión del campo A con respecto al tiempo.....	57
Figura 5.3. Logaritmo natural de la presión ($\ln p$) contra la producción acumulada de aceite (N_p).....	58
Figura 5.4. Gasto de aceite contra tiempo de balance de materia para el periodo de declinación con inyección de nitrógeno, yacimiento A.....	62

LISTA DE FIGURAS Y TABLAS

Figura 5.5. Recíproco del gasto de aceite contra tiempo de balance de materia, para el periodo de declinación con inyección de nitrógeno, del yacimiento A.....	63
Figura 5.6. Ajuste y pronóstico de producción del Campo A.....	67
Figura 5.7. Ajuste de datos de declinación usando dos tendencias principales dentro de la misma información de producción del Campo A.....	68
Figura 5.8. Ajuste de datos de declinación y pronóstico de producción del Campo A.....	68
Figura 5.9. Ajuste y pronóstico de producción del Campo A con la declinación hiperbólica modificada.....	70
Figura 5.10. Historial de producción de aceite del Campo A en MBpd, con dos periodos diferenciados.....	71
Figura 5.11. Ajuste y pronóstico de producción según el MDEE, para el yacimiento A.....	73
Figura 5.12. Historial de producción de aceite del campo B en MBpd.....	76
Figura 5.13. Comportamiento de la presión del Campo B con respecto al tiempo.....	77
Figura 5.14. Logaritmo natural de la presión ($\ln p$) contra la producción acumulada de aceite (N_p) del campo B.....	78
Figura 5.15. Flujo fraccional de agua (f_w) del campo B.....	80
Figura 5.16. Logaritmo natural del flujo fraccional de agua ($\ln f_w$) del campo B.....	80
Figura 5.17. Gasto de producción de aceite contra tiempo de balance de materia del Campo B.....	81
Figura 5.18. Recíproco del gasto de aceite contra tiempo de balance de materia total del campo B.....	82
Figura 5.19. Ajuste y pronóstico de producción del campo B.....	84
Figura 5.20. Ajuste por partes y pronóstico de producción del campo B.....	85
Figura 5.21. Ajuste y pronóstico de producción del campo B con la declinación hiperbólica modificada.....	86
Figura 5.22. Historial de producción de los pozos del campo B.....	87

LISTA DE FIGURAS Y TABLAS

Figura 5.23. Potencial de recuperación del pozo 1.....	90
Figura 5.24. Potencial de recuperación del pozo 11.....	90
Figura 6.1. Declinación de la producción del Campo A con dos tendencias diferenciadas.....	92
Figura 6.2. Ajuste y pronóstico de producción de la tendencia actual de declinación del campo A utilizando el MDEE.....	93
Figura 6.3. Recíproco del gasto contra tiempo de balance de materia total de la tendencia actual de declinación del Campo A.....	94
Figura 6.2. Ajuste y pronóstico de producción de la tendencia actual de declinación del campo A utilizando la declinación hiperbólica modificada.....	95

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1. Ecuaciones de Arps.....	17
Tabla 2.2. Yacimientos Naturalmente Fracturados en México.....	27
Tabla 3.1. Rangos para el exponente de declinación b para diferentes condiciones de explotación.....	33
Tabla 4.1. El Modelo de Declinación Exponencial Extendida.....	44
Tabla 5.1. Propiedades del aceite y de la formación del Campo A.....	55
Tabla 5.2. Propiedades del aceite y de la formación del Campo B.....	75
Tabla 5.3. Parámetros característicos del MDEE de los pozos 1 y 11 del Campo B.....	88
Tabla 6.1. Estimaciones de la REF con distintos modelos.....	95

CAPÍTULO 1
INTRODUCCIÓN

A medida que aumenta la demanda por encontrar y explotar hidrocarburos para satisfacer las necesidades energéticas a nivel mundial, los esfuerzos en la industria petrolera llegan a ambientes cada vez más hostiles y difíciles de alcanzar. Por supuesto, la complejidad de exploración, caracterización, perforación y producción está a la vuelta de la esquina; lo que nos lleva a encontrarnos con recursos llamados “no convencionales”.

Los yacimientos no convencionales pueden describirse como acumulaciones de hidrocarburos que son difíciles de caracterizarse y producirse por medio de las tecnologías convencionales de exploración y producción. Establecida esta definición, podemos englobar a varios recursos como el gas y aceite en lutitas, gas en rocas con baja permeabilidad, hidratos de metano, metano en capas de carbón, bitumen, y también, los yacimientos naturalmente fracturados (YNF).

Estimar o predecir reservas en yacimientos no convencionales requiere de un esfuerzo especial debido a sus periodos de flujo correspondientes a sus características de doble porosidad y baja permeabilidad, entre otras particularidades de estos yacimientos, las cuales se describirán en esta tesis.

Hay sistemas petrofísicos y geológicos complejos que describen a los yacimientos no convencionales (conjuntamente con sus heterogeneidades en todas las escalas), de manera similar a los yacimientos convencionales. Pero en virtud de la permeabilidad realmente alta de algunos yacimientos naturalmente fracturados, por lo general expresada en Darcys, se requieren estrategias de explotación minuciosamente preparadas, así como modelos adecuados para su caracterización, a fin de aprovechar al máximo estos recursos.

México, actualmente cuenta con una base sólida en conocimientos de ingeniería de YNF. PEMEX Exploración y Producción tiene sus activos más importantes en yacimientos de este tipo, como lo son los Activos Cantarell y Ku-Maloob-Zaap. Actualmente, varios campos en estos activos se encuentran en su última etapa de vida, la declinación.

Es pertinente prestar atención en este fenómeno y analizar si los modelos de análisis de curvas de declinación establecidos hace décadas, son realmente los adecuados para plantear estrategias de recuperación secundaria y mejorada. A continuación se presenta una visión resumida de este trabajo.

El capítulo dos abarca el fundamento teórico del ACD que se ha estado aplicando por muchas décadas en la industria, las ecuaciones básicas de la declinación exponencial, hiperbólica y armónica, así como sus expresiones adimensionales y las limitaciones de este modelo. Las curvas tipo que posteriormente presentó Fetkovich. El concepto de la recuperación estimada final. Y finalmente las definiciones de los yacimientos naturalmente fracturados y su potencial en México. El capítulo tres, que incluye la revisión de la literatura, menciona las fuentes revisadas y los principales aportes de estas. El modelo propuesto para este trabajo es el Modelo de Declinación Exponencial Extendida, este se encuentra en el capítulo cuatro. Se presentan sus parámetros característicos y propiedades a detalle. Así como los aportes que tiene a diferencia de otros modelos. El capítulo cinco expone los resultados de la aplicación del modelo propuesto en dos campos naturalmente fracturados, se presenta un ajuste de los datos de producción, un pronóstico de producción. Un análisis e interpretación de sus resultados se expone en el capítulo seis. Por último, las conclusiones se presentan en el capítulo siete, se agregan también algunas recomendaciones en base al trabajo realizado.

Adicionalmente, se incluyen tres apéndices. El apéndice A y el apéndice B, incluyen los métodos con los que se compara la aplicación del modelo propuesto para la estimación de la REF. El método del recíproco del gasto se aplica porque ha sido aplicado en otros YNF (Barrón, 2015) demostrando resultados consistentes y la declinación hiperbólica modificada, la cual ha sido aplicada a la par con el MDEE en otros campos. El apéndice C, muestra los resultados obtenidos de la aplicación del MDEE en un yacimiento de arenas.

CAPÍTULO 2
FUNDAMENTO TEÓRICO

2.1. Análisis de curvas de declinación.

El gasto de aceite o gas proveniente de un pozo por lo general declina en función del tiempo. El ajuste de una curva, a través de los valores de la producción de hidrocarburos en declinación y la consideración de que dicha curva seguirá una tendencia, representa la base para el análisis de las curvas de declinación (ACD).

Se ajusta una ecuación a una curva de declinación de un histórico de producción. El comportamiento futuro se calcula manipulando la ecuación obtenida para el tiempo, gasto o producción acumulada. Las reservas se calculan con base en la predicción del comportamiento de la producción de hidrocarburos. Así mismo, se puede determinar la vida remanente de un pozo, o del campo. Por lo que los métodos del ACD se pueden aplicar tanto a pozos como a todo el campo (Lee y Wattenbarger, 1996).

Las ventajas del ACD son que los datos de producción están disponibles, y que el método es de bajo costo, y tan eficiente en tiempo como se realice su programación para su operación.

Las desventajas son que el ajuste del historial de producción con la ecuación de una curva representa una relación matemática (en la mayoría de los casos, el comportamiento del yacimiento no puede inferirse cuantitativamente en virtud de la forma de la curva); los cambios en las condiciones de operación afectan la forma de la curva de declinación (CD); y la interpretación del comportamiento futuro es difícil en yacimientos de baja permeabilidad, multiestratificados, o fracturados, y cualquier cambio potencial debe tomarse en cuenta cuando se desarrolla una ecuación replicando una CD y, de manera más particular, cuando se predice su producción. Una CD no necesariamente satisface un balance de materia para un tipo de yacimiento en específico.

Sin embargo, el ACD en recursos no convencionales siempre resulta problemático. Las relaciones desarrolladas por Arps han sido el estándar para evaluar la recuperación estimada final (REF) por más de 80 años. Sin embargo, con la premisa de la alta permeabilidad, estas relaciones pueden proporcionar resultados ambiguos debido a que algunas de las consideraciones implícitas podrían ser no válidas.

2.1.2. Las ecuaciones empíricas de Arps. Ecuaciones gasto-tiempo.

Arps aplicó un tratamiento matemático para unir los conceptos de los cálculos volumétricos, el balance de materia y la simulación de yacimientos para unificar la teoría en las características de gasto-tiempo-producción acumulada de CD (Arps, 1945, 1956).

En el planteamiento siguiente explicado por Poston y Poe (Poston y Poe, 2008) se expresa la variación del gasto con respecto al tiempo en términos de una tasa de declinación, D . La ecuación 2.1 presenta la forma general de la ecuación. La inclusión del signo negativo convierte el valor negativo de la derivada del gasto con respecto al tiempo en una expresión positiva.

$$D = - \frac{1}{q} \frac{dq}{dt}, \dots \dots \dots (2.1)$$

Con base en las propiedades de la derivada, se puede expresar la ecuación anterior en su forma diferencial:

$$D = - \frac{d(\ln q)}{dt}, \dots \dots \dots (2.2)$$

Esta tasa de declinación, D , no es constante, sino que varía a través del tiempo. Esta variación se puede expresar a través del exponente b como el cambio-tiempo-gasto del recíproco de la tasa de declinación; o como la segunda derivada de la variación de la producción con respecto al tiempo (SPEE, 2002).

$$b = \frac{d(\frac{1}{D})}{dt} = \text{constante}, \dots \dots \dots (2.3)$$

La ecuación 2.4 muestra la primera derivada de la ecuación 2.1

$$b = - \frac{d}{dt} \frac{q}{\frac{dq}{dt}} = \text{constante}, \dots \dots \dots (2.4)$$

Poston y Joe (Poston y Joe, 2008) indican que el exponente b debe permanecer constante a medida que el gasto declina, de un valor inicial a un valor distinto. Sin embargo, en muchos ejemplos, los cambios en condiciones operativas provocan que

estos valores cambien durante la vida del yacimiento. Esta variación a menudo requiere que se divida la historia del pozo en una serie de segmentos productores, con cada segmento representando un lapso de tiempo en común o valor del exponente.

Una de las incógnitas que puede modificar la manera de predecir la producción, e inclusive estas mismas ecuaciones, podría ser la variabilidad con respecto a algún parámetro la cual posteriormente se cuestionará con detalle.

Las ecuaciones que representan la declinación exponencial, hiperbólica y armónica se desarrollan empleando las ecuaciones básicas 2.1, 2.2, 2.3 y 2.4. Integrando la ecuación 2.3 en un rango de 0 a un tiempo t y definiendo la tasa de declinación inicial a $t=0$ como D_i se produce la siguiente relación:

$$D = \frac{D_i}{1 + bD_it}, \dots \dots \dots (2.5)$$

Sustituyendo la ecuación 2.5 en la ecuación 2.2 resulta en lo siguiente:

$$-\frac{d(\ln q)}{dt} = \frac{D_i}{1 + bD_it}, \dots \dots \dots (2.6)$$

Se deberían considerar dos casos para el término exponencial. Estos casos son cuando b es igual a cero y cuando b no es igual a cero.

Cuando $b = 0$, la ecuación 2.5 se reduce a la igualdad $D=D_i$. No existe una declinación del gasto con respecto al tiempo, porque el valor permanece constante. Esta suposición reemplaza la teóricamente correcta D_i con D debido a la identidad $D = D_i$. La ecuación 2.6 se reduce a la siguiente forma para el caso de la tasa de declinación constante:

$$D = -\frac{d(\ln q)}{dt} \dots \dots \dots (2.7)$$

Integrando la ecuación 2.7 sobre el rango de 0 a t se desarrolla la siguiente ecuación:

$$q_2 = q_1 e^{-Dt} \dots \dots \dots (2.8)$$

Esta ecuación sencilla es la ecuación del gasto en función del tiempo del modelo exponencial muy usado en la industria, mismo que se puede reescribir de la manera siguiente general:

$$q(t) = q_0 e^{-Dt} \dots \dots \dots (2.8. a)$$

donde q_0 es el gasto considerado como el primero al iniciarse la etapa de declinación.

Cuando $b \neq 0$, se puede integrar la ecuación 2.6 sobre el rango de 0 a t y se puede incluir la definición para los resultados iniciales del gasto de producción definiendo la ecuación de la en la forma siguiente:

$$q_2 = \frac{q_1}{(1 + bD_i t)^{1/b}}, \dots \dots \dots (2.9)$$

Combinando las ecuaciones 2.1, 2.6 y 2.9 se obtiene como resultado la relación gasto-declinación del gasto que se muestra en la ecuación 2.10.

$$D = - \frac{1}{q} \frac{dq}{dt} = D_i \left(\frac{q}{q_i} \right)^b, \dots \dots \dots (2.10)$$

Esta ecuación también es válida para el caso de la declinación constante.

2.2. Curvas de declinación

Las curvas exponencial, hiperbólica y armónica se grafican en escalas cartesiana (rectangular) y semilogarítmica para ilustrar tres ejemplos de relaciones de línea recta (Poston y Joe, 2008). Como las funciones lineales son fáciles de manipular matemáticamente o gráficamente, se puede estimar el comportamiento futuro si asumimos que la tendencia de la producción permanece lineal durante la vida remanente del pozo o yacimiento.

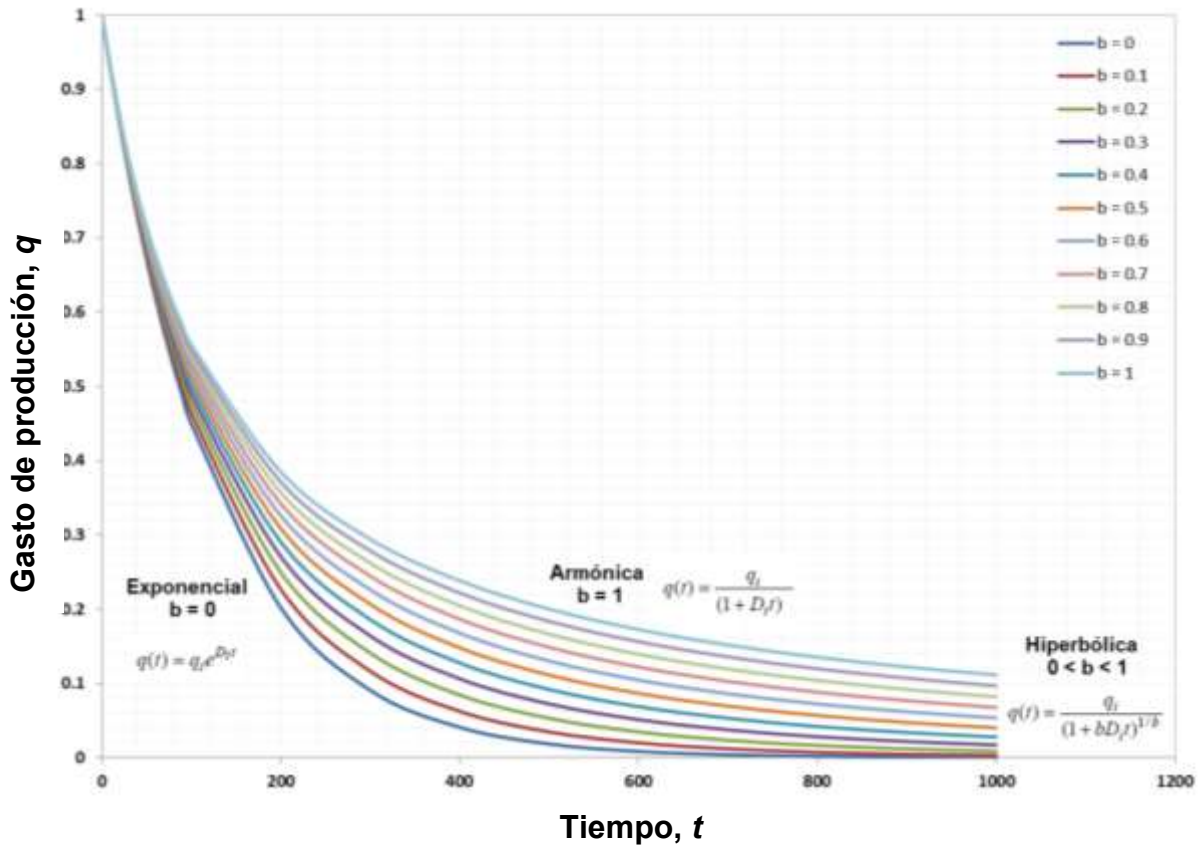


Figura 2.1. Curvas de declinación del gasto (q) contra tiempo (t) en escala cartesiana (Castellanos Páez, 2015).

Las formas de cada una de las curvas ayudan a identificar el tipo de declinación de un pozo (**Figura 2.1**) y, si la tendencia es lineal, a extrapolar la tendencia gráfica o matemáticamente a algún tiempo futuro. Sin embargo, es muy importante tener en cuenta que el ACD se debe basar en cuatro condiciones importantes (Lee y Wattenbarger, 1996), aunque prácticamente no son tomadas en cuenta:

1. En cualquiera de las ecuaciones que se esté utilizando, se asume que el gasto de hidrocarburos produce a una presión de fondo constante. Si esta presión cambia, el comportamiento de la declinación también lo hará.
2. Se asume que la producción está en un área de drene constante con frontera externa cerrada. Si el área de drene cambia, el comportamiento de la declinación también lo hará.

3. La ecuación asume que el pozo o yacimiento analizado tiene una permeabilidad y un factor de daño constantes. Si la permeabilidad decrementa a medida que la presión de poro disminuye, o si un factor de daño cambia debido a una estimulación u operación que cause daño, el comportamiento de la declinación también lo hará.
4. El ACD de Arps sólo se debe aplicar a datos de flujo dominado por frontera si se desea predecir el comportamiento futuro. Si la información con la que se realice un ajuste se encuentra es estado transitorio, no hay base para poder predecir un comportamiento a largo plazo. Esto porque hasta que todas las fronteras del área de drene (o del yacimiento) hayan influenciado las características de la producción y la declinación inicie, las predicciones a largo plazo son incorrectas.

La **Tabla 2.1** presenta las ecuaciones para la tasa de declinación, el gasto de producción, el tiempo y la producción acumulada para las CD de la declinación exponencial, hiperbólica y armónica, en forma de relaciones adimensionales presentadas en este capítulo.

Tabla 2.1. Ecuaciones de Arps				
	Tasa de declinación.	Gasto de producción, q	Tiempo transcurrido, t	Producción acumulada, N_p
Exponencial $b=0$	$\frac{\ln\left(\frac{q_1}{q_2}\right)}{t}$	$q_i e^{-Dt}$	$\frac{\ln\left(\frac{q_1}{q_2}\right)}{D}$	$\frac{q_1 - q_2}{D}$
Hiperbólica $0 < b < 1$	$\frac{D_1}{D_2} = \left(\frac{q_1}{q_2}\right)^b$	$\frac{q_1}{(1 + bD_i t)^{1/b}}$	$\frac{\left(\frac{q_1}{q_2}\right) - 1}{bD_i}$	$\frac{q_i}{D_i(1-b)} \left[1 - \left(\frac{q_1}{q_2}\right)^{1-b}\right]$
Armónica $b=1$	$\frac{D_1}{D_2} = \frac{q_1}{q_2}$	$\frac{q_1}{1 + D_i t}$	$\frac{q_1 - q_2}{D_i q_2}$	$\frac{q_1}{D_i} \ln\left(\frac{q_1}{q_2}\right)$
Adimensional		$q_{Dd} = \frac{q_2}{q_1}$	$t_{Dd} = D_i t$	$N_{pDd} = \frac{N_p}{q_1/D_i}$

2.2.1. Declinación exponencial.

Johnson y Bollens (1927) asumieron que cuando la tasa de declinación inicial, D_i , es constante se presenta una declinación exponencial. Arps (1945) definió la existencia de una declinación exponencial cuando la disminución en el gasto de producción por unidad de tiempo es proporcional al gasto de producción, lo cual resulta en una línea recta en una presentación semilog de gasto-tiempo.

La curva de declinación de producción exponencial también se puede mencionar como declinación geométrica o semilog. La **Figura 2.2** compara las formas generales de las curvas de Arps para diferentes valores de b . La figura indica una gráfica de producción gasto-tiempo en escala cartesiana, generalmente forma una curva cóncava y con tendencia a crecer.

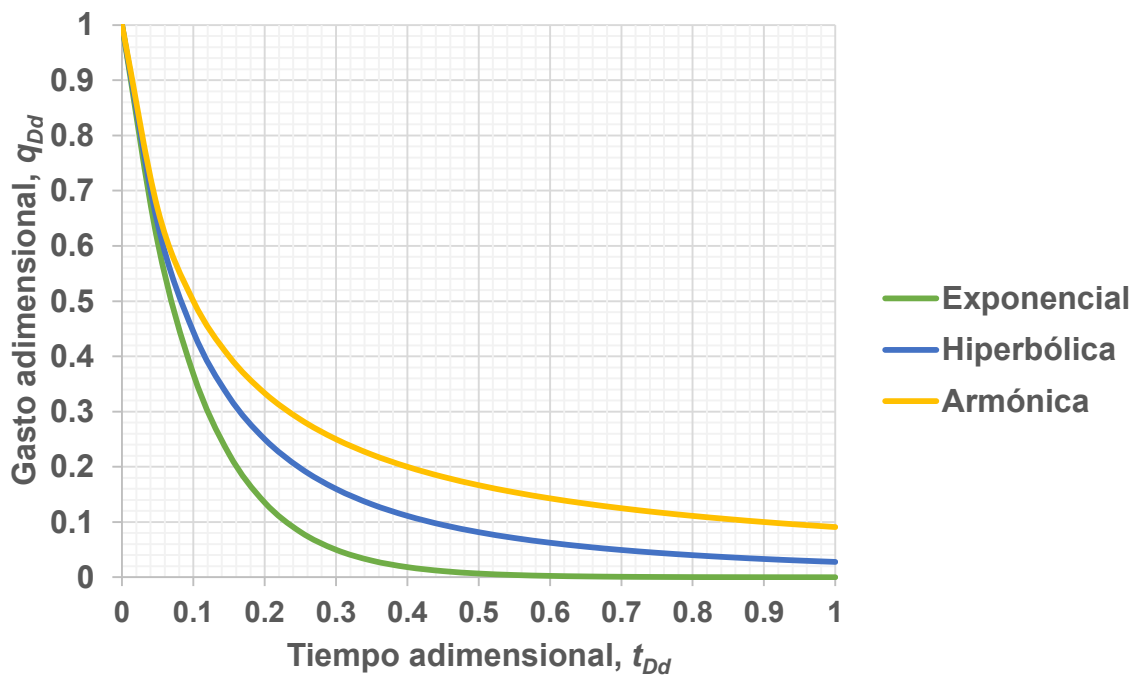


Figura 2.2. Curvas de declinación exponencial, hiperbólica y armónica en escala cartesiana.

La **Figura 2.3** muestra a la curva de declinación exponencial como una línea recta en una gráfica gasto-tiempo semilog. Las propiedades de una línea recta de la curva exponencial se observan cuando se grafica el gasto en escala logarítmica y el tiempo en escala rectangular. Las declinaciones armónica e hiperbólica permanecen con curvatura.

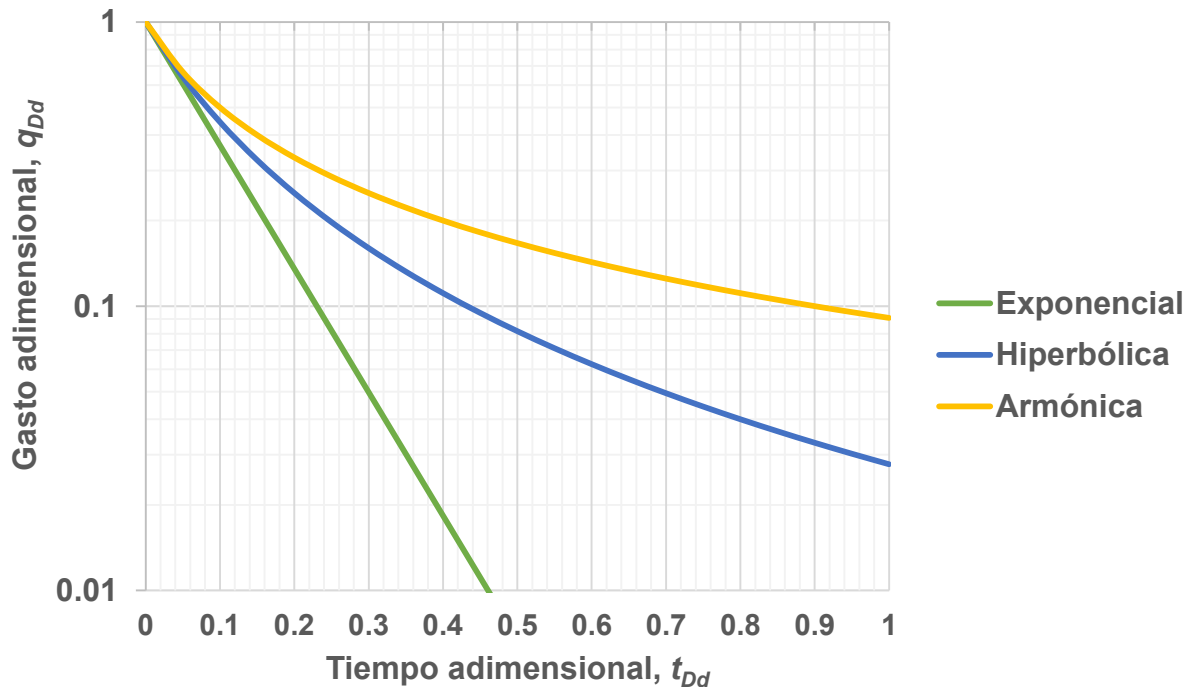


Figura 2.3. Curvas de declinación exponencial, hiperbólica y armónica en escala semilog.

Por otro lado, en la **Figura 2.4** se observa que el comportamiento lineal de la gráfica de la producción acumulada contra gasto de producción de la declinación exponencial permite que la predicción del comportamiento futuro tenga un grado mayor de precisión.

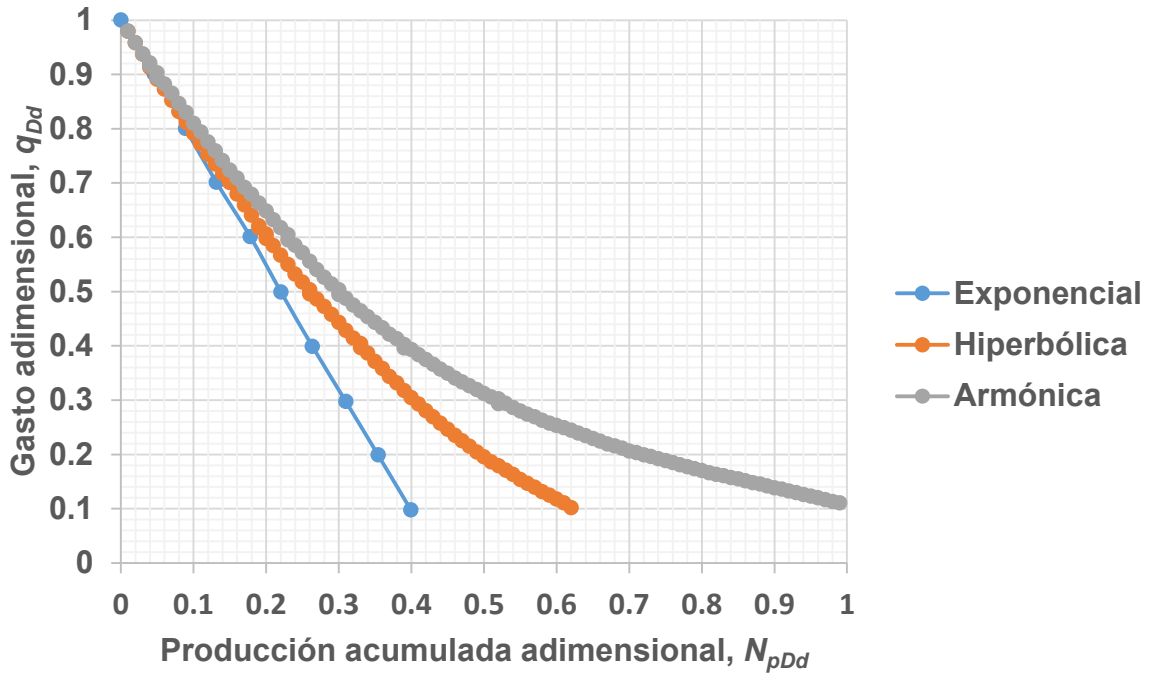


Figura 2.4. Producción acumulada adimensional (N_{pDd}) contra gasto de producción (q_{Dd}).

Arps (1945) y, en lo particular, Brons (1963), reconocen que una curva de declinación exponencial refleja el agotamiento de un yacimiento cerrado, para condiciones en que la compresibilidad es constante. Los yacimientos con relaciones gas-aceite de moderadas a bajas y yacimientos de gas a alta presión, son esencialmente ejemplos de los sistemas de compresibilidad constante. Después, los trabajos de Cox (1978) y Fetkovich (1980) relacionan la declinación exponencial a la solución de la ecuación de difusión para un yacimiento cerrado, produciendo a una presión de fondo fluente constante. Este desarrollo teórico verificó las observaciones iniciales de Arps (1945) y de Brons (1963).

La declinación exponencial, se dice, es el comportamiento más mostrado de la declinación de un yacimiento convencional. Nind (1981) explica y detalla el procedimiento por el cual se obtiene la declinación exponencial.

El tiempo adimensional se puede definir por medio de la tasa de declinación continua, cuyas dimensiones son de 1/tiempo, multiplicado por el tiempo real:

$$t_{Dd} = D_i t, \dots \dots \dots (2.12)$$

Multiplicando la producción acumulada por la relación de la tasa de declinación continua y el gasto de producción, se define la producción acumulada adimensional en la forma siguiente:

$$N_{pDd} = \frac{D_i Q_p}{q_i}, \dots \dots \dots (2.13)$$

2.2.5. Limitaciones de las ecuaciones de Arps.

Teóricamente, el exponente *b* incluido en la ecuación generalizada gasto-tiempo (Ec. 2.9) puede variar de una manera positiva o negativa. Esta ecuación revierte la forma exponencial de la ecuación 2.8, cuando *b*=0. El desarrollo siguiente demuestra que las ecuaciones de Arps son apropiadas sólo dentro del rango 0 ≤ *b* < 1. Cabe aclarar que la curva armónica no encaja en esta definición. (Poston y Joe, 2008).

La ecuación de producción acumulada hiperbólica, queda de la manera siguiente, porque el valor (1 – *b*) es siempre mayor que 0 para este caso:

$$N_p = \frac{q_i}{D_i(1 - b)} \left[1 - \frac{1}{(1 + bD_i t)^{(1-b)/b}} \right], \dots \dots \dots (2.14)$$

Esta ecuación sugiere que la producción se extiende a un tiempo infinito; por tanto, la producción acumulada también es infinita. Los yacimientos ilimitados son una imposibilidad física, aunque se desee encontrarlos en algún lugar del universo. Bajo esta premisa se muestra por qué el exponente *b* no puede ser mayor que 1, porque jamás se podrían hallar condiciones de “no-frontera”.

Una contradicción física similar se encuentra cuando la idea de tiempo infinito se aplica a la ecuación de la producción acumulada armónica. Ocasionalmente, hay casos en los que *b*>1. Algunas de las razones de estos casos, son las siguientes:

- La interpretación de la tendencia de los datos de producción es incorrecta, y un valor distinto de b (menor a 1) ajustaría mejor la información.
- La información aún está en flujo transitorio y no ha alcanzado el flujo dominado por la frontera.
- Gentry y McGray (1978), usaron simulación numérica mostrando que la estratificación en los yacimientos puede causar valores de $b > 1$.
- Bailey (1982) mostró que algunos pozos de gas fracturados muestran valores de $b > 1$, en algunos casos hasta de 3.5.

Estos estudios muestran que el exponente de declinación debe variar en el rango $0 \leq b < 1$ para aplicarse a las curvas de Arps en un sentido práctico. El caso armónico debe usarse cautelosamente, porque una extrapolación a futuro resulta en una estimación de recuperación acumulada sobreestimada.

2.2.6. Curvas tipo.

El paso siguiente después de la aparición de los modelos de curvas de declinación fue la introducción de las curvas tipo por Fetkovich (1980), cuyo desarrollo toma en cuenta las condiciones de flujo tanto transitorio como dominado por la frontera.

Las curvas tipo son gráficas de soluciones teóricas para ecuaciones de flujo, y pueden generarse para prácticamente cualquier modelo de yacimiento que tenga disponible una solución general que describa el comportamiento del flujo. La curva tipo refleja una declinación del gasto en función del tiempo.

El método de Fetkovich (1987) combina soluciones para la ecuación de difusión y la de Arps para proporcionar un análisis más general, que cubra un rango amplio de condiciones.

La curva tipo de Fetkovich (**Figura 2.4**) representa dos periodos de flujo. Las curvas a tiempos adimensionales cortos, que representan la respuesta del gasto en un comportamiento infinito, fueron generadas con la solución analítica a la ecuación de difusión radial. El punto en que todas las curvas convergen representa el inicio del flujo dominado por frontera.

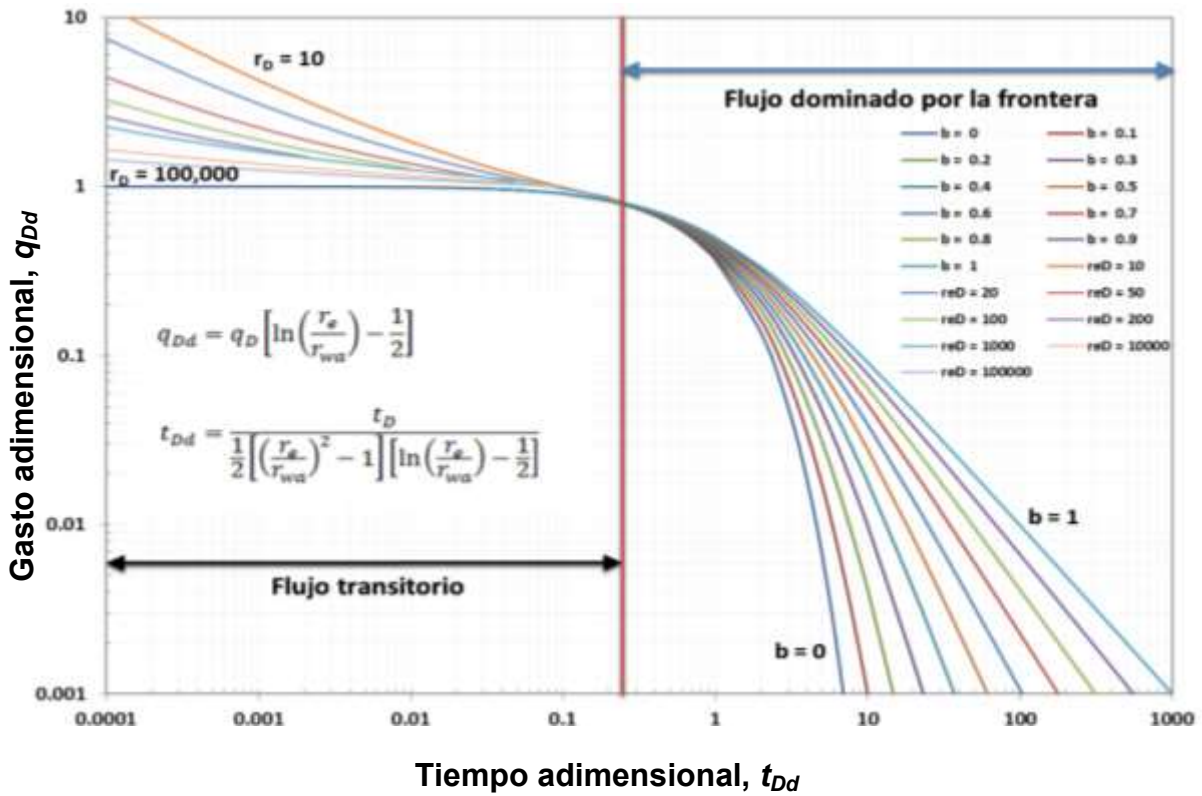


Figura 2.5. La curva tipo de declinación de Fetkovich.

2.2.7. Recuperación Estimada Final

Este concepto está presente en algunos modelos de curvas de declinación. La Recuperación Estimada Final (REF) se define como la cantidad de hidrocarburos que podrán ser producidos a un tiempo de producción infinito, a las condiciones actuales de producción. Este concepto no se debe confundir con el volumen inicial, que es la reserva total del yacimiento (no necesariamente producible en su totalidad).

$$REF = \int_0^{\infty} q(t)dt, \dots \dots \dots (2.15)$$

Otra definición encontrada es que la REF es la suma de la producción acumulada, más el volumen de aceite que podría producirse en el sistema. Para efectos de esta tesis se empleará la primera definición.

2.3. Yacimientos naturalmente fracturados.

Un yacimiento naturalmente fracturado (YNF) es un yacimiento en el cual las fracturas mejoran la permeabilidad, afectando de este modo a la productividad de pozos y eficiencia en la recuperación de hidrocarburos (Wayne, Schechter y Thompson, 2006). Los yacimientos naturalmente fracturados (YNF) consisten en un medio poroso heterogéneo, donde las fisuras y fracturas varían considerablemente en tamaño (Da Prat, Cinco-Ley y Ramey, 1981). Las fracturas y aberturas de gran tamaño forman vórgulos y canales interconectados, mientras que las aberturas finas conforman los sistemas de bloques, que representan el cuerpo principal del yacimiento (**Figura 2.6**).

2.3.1. Caracterización de YNF.

Aun cuando la permeabilidad de la matriz de un YNF es baja, tales sistemas exhiben una permeabilidad efectiva que es mayor que la permeabilidad de la matriz del bloque. Es evidente que los YNF exhiben una fuerte anisotropía, heterogeneidad y un comportamiento de la producción muy distintivo.



Figura 2.6. Representaciones esquemáticas de un medio fracturado (Modificado de Warren y Root, 1963).

Los bloques porosos almacenan la mayoría del fluido en el yacimiento, y son a menudo de permeabilidad baja, mientras que las fracturas tienen una capacidad de almacenamiento baja, pero una permeabilidad alta.

2.3.2. Producción en YNF.

La presencia de fracturas en un yacimiento induce un flujo de fluidos diferente al de los yacimientos convencionales. El desplazamiento de fluidos en una red de fracturas ocurre porque el sistema de fracturas tiene una conductividad más alta que la de la matriz. A medida que un fluido se inyecta al sistema de fracturas, un intercambio o transferencia de fluidos ocurre entre la matriz y las fracturas.

Desde el punto de vista de ingeniería, el gasto inicial de declinación, q_i , es un factor clave en la terminación, o en el abandono de un pozo. Sin embargo, la declinación inicial no representa el estado final de la declinación de un YNF. Se ha encontrado que el gasto de producción muestra una declinación rápida inicialmente, se estabiliza para ser casi constante por un periodo de tiempo, para finalmente llegar a otra declinación.

2.3.3. YNF en México.

Los campos más importantes en México, corresponden a yacimientos naturalmente fracturados. En la **Tabla 2.2** se muestran los campos más importantes, de acuerdo a su región, y al activo de PEMEX al que pertenecen (DOF, 2014). La importancia de estudiarlos con detalle está en que representan aproximadamente el 85% de la producción nacional (CNH, 2011). Algunos de estos campos se encuentran en etapa de declinación, como lo son los Activos Cantarell, Ku-Maloob-Zaap, entre otros.

Tabla 2.2. Yacimientos Naturalmente Fracturados en México.

Región	Activo de Producción	Campos
Marina Noreste	Cantarell	Akal
		Nohoch
		Chac
		Kutz
		Ek
		Balam
	Ku-Maloob-Zaap	Ku
		Maloob
		Zaap
Marina Suroeste	Abkatún-Pol-Chuc	Abkatún
		Pol
		Chuc
		Caan
		Ixtal
		Taratunich
		Batab
	Litoral de Tabasco	May
		Och, Uech y Kax
		Yum
		Bolontikú
		Sinán
		Citam
		Ayín
		Alux
		Yaxché
Norte	Poza Rica-Altamira	Arenque
		Tamaulipas-Constituyentes
		Poza Rica

		San Andrés
		Santa Agueda
	Veracruz	Cópite
		Mata Pionche
		Macayucan
		Miralejos
		Angostura
		Novillero
	Aceite Terciario del Golfo	Furbero
		Tajín
		Agua Fría
		Coapechaca
		Corralillo
		Presidente Alemán
Sur	Bellota-Jujo	Jujo-Tecominoacán
		Edén-Jolote
		Jacinto
		Paredón
		Bellota
		Chinchorro
		Mora
		Yagual
		Cárdenas
		Palangre
	Samaria-Luna	Luna
		Sen
		Samaria
		Sitio Grande
		Caparroso-Pijije-Escuintle
	Macuspana-Muspac	Muspac

		Carmito
		Catedral
		Chiapas-Copanó
		Giraldas
		Agave
		Cactus, Níspero y Río Nuevo
	Complejo Antonio J. Bermúdez	Iride
		Cundacán
		Platanal
		Oxiacaque

CAPÍTULO 3
REVISION DE LA LITERATURA

La base del análisis de curvas de declinación es ajustar un historial de producción con un “modelo” (Lee y Wattenbargen, 1984), y realizar un pronóstico de acuerdo con la tendencia que presentan los datos de producción.

La aplicación del análisis de curvas de declinación en yacimientos no convencionales es casi siempre problemática. Las relaciones de Arps (en específico, la hiperbólica y la exponencial), han sido el estándar para evaluar la Recuperación Estimada Final (REF) en aplicaciones de ingeniería petrolera, por más de ochenta años.

Desde que se propusieron estas relaciones, la industria petrolera ha trabajado con ellas independientemente del margen de error con respecto a los resultados reales. Las aplicaciones incorrectas de estas relaciones resultan en sobreestimaciones de las reservas, lo que deriva en problemas de planeación económica y de estrategias de explotación para la compañía que administra dicho yacimiento (Okouma, Hosseinpour-Zonoozi, Ilk y Blasingame, 2012). Estas relaciones que han funcionado para yacimientos convencionales, al emplearse para yacimientos no convencionales, pueden determinar valores casi infinitos de la REF, debido a la naturaleza ilimitada del modelo de Arps, concluyéndose que no pueden representar una solución generalizada y que no hay otro motivo más para su utilización que la costumbre (Valko, 2010).

A menudo, el modelo de ajuste para la declinación utilizado por las compañías operadoras es el exponencial. Uno de los problemas sobre la aplicación del ACD que podemos encontrar en el campo es que Arps estableció que una declinación exponencial resulta cuando el fluido producido es ligeramente compresible, el yacimiento es un sistema cerrado, y su producción ocurre bajo estado pseudoestacionario. Esto podría ocasionar un problema en yacimientos no convencionales, puesto que estos muestran flujo transitorio de larga duración durante la declinación, debido a la baja permeabilidad de la formación; en el caso de la entrada de agua en un yacimiento convencional no debería ser así. Bajo la premisa de que el agua se comporta como un medio impermeable; una condición de estado de flujo pseudo estacionario puede existir (Chen, Chu y Sadighi, 1996).

Arps estableció que la suma de las energías que ayudan a producir el aceite o gas, cambian en una manera uniforme; por lo que podría ser una insinuación de que el

yacimiento se está considerando uniforme. Al menos en el caso de un YNF no es así en lo absoluto, y se requiere un modelo que considere o que al menos posea propiedades matemáticas que permitan realizar los ajustes necesarios para obtener la precisión óptima ya que factores como las saturaciones de gas, efectos de la expansión del gas a bajas presiones, entrada de agua, estratificación, o cambios en el gasto de producción, pueden alterar el mecanismo de explotación original (Poston y Joe, 2008).

Muchos fenómenos de la naturaleza presentan un comportamiento de declinación exponencial extendida, y se presentará que en el caso de la industria petrolera se puede analizar la declinación de la producción con este modelo (Johnston, 2008). Por ahora cabe destacar que los resultados al usar estas ecuaciones son plenamente conservadores; al trabajar con yacimientos convencionales, se ha continuado con el uso de las relaciones de Arps; sin embargo, al encontrar yacimientos no convencionales, la literatura reporta que no se puede continuar empleándolas (Okouma, 2012) si se pretende tener una predicción fiable.

Es conveniente tener presente antes de intentar efectuar cualquier predicción acerca de un yacimiento naturalmente fracturado, ya sea del comportamiento de su presión, o de la producción producción; que debe de haber un entendimiento de que ningún modelo simplificado para la variación del gasto contra tiempo puede capturar con precisión todos los factores que afectan su comportamiento. Es por eso que este trabajo también desarrollará e interpretará los avances que se han obtenido en nuevas relaciones gasto-tiempo y modelos propuestos a partir de la declinación exponencial, como la declinación hiperbólica modificada, y se comprobará su validez o mejora de resultados en pronósticos de producción para yacimientos naturalmente fracturados.

Para efectos de esta tesis, se desarrollaron algunos frentes distintos de investigación enfocados hacia la misma dirección: el modelo de declinación exponencial extendida (“stretched exponential production decline model”) y el comportamiento de yacimientos bajo la entrada de agua dentro del marco de Yacimientos Naturalmente Fracturados.

Mead (1956) estableció que en base a su experiencia (**Tabla 3.1**) los yacimientos se comportan con ciertos exponentes de declinación en base a diferentes condiciones de operación en el campo. Sin embargo, no deberían tomarse como un estándar, esto

porque en ocasiones pueden existir mecanismos más notorios que otros, y sin embargo pueden existir dos a la vez.

Empuje por gas en solución	De 0.5 a 0.85
Empuje por casquete de gas	De 0.2 a 0.85
Segregación gravitacional	De 0 a 0.4
Mantenimiento de presión por gas	De 0.2 a 0.5
Mantenimiento de presión por agua	De 0 a 0.2

Da Prat, Cinco-Ley y Ramey Jr. (1981) establecen que el gasto inicial de declinación no es representativo del estado final de la declinación de un YNF. Por otro lado, Satman (1985) propone técnicas de ACD y ajustes de curvas tipo para obtener información precisa de un YNF.

A fin de utilizar los datos de producción para determinar información de un yacimiento, Fetkovich (1986) propuso una curva tipo para realizar un ajuste con las curvas de declinación, y encontrar los parámetros petrofísicos del yacimiento. Así mismo, analizó el campo Clyde Cowden, encontrando que el campo mostró en un inicio un exponente b de 0.3 con flujo natural. Al reiniciar la declinación después de un proceso de inyección de agua, éste mostraba de nuevo un exponente de 0.3, las razones de esto siguen siendo un área de oportunidad en la industria.

Lijek (1989) mostró que en una gráfica de log (RGA) contra producción acumulada, si la curva es lineal, la declinación será hiperbólica o armónica; pero esto dependerá de si el gasto es constante o variable. Concluye que b es muy cercano a uno cuando el gasto es constante. Sin embargo, Schuldt (1993), expresa que se espera que un yacimiento con entrada de agua siga una declinación hiperbólica.

Wong y Ambastha (1995) reportaron que no hay ninguna relación entre los parámetros del yacimiento y el exponente de declinación b al haber examinado varios yacimientos diversificados en cuanto al tipo de formación, propiedades de los fluidos, profundidad y

geografía. Y en promedio, los yacimientos con entrada de agua tienen un exponente de declinación de 0.29.

Yang (2009) puntualiza que debido a la fundamental diferencia que existe entre los procesos de flujo natural y de inyección o entrada de agua, el uso de las curvas de Arps puede causar incertidumbre para predecir la producción de hidrocarburos y hacer un estimado de las reservas.

Junto con otros modelos como la Ley de Potencias y el Modelo de Duong, el Modelo de Declinación Exponencial Extendida (MDEE) forma parte de los modelos de curvas de declinación formulados en la última década. En la literatura relacionada con la ingeniería petrolera solamente se discute brevemente una de las dos versiones existentes del MDEE (Johnston, 2008); pero no la de Berberán-Santos y cols. (2005) que es la que dio como origen las investigaciones de Johnston.

Berberán-Santos y cols. Analizan a detalle la ley de decaimiento de Kohlrausch para la luminiscencia, encontrando que el comportamiento de su declinación puede expresarse como una suma de declinaciones exponenciales en un mismo sistema, dando origen al MDEE. Establecen que aunque se trata de un modelo empírico, hay argumentos teóricos que justifican su ocurrencia en la naturaleza. Y que en base a sus parámetros, el MDEE es también conveniente como una función de ajuste.

Johnston considera que los sistemas que presentan un comportamiento perteneciente al MDEE poseen una distribución de probabilidad, así mismo da una interpretación física de los parámetros característicos del modelo. Ambos trabajos, tanto Berberán-Santos como Johnston, coinciden con la definición del MDEE.

Valkó (2009) retoma este modelo para aplicarlo a la industria petrolera y determinar el valor que aporta la estimulación a los pozos en la formación Barnett. Considera que el modelo es útil para cuando se dispone de una cantidad de datos. A la fecha de publicación de su artículo, había información de más de 10 000 pozos.

Así mismo, Valkó y Lee (2010) proponen el MDEE como un modelo de ajuste y para pronosticar la producción, así mismo establecen la naturaleza acotada del modelo para calcular la REF comparado con el modelo de Arps.

Can (2011) utiliza el MDEE para proponer una metodología con dos aplicaciones diferentes: proporcionar un pronóstico probabilístico de comportamiento futuro para pozos con un historial de producción disponible; y para predecir la producción de pozos nuevos sin datos de producción.

Joshi (2012) hace una comparación entre varios modelos determinísticos de pronósticos de producción en yacimientos de gas de lutitas, incluyendo el MDEE. Él recomienda este modelo y el método Modificado de Duong para predecir la producción en grupos amplios de pozos. Sin embargo, resalta que todos sus resultados son aplicables únicamente para las formaciones Barnett y Fayetteville.

CAPÍTULO 4
MODELO PROPUESTO

4.1. La función de decaimiento de Kohlrausch

Los primeros trabajos que trataron sobre el modelo propuesto se remontan al estudio del decaimiento de la luminiscencia y posteriormente en la descarga de un capacitor. Para comenzar a describir el modelo propuesto para realizar un ajuste de la producción y un pronóstico vale la pena empezar por definir la luminiscencia, según el diccionario Wolfram Research:

“La luminiscencia es un término general que describe cualquier proceso en el cual un material emite energía en una longitud de onda diferente al material que la absorbe”.

Esta definición, propiamente ajena a cualquier término de Ingeniería Petrolera, posee la clave para un nuevo modelo de declinación, pues los cambios en la luminiscencia a través del tiempo se aplican ampliamente en ciencias físicas, químicas y biológicas para obtener información de distintos sistemas. En el más simple de los casos, las curvas del decaimiento (o declinación) de la luminiscencia pueden describirse satisfactoriamente como una suma de exponenciales y los tiempos de decaimiento tienen un significado físico claro. Las distribuciones de los tiempos de decaimiento o constantes de gasto se pueden anticipar para contemplar de mejor manera muchos procesos en la naturaleza: fluoróforos incorporados en micelas, cyclodextrinas, soluciones rígidas, polímeros, proteínas, vesículas o membranas, tejidos, transferencia de energía, etc.

En este capítulo, se describirá la función exponencial extendida, la cual puede expresarse en la forma siguiente:

$$I(t) = \exp \left[- \left(\frac{t}{\tau} \right)^n \right], \dots \dots \dots (4.1)$$

donde $0 < n \leq 1$ y τ es un parámetro con dimensiones del tiempo, estos parámetros se describirán más tarde. La flexibilidad de esta función ha permitido que se pueda aplicar en varios campos de conocimiento. El modelo que se presenta (**Tabla 4.1**) ya es una transliteración o traducción del modelo original, que encuentra sus primeras aplicaciones en los casos mencionados en el párrafo anterior.

El primer uso de la función exponencial extendida para describir la evolución en el tiempo de una cantidad que no está en equilibrio (como el gasto de aceite, gas o agua) se acredita a Kohlrausch (1847), quien aplicó la función a la descarga de un capacitor, después de concluir que la función exponencial por sí misma era inadecuada. En 1970, Williams y Watts “redescubrieron” la función exponencial extendida, introduciéndola al campo de la dieléctrica.

La función de Kohlrausch (o Ley de decaimiento, o Función Exponencial Extendida, o para el caso de la industria petrolera: el Modelo de Declinación Exponencial Extendida), se usa frecuentemente puramente como una ley de decaimiento. Este modelo es conveniente como una función de ajuste (Valkó, 2010), aún bajo la ausencia de un modelo, dado que permite medir las desviaciones del comportamiento exponencial simple de una manera sencilla a través del parámetro n .

Consideremos la ecuación siguiente de primer orden:

$$\frac{dN}{dt} = -k(t)N \dots \dots \dots (4.2)$$

donde N es el número de luminóforos (en un volumen dado por unidad de tiempo) después de una excitación delta, y k es la constante del gasto con dependencia posible con respecto al tiempo. Siendo este el caso, se le llama coeficiente de gasto. La intensidad de la luminiscencia se asume que es proporcional a N . Entonces la ley normalizada de decaimiento/declinación es simplemente.

$$I(t) = \frac{N(t)}{N_i}, \dots \dots \dots (4.3)$$

$k(t)$ entonces está dada por:

$$k(t) = -\frac{d \ln I(t)}{dt}, \dots \dots \dots (4.4)$$

El equivalente en la literatura de la industria petrolera de la ecuación 4.2 (Nind, 1981) se ha escrito como:

$$\frac{dq}{dt} = -D(t) * q, \dots \dots \dots (4.5)$$

Reagrupando la ecuación, obtenemos:

$$D(t) = -\frac{1}{q} \frac{dq}{dt}, \dots \dots \dots (4.6)$$

De acuerdo con Berberán-Santos y cols. (2005), este coeficiente de gasto dependiente del tiempo puede en principio estar expresado por medio de una función compleja, pero para decaimientos monotónicos hay únicamente tres casos: declinación exponencial, cuando $b(t)$ es constante; declinación super-exponencial, cuando $b(t)$ incrementa con el tiempo; y sub-exponencial, cuando $b(t)$ disminuye con el tiempo.

Este parámetro es característico en el modelo de Arps. En general, algunos autores han reiterado que estas relaciones (la exponencial, hiperbólica y armónica) no tienen una base física, y el ingeniero de producción no debería asombrarse si sus pozos o campos no siguen el modelo propuesto.

En la literatura, Nind reportó que en general no se puede considerar que dos pozos estén declinando conjuntamente exponencialmente, aun cuando cada uno de estos esté declinando exponencialmente por separado.

Si suponemos dos pozos, A y B, que están declinando exponencialmente, la suma de sus gastos de producción no están declinando exponencialmente (lo mismo ocurre con la declinación hiperbólica y armónica). Esto por lo siguiente:

El gasto de producción de hidrocarburos de un pozo A, que está declinando exponencialmente con una tasa de declinación D_A , El gasto inicial del pozo A está dado por q_{Ai} . Entonces, la ecuación de Arps para la declinación exponencial queda como:

$$q_A = q_{Ai} \exp(-D_A t)$$

De la misma manera, el gasto de producción del pozo B es:

$$q_B = q_{Bi} \exp(-D_B t)$$

y por lo tanto, el gasto de producción combinado es:

$$q_A + q_B = q_{Ai} \exp(-D_A t) + q_{Bi} \exp(-D_B t)$$

el cual no puede ser escrito en la forma

$$q_A + q_B = (q_{Ai} + q_{Bi}) \exp(-Dt)$$

a menos que $D_A = D_B$, lo cual no necesariamente es así. Por eso, en general, aun cuando cada uno de los pozos productores esté bajo una declinación exponencial, no se puede considerar que los dos pozos estén bajo la misma declinación exponencial. A esto debe seguir un análisis que presuponga declinaciones exponenciales (o armónicas o hiperbólicas) para cada pozo tomado por separado, por lo que si varios pozos presentan una declinación determinada, no precisamente el campo completo tendría la misma. Entonces, si se va a usar una curva de declinación de producción, siempre debe realizarse con considerable cuidado y uso meticoloso.

Así mismo, otro problema yace en que para algunas aplicaciones del modelo de Arps como pozos de gas de baja permeabilidad, se determina que el valor de b puede ser mayor a 1, este comportamiento fundamentalmente ilimitado evidentemente da como resultado estimaciones de la REF sin límites, lo cual indica que es la costumbre el motivo principal para apegarse a un modelo.

Estas conclusiones son quizás el antecedente en la industria más antiguo de la necesidad de un modelo de declinación que reconozca la heterogeneidad de los yacimientos; esto es, que los pozos tienen un comportamiento individual, pero que a nivel de campo tienen otro.

Estas necesidades se afirma las cubre el Modelo de Declinación Exponencial Extendida (MDEE), cuyo uso ha sido retomado por Valkó, Can y Joshi en la última década.

4.2. El Modelo de Declinación Exponencial-Extendida

La función de declinación exponencial extendida describe la dependencia con respecto del tiempo t de un parámetro en relajación (para el caso de la industria petrolera, el gasto q_o) de acuerdo con la siguiente ecuación diferencial definitoria con dos parámetros, en este caso n y τ , mientras que el tercer parámetro q_o aparece como una condición inicial:

$$\frac{dq}{dt} = -n \left(\frac{t}{\tau}\right)^n \frac{q}{t}, \dots \dots \dots (4.7)$$

De manera que al integrar la ecuación 4.7, se obtiene la expresión siguiente para el gasto en función del tiempo:

$$q(t) = q_i \exp - \left(\frac{t}{\tau}\right)^n, \dots \dots \dots (4.8)$$

donde $q_i \equiv q(t=0)$, n es el coeficiente de extensión o estiramiento, comprendido en el rango de 0 a 1, y τ es un parámetro característico con dimensiones del tiempo, por lo general expresado en meses. Esta función es simple y relativamente flexible, y además ha sido usada con éxito en los varios campos de la ciencia previamente mencionados.

Johnston (2008), por su parte, comenta que una interpretación de un proceso exponencial extendido está en función de la relajación de un sistema que contiene otras cantidades independientes también en relajación, cada una de ellas decayendo exponencialmente a través del tiempo a una tasa de relajación fija específica λ .

En otras palabras, la función exponencial extendida es una suma de declinaciones exponenciales, con una distribución de “cola larga”; esto es, una distribución particular de probabilidad P de λ valores para un valor dado de n . Esta es la definición más usada del MDEE. Con base en esta idea, también es posible describir el comportamiento exponencial extendido a través de la ecuación 4.8.A. (Ilk y cols, 2010):

$$q(t) = \sum_{i=1}^n q_i \exp(-D_i t), \dots \dots \dots (4.8.A)$$

4.2.1. Propiedades del modelo

Las curvas graficadas para varios valores de n se cruzan en un tiempo $t=\tau$ en donde la función exponencial extendida tiene el mismo valor para todas las n . Se ha encontrado que un comportamiento exponencial puro, corresponde a $b=0$ en el modelo de Arps, pero también equivalentemente a $n=1$ en este modelo, como se puede observar en las Figuras 4.1 y 4.2.

Así mismo, se puede observar en la Figura 4.1 que a medida que el parámetro n disminuye de la unidad, se hace evidente una curvatura positiva pronunciada aún más evidente para tiempos pequeños. Y también se observa que la función exponencial extendida es singular en $t=0$, pues tiene una pendiente infinitamente negativa en ese punto para todas las n comprendidas en el rango de 0 a 1.

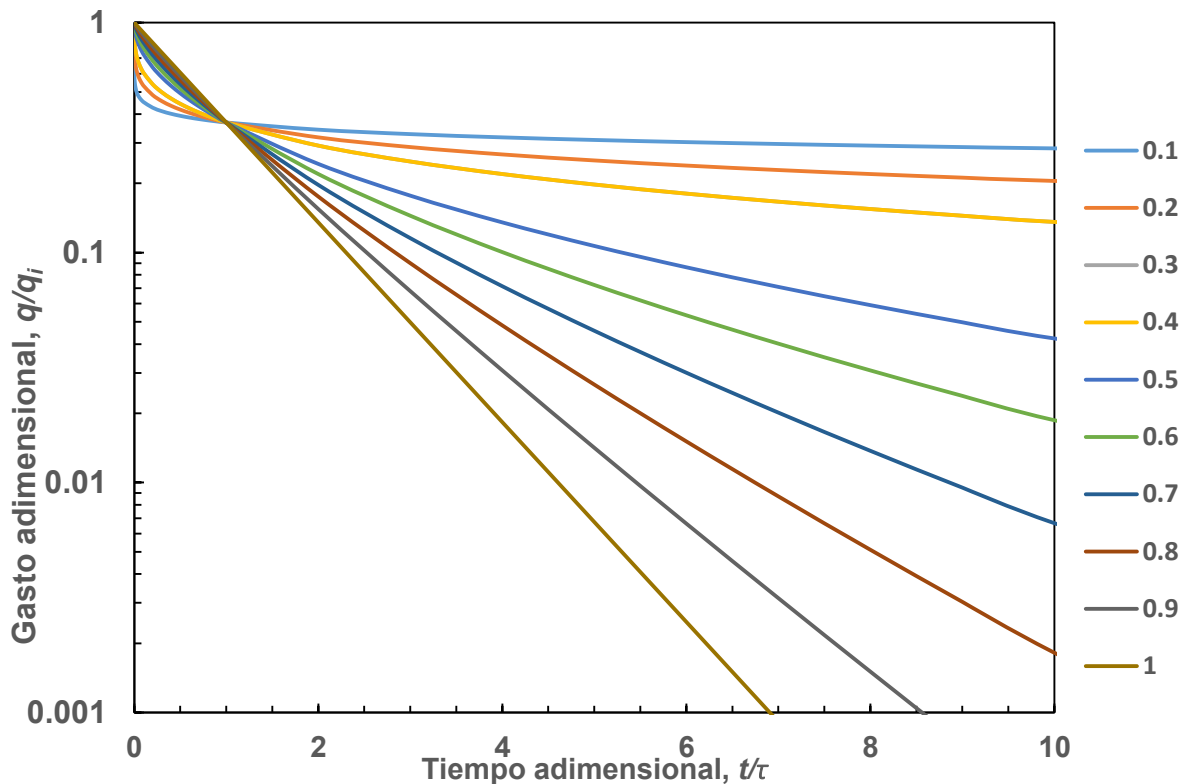


Figura 4.1. Función exponencial extendida lineal-log para valores de n de 0 a 1 con incrementos de 0.1.

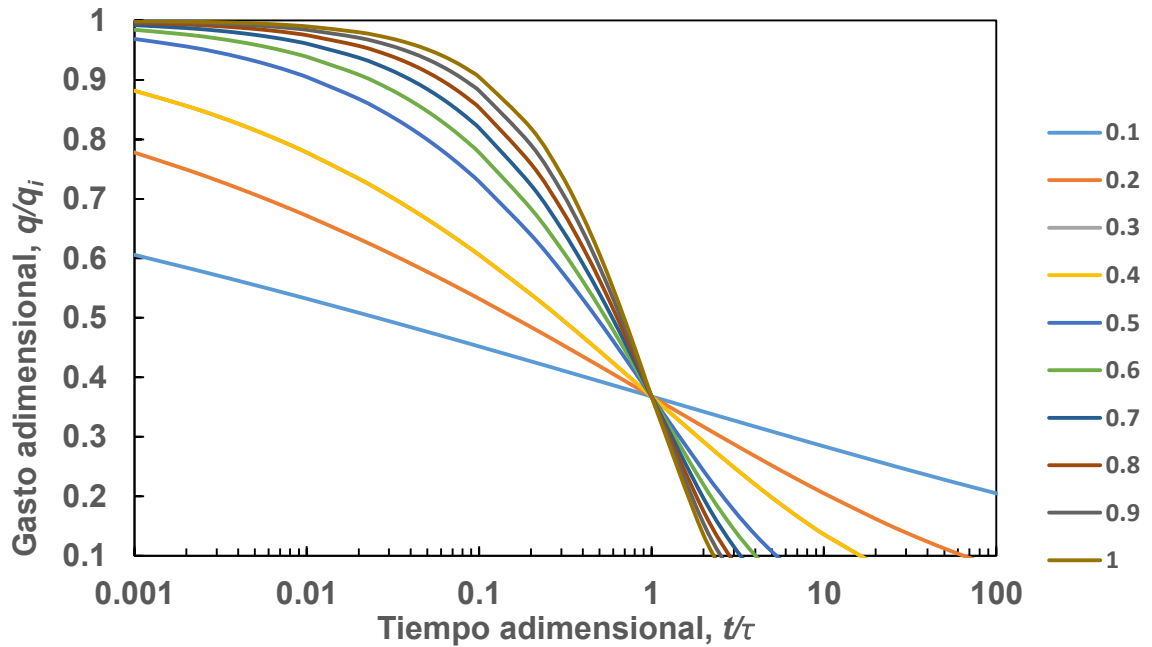


Figura 4.2. Función exponencial extendida log-lineal para valores de n de 0 a 1 con incrementos de 0.1 para tiempos cortos.

Este modelo se adecuó específicamente para el caso de campos de gas de lutitas, en los que la información se toma periódicamente, con el propósito de evaluar el valor que puede tener la estimulación en pozos que producen de la formación Barnett, y posteriormente se usó como un modelo de declinación de la producción.

Este modelo representa la heterogeneidad de los yacimientos por medio de la suma de declinaciones exponenciales. Y los parámetros que definen este modelo son únicos y distintos a los de Arps.

En la **Tabla 4.1** se aprecian los parámetros que conforman el modelo, además de que incluye la función gamma (Abramovitz y Stegun, 1972), el modelo también incorpora la función gamma incompleta. Todas las ecuaciones que incorporan estas funciones se pueden resolver en un ambiente de Wolfram Mathematica y de Excel (Freeborn, 2012).

Tabla 4.1. El Modelo de Declinación Exponencial Extendida

$\frac{dq}{dt}$	$-n \left(\frac{t}{\tau}\right)^n \frac{q}{t}$	Ecuación que define el modelo.
$q(t)$	$q_i e^{-\left(\frac{t}{\tau}\right)^n}$	Gasto de producción en función del tiempo.
q_D	$e^{-\left(\frac{t}{\tau}\right)^n}$	Gasto adimensional.
N_p	$\int_0^t q(t) dt$	Producción acumulada.
N_{pD}	$\frac{\tau}{n} \left\{ \Gamma\left[\frac{1}{n}\right] - \Gamma\left[\frac{1}{n}, \left(\frac{t}{\tau}\right)^n\right] \right\}$	Producción acumulada adimensional.
REF	$\int_0^{\infty} q(t) dt$	Recuperación estimada final.
REF_D	$\frac{\tau}{n} \Gamma\left[\frac{1}{n}\right]$	Recuperación estimada final adimensional.
rp	$1 - \frac{N_p}{REF}$	Potencial de recuperación.
rp	$\frac{1}{\Gamma\left[\frac{1}{n}\right]} \Gamma\left[\frac{1}{n}, -\ln q_D\right]$	Potencial de recuperación, calculado a partir del gasto adimensional.

4.2.2. Parámetros característicos y su interpretación física

Si bien el modelo de declinación exponencial extendida representa un avance considerable para representar y realizar pronósticos de producción, la literatura petrolera no explica con detalle las propiedades, el uso y asignación de los parámetros que incorpora. Considerando lo anterior, en esta se pretende interpretar físicamente el coeficiente de extensión “ n ” y el parámetro “ τ ”.

La declinación actual de la producción se determina con un gran número de volúmenes parciales del yacimiento que contribuyen individualmente en una declinación exponencial (en estados pseudoestacionarios de flujo), pero con una distribución específica de constantes características de tiempo. Esta familia de la distribución de constantes características se conoce analíticamente, y la visualiza Johnston; esto da la pauta para que el modelo de Kohlrausch conjuntamente con el de Berberan-Santos, puedan tener la proyección que Valkó hace para la industria petrolera, refiriéndose únicamente este autor al artículo de Johnston respecto al parámetro τ . Es decir, Valkó no discute los trabajos de Berberán-Santos y cols.

Se pueden obtener los parámetros característicos mediante varios métodos, pero como las relaciones entre las producciones acumuladas entre el tercer año y el segundo año, o entre la del año, uno se comportan relativamente estables, se puede llegar a un sistema de ecuaciones no lineales, el cual se describirá con detalle en el capítulo siguiente para mostrar en forma práctica, su solución, y obtener las constantes características. Si bien se pudieran seleccionar relaciones de producciones acumuladas entre más años para campos con una historia amplia de producción (ej. producción acumulada del año 30 entre la del año uno), se escoge máximo el tercer año porque este tiempo de producción no contempla tanto “ruido”, debido a la demanda, precio del crudo, número de pozos, inflación de la moneda, etc., factores que podrían dificultar la identificación de las características reales de la declinación de la producción del yacimiento.

En la distribución de probabilidad mencionada anteriormente, se debe normalizar la tasa de relajación fija específica λ a una tasa de relajación característica τ , la cual aparece en la función exponencial extendida. Esta se puede escribir en la forma siguiente:

$$e^{-\left(\frac{t}{\tau}\right)^n} = \int_0^{\infty} P(s, n) e^{-s\left(\frac{t}{\tau}\right)^n} ds, \dots \dots \dots (4.9)$$

donde

$$s = \frac{\lambda}{\tau}, \dots \dots \dots (4.10)$$

Esta densidad de probabilidad es por definición real. Para el caso más simple, cuando $n=1$, la función exponencial extendida se simplifica a una declinación exponencial y la densidad de probabilidad $P(s,1)$ es la función δ de Dirac. Pero de manera general, $P(s,n)$ es la transformada inversa de Laplace de la exponencial extendida, dada por:

$$P(s, n) = \frac{1}{2\pi i} \int_{-i\infty}^{i\infty} e^{-x^n} e^{sx^n} dx; \dots \dots \dots (4.11)$$

donde

$$x = \frac{t}{\tau}, \dots \dots \dots (4.12)$$

El primer parámetro, n , el coeficiente de extensión, es a menudo citado como la medida de la longitud a la mitad del máximo de la distribución. Una interpretación adicional de n es que es una medida del tiempo promedio de la declinación del gasto del sistema relativo al parámetro τ . Pero una interpretación física útil de n , es que n es una medida del cierre del sistema. Como este valor es el que le está dando forma, o está determinando que tanto se va a extender o estirar la curva, tiene relación directa con la producción acumulada del campo o del pozo. Entre más cerca esté el parámetro n a cero, más larga es la cola de la curva.

En la literatura general, $1/\tau$ a menudo se le refiere como una tasa de relajación característica indefinida, pero no es ni el promedio de λ , ni su inverso. Evidentemente τ es una propiedad característica de la función de probabilidad $P(s,n)$. En las Figuras 4.1 y 4.2 se mostró que todas las curvas para varios valores de n se cruzan en un tiempo igual a τ , pero también se puede observar otra particularidad. Luego de que la ley de decaimiento de Kohlrausch se llamara función “más-lenta-que-la-exponencial”, se puede establecer que es en realidad un término mal usado, pues uno de los aspectos representativos es que existen dos regímenes: uno que es más-rápido-que-el-exponencial y otro más-lento-que-la-exponencial. En las figuras se puede notar que este cambio entre los dos regímenes se presenta en este valor. También puede ser vista como un tiempo de normalización, pues es en relación a este valor que se hace referencia para el tiempo adimensional del modelo. En la literatura petrolera de Valkó, únicamente se establece que τ es, hablando en general, la media de las constantes características de tiempo o que representa el número característico de periodos, este parámetro es el análogo del concepto de vida media. En física, se entiende por vida media, representada también por τ , al tiempo en que tarda un átomo en desintegrarse, o para que el número de átomos se reduzca en un factor e . En resumen, τ , es un parámetro que indica el tiempo en el que un sistema alcanza una propiedad específica, en el caso de la industria petrolera es el tiempo en que la curva de la gráfica que representa la producción se empieza a “estirar” o extender, lo que representa el cambio de un régimen a otro. Mientras n va de 0.1 a 1.0, τ no tiene un rango práctico de valores establecido.

El tercer parámetro, q_i , que es el gasto inicial de producción, es un parámetro hipotético, porque en la práctica el gasto de producción de un pozo a tiempos cortos puede aumentar o disminuir, y alcanza su máximo en un periodo que no es necesariamente el conocido como el inicio de la declinación en la industria petrolera. Con base en lo anterior, para aplicaciones prácticas, se usa el gasto máximo que el campo o el pozo pueden llegar a alcanzar. Para el caso de un grupo de pozos, si se conocen los

parámetros n y τ , el gasto inicial puede determinarse a partir de la producción acumulada total de ese grupo de pozos.

$$q_i = \frac{N_p}{\frac{\tau}{n} \left\{ \Gamma \left[\frac{1}{n} \right] - \Gamma \left[\frac{1}{n}, \left(\frac{t}{\tau} \right)^n \right] \right\}}, \dots \dots \dots (4.13)$$

Considerando que puede existir ruido en los datos del historial de producción, debido a las fluctuaciones causadas por las intervenciones menores, el gasto inicial sólo debería cambiar cuando se efectúen cambios considerables en las condiciones de operación del pozo.

En este trabajo se pretende también determinar si las características de la formación en estudio dominan el valor de los parámetros característicos, o es una mera relación de las condiciones de operación como se comprobó con el modelo de Arps.

4.3. Potencial de recuperación de un pozo

Uno de los aportes principales del modelo de Valkó es el cálculo del potencial de recuperación del pozo, rp . Este parámetro puede definirse como uno menos el porcentaje actual de la REF. Dicha relación puede expresarse de la siguiente manera:

$$rp = 1 - \frac{N_p}{REF}, \dots \dots \dots (4.14)$$

Sustituyendo las ecuaciones correspondientes al q_D , N_{pD} y REF_D (tabla 4.1), el potencial de recuperación calculado a partir del gasto adimensional se expresa como:

$$rp = 1 - \frac{N_{pD}}{REF_D} = \frac{1}{\Gamma \left[\frac{1}{n} \right]} \Gamma \left[\frac{1}{n}, -\ln q_D \right], \dots \dots \dots (4.15)$$

El procedimiento siguiente es sugerido a través del análisis de datos de producción:

1. Determinar las respectivas q_D y N_{pD} para los datos de producción.
2. Se puede asumir un valor para n , y calcular rp a partir de la ecuación 4.15
3. Graficar rp contra N_p . La tendencia de los datos debe ser la de una línea recta.

Las implicaciones de este procedimiento son:

1. La REF puede determinarse a través de la intersección con el eje x de la línea recta.
2. Los valores del rp siempre estarán entre uno y cero. La intersección con el eje y puede compararse a un valor teórico (la unidad). Si la intersección no es igual a uno, el parámetro n debe ajustarse.
3. Este puede ser un método gráfico alternativo para obtener el parámetro n , sin resolver el sistema de ecuaciones no lineales propuesto anteriormente y sin conocer τ .

4.4. Comparación con el modelo de Arps

Se pueden notar en la **Figura 4.3**, las curvas que indican la declinación exponencial de Arps (cuando $b=0$) y la exponencial extendida de Valkó en el caso de $n=1$, coinciden.

Adicionalmente, se puede observar que cuando el gasto es más lento, Arps genera una curva con una producción acumulada tendiendo al infinito, mientras que el MDEE tiene un comportamiento parecido al hiperbólico a tiempos cortos, pero su comportamiento a tiempos largos revela su fortaleza al predecir, como es el caso en la realidad de los pozos, una recuperación de hidrocarburos acotada.

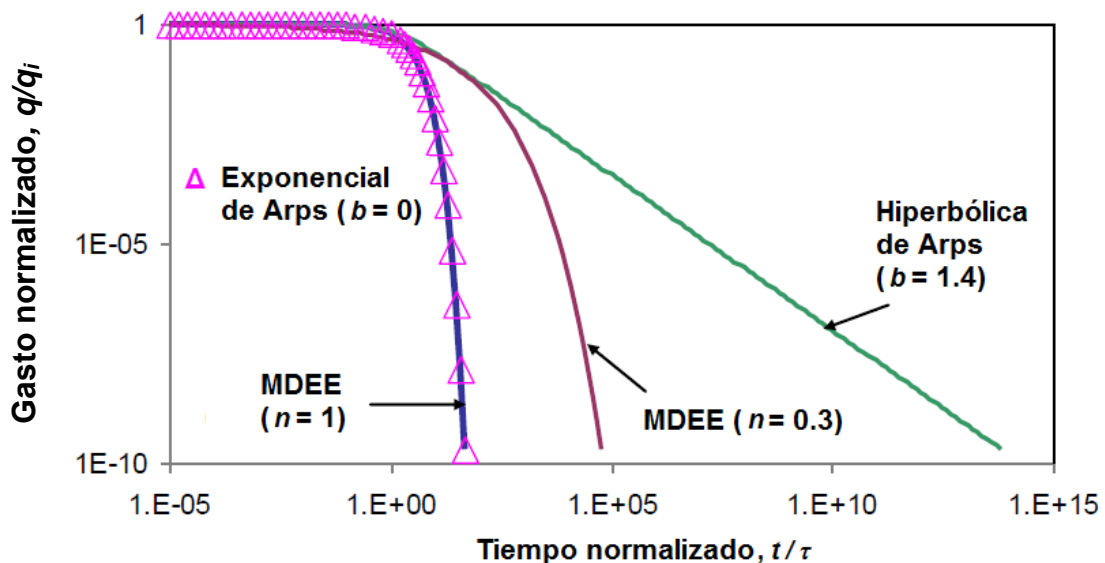


Figura 4.3. Comparación entre los modelos de declinación de Arps y el MDEE.

Hasta este momento, la única equivalencia probada entre los parámetros característicos de los modelos de Arps y Valkó es la del caso de la declinación exponencial.

4.5. Relación entre el modelo de Arps y el MDEE.

En la mayoría de las aplicaciones de la declinación exponencial en la industria petrolera se ha considerado al coeficiente b como constante a través del tiempo, modificando su valor cuando se efectúa en el campo una intervención mayor.

Sin embargo, existe una relación entre el modelo de Arps y el MDEE, y esta se puede derivar con base en el desarrollo teórico del trabajo de Berberán-Santos. Si bien, en la industria petrolera por lo regular la tasa de declinación D , se considera constante para un periodo de tiempo, usando las ecuaciones 4.1 y 4.4 se puede definir una tasa de declinación del gasto dependiente del tiempo con la ley de declinación de Kohlrausch:

$$D(t) = \frac{n}{\tau} \left(\frac{t}{\tau} \right)^{n-1}, \dots \dots \dots (4.16)$$

donde $n \in (0,1]$. Esta expresión sencilla marca la relación entre el modelo de Arps y el modelo de Valkó. Ya sabiendo la existencia de una declinación más lenta y más rápida que la exponencial, las cuales están muy marcadas para valores de n pequeños, pero como ya se estableció (Fig. 4.3) cuando $n=1$, la función es indistinta. En la **Figura 4.4** se observa cómo la declinación es más rápida que una exponencial ordinaria ($b=0, n=1$) para $t < \tau$ y después de que $t = \tau$ la declinación es más lenta que la exponencial.

La ralentización del gasto en declinación se muestra con el coeficiente de gasto dependiente al tiempo; es inicialmente infinito $D=D(0)$, lo cual no es un resultado físicamente correcto. La formulación del MDEE posee un comportamiento inapropiado para tiempos cortos.

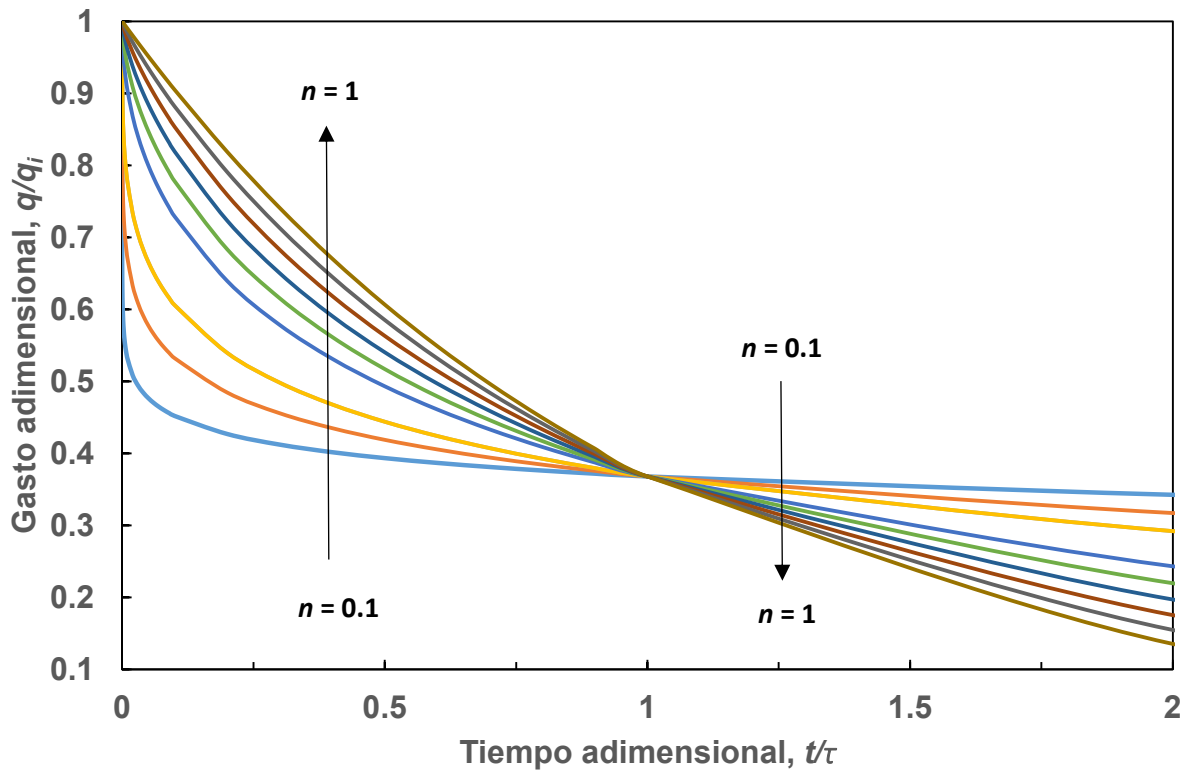


Figura 4.4. Función exponencial extendida para varios valores de n .

Este modelo ha demostrado resultados consistentes hasta la fecha, únicamente en los yacimientos de gas de lutitas con limitaciones, debido a su permeabilidad baja y que presentan fracturamiento natural. el ejemplo más destacado es el de la formación Barnett: el número de pozos es muy elevado, y el modelo permite evaluar el valor que las tecnologías de explotación tan cambiantes tienen.

Otra de las razones por las que este modelo se utilizó en estos casos es porque el modelo de Arps, de acuerdo a sus suposiciones implícitas necesariamente tiene que estar aplicado a flujo dominado por una frontera externa cerrada, y en estos yacimientos presentan flujo transitorio aún en la etapa de declinación. Por lo que es necesario tener presente la conclusión de Fetkovich, en la que establece que el utilizar el modelo de Arps y obtener valores de b mayores 1 es equivalente a un ajuste forzado, debido a que se exceden sus límites de aplicación comprendidos entre 0 (exponencial) y 1 (armónica).

Sin embargo, los autores afirman que repetir un análisis similar en otro tipo de yacimientos no precisamente podría dar como resultado una consistencia similar, pero los conceptos principales pueden aplicarse con las variaciones pertinentes, si se considerara conveniente. Este modelo posee propiedades matemáticas numerosas a comparación con el modelo de Arps, al menos para aplicarse en gas no-convencional.

Ya sea que se trate de modelos empíricos o de modelos con propiedades matemáticas favorables, se recomienda que a medida que aparezcan nuevos modelos de declinación se validen en todo tipo de yacimientos para comprobar si los pronósticos obtenidos son confiables, y en ese caso, ajustar los modelos a las propiedades específicas del campo,

El capítulo siguiente evalúa el MDEE en dos campos correspondientes a yacimientos naturalmente fracturados obteniendo estimaciones de la RFE, las cuales se comparan con las calculadas por medio del modelo de Bondar y Blasingame y con la declinación hiperbólica modificada, como otras referencias útiles. Así mismo, se evalúa la idea de si el elevar radicalmente el número de pozos afecta o no la RFE y el comportamiento individual que tienen los pozos, a fin de validar las premisas principales del MDEE.

CAPÍTULO 5
APLICACIONES DEL MODELO PROPUESTO

5.1. Campo A. Un YNF en aguas someras.

Este es uno de los campos que se escogieron para validar el modelo exponencial extendido, campo que está dentro de un activo de producción junto con otros campos en aguas someras, operado por PEMEX Exploración y Producción.

El Campo A es un yacimiento naturalmente fracturado. Y es el único dentro de su activo que se encuentra en estado de declinación, produciendo desde casi 6 años a partir de su pico de producción, actualmente con un proceso de mantenimiento de presión. Su explotación comenzó al inicio de la década de los 80's; este campo se explota principalmente de las formaciones de la Brecha del Cretácico Superior y el Jurásico Superior Kimmeridgiano.

Para realizar estimaciones continuas a través de la etapa de agotamiento de un yacimiento naturalmente fracturado se utiliza una nueva metodología integral propuesta por Petróleos Mexicanos para análisis de curvas de declinación, pero utilizando el pronóstico del Modelo de Declinación Exponencial Extendido (MDEE).

Se empleó la información mensual de datos de producción desde el inicio de la explotación del campo, así como su producción acumulada y los parámetros petrofísicos del yacimiento y las propiedades de los fluidos. Para este ejemplo, sólo se cuenta con los historiales de producción, presión, y de inyección de nitrógeno y los parámetros del yacimiento. No se dispuso de los datos por pozo, por lo que se desarrollará para la producción del campo un ajuste global.

Las propiedades del yacimiento se encuentran en la tabla siguiente.

Tabla 5.1. Propiedades del aceite y de la formación del Campo A

Tipo de yacimiento	Aceite negro pesado	
μ_o	1.70 – 3.01	cp @ p_b
ρ_o	18 – 22	°API
T_y	116 – 117	°C
k	5530	mD
Φ	9.4	%
h	150	m
A	44	Km ²
c_t	0.00002385	psi ⁻¹
C_A	31.2	Adimensional
B_o	1.22	m ² /m ²
Q_o	269.8	Mbpd
RGA	106	m ³ /m ³
$*N_p$	2,453.94	MMbls
p_i	323	Kg/cm ²
p_b	187	Kg/cm ²
p_{cima}	110	Kg/cm ²
$*p_{actual}$	116.59	Kg/cm ²
*Inyección actual N ₂	259.95	MMpcd
S	-1.17	Adimensional
Análisis PVT		
$p_b @ T_y$	186.6	Kg/cm ²
B_{ob}	1.4	m ² /m ²
R_s	107	m ³ /m ³
$\rho_{o ac} @ p_b, T_y$	0.7595	Kg/cm ³
$\mu_{ac} @ p_b, T_y$	1.78	cp
Número de pozos		
Pozos Perforados	71	
Pozos Exploratorios	1	
*Pozos Productores	50	
Pozos Inyectores	4	

*Marzo de 2014

De inicio se efectúa un análisis de los datos de producción, para identificar el segmento de análisis de acuerdo a los distintos comportamientos de presión que ha presentado el campo, correspondientes a los mecanismos principales de producción. Es decir, cada que cambie el comportamiento de la presión, y se identifique un nuevo mecanismo de empuje o se realice una intervención mayor en el yacimiento, se debe llevar a cabo un ajuste distinto desde el momento en que cambien las condiciones de explotación, hasta la última fecha en la que se tengan datos.

Por ejemplo, para el caso de este campo, la fecha de inyección de nitrógeno dos meses después de alcanzar el pico de producción marca una nueva pauta para iniciar un ajuste diferente.

Las gráficas siguientes muestran el historial de producción y el comportamiento de la presión a lo largo de la historia del campo.

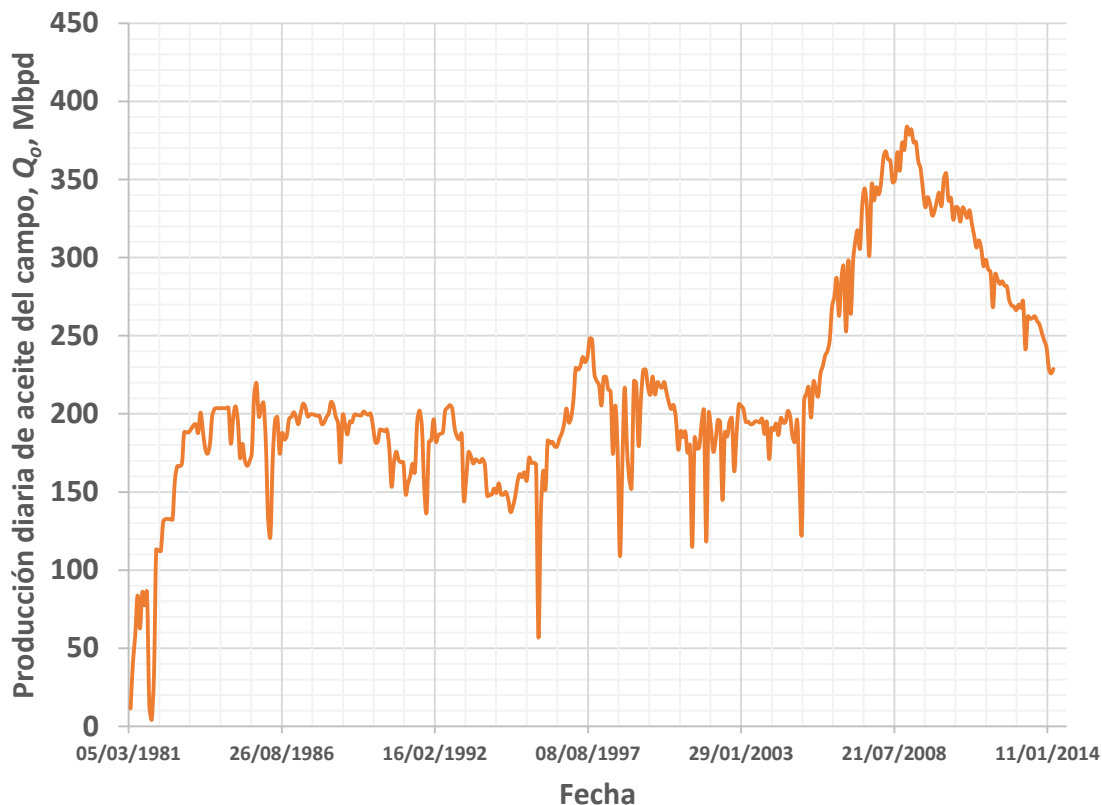


Figura 5.1. Historial de producción de aceite del Campo A en MBpd

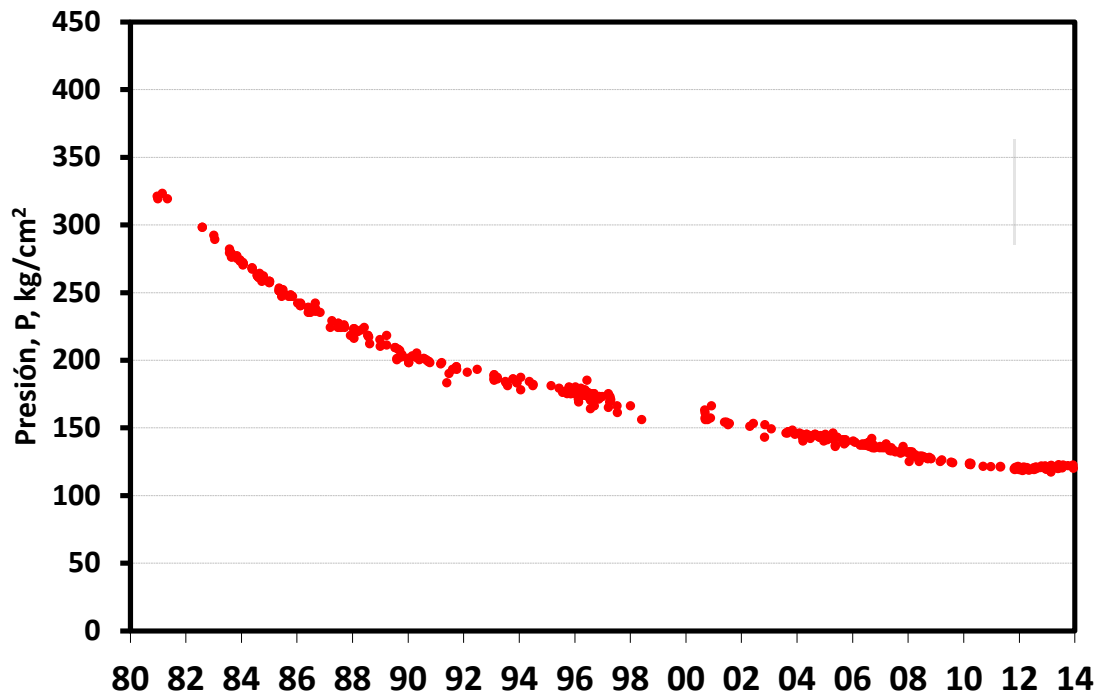


Figura 5.2. Comportamiento de la presión del Campo A con respecto al tiempo.

A fin de encontrar relaciones matemáticas que asocien el comportamiento presión-producción del yacimiento A con sus mecanismos de empuje, se utiliza el método de las tendencias exponenciales.

5.1.1. Determinación de los mecanismos de empuje por medio del método de las tendencias exponenciales.

Con este método desarrollado por Meza M. (2004), se puede inferir que cada una de las tendencias lineales que se obtienen corresponde a un tipo de mecanismo o a la combinación de varios mecanismos que operan durante un lapso de tiempo determinado.

Al graficar el logaritmo natural de la presión contra la producción acumulada de aceite, se pueden identificar fácilmente estas tendencias. Este método aplica para yacimientos inicialmente bajosaturados, y como se puede verificar en la **Tabla 5.1**, campo A inicialmente lo fue.

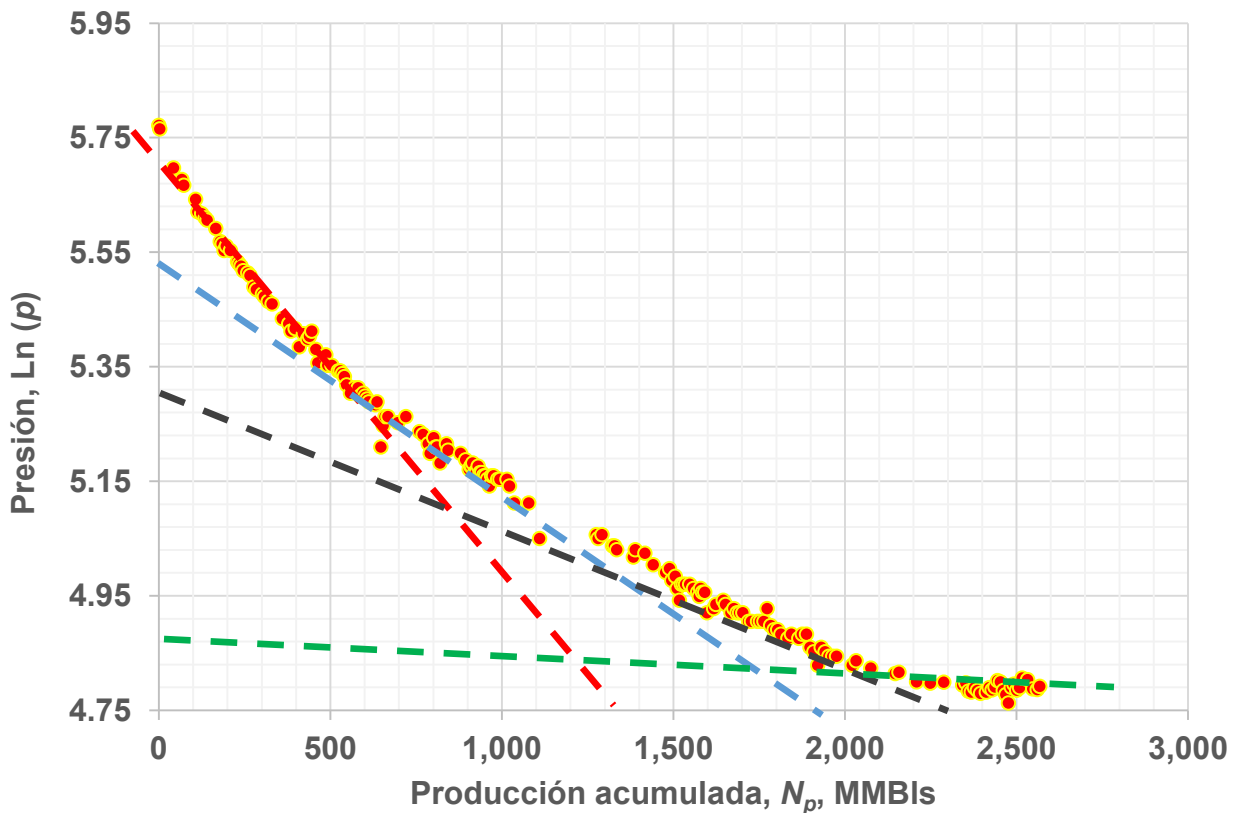


Figura 5.3. Logaritmo natural de la presión ($\ln p$) contra la producción acumulada de aceite (N_p).

Según este método, se esperan siempre tres tendencias, pero al ser este un yacimiento con inyección de nitrógeno, se nota un cuarto comportamiento correspondiente a esta intervención.

Los valores de las pendientes se obtienen mediante la ecuación siguiente:

$$\beta_j = \frac{N_{pi} - N_{pj}}{\ln(p_i/p_j)}, \dots\dots\dots (5.1)$$

Donde los subíndices “j” indican el número de la tendencia exponencial y el subíndice “i” denota el inicio de cada tendencia. Esta ecuación considera como premisa que todos los mecanismos de empuje corresponde una ley exponencial en su comportamiento de presión-producción.

Con el uso de estas pendientes se puede evaluar el comportamiento presión-producción del yacimiento a lo largo de su explotación, porque cada tendencia exponencial está regida por la expresión:

$$p_j = p_i e^{\left(\frac{N_{pi} - N_{pj}}{\beta_j}\right)}, \dots\dots\dots (5.2)$$

Los valores de las producciones acumuladas N_{pi} , N_{pj} , y las presiones p_i y p_j se determinan a partir de la información que se tiene en la **Figura 5.3**.

La primera pendiente, en yacimientos inicialmente bajo-saturados, está relacionada con la expansión del sistema roca-fluidos.

Para la segunda pendiente se determina la presión correspondiente a un plano de referencia, p_{gl} , que llevada a la profundidad de la cima del yacimiento, coincida con la presión de saturación. La descripción anterior implica la expresión siguiente:

$$p_{gl} = p_s + 0.1 * (\Delta H * \rho_o) , \dots\dots\dots (5.3)$$

donde ΔH es la diferencia entre la presión al plano de referencia y la presión en la cima del yacimiento.

$$\Delta H = p_{Ref} - p_{Cima} , \dots\dots\dots (5.4)$$

Efectuando el cálculo para p_{gl} , se obtiene:

$$p_{gl} = 187 + 0.1 * [(116.59 - 112) * 759.5],$$

$$p_{gl} = 535.61 \text{ kg/cm}^2.$$

Así mismo, para conocer p_1 , el cálculo de la primera pendiente puede efectuarse por medio de la ecuación siguiente:

$$\beta_1 = \frac{N_{pi} - N_{p1}}{\ln\left(\frac{p_i}{p_1}\right)}.$$

N_{p1} en la ecuación anterior es cero para la primera pendiente, ya que se considera al inicio de la explotación. Así mismo, reordenando los términos del denominador de acuerdo a las propiedades del logaritmo natural, se obtiene el valor siguiente para la pendiente β_1 :

$$\beta_1 = \frac{697.075 - 0}{\ln(323) - 5.2522},$$

$$\beta_1 = 1326.618 .$$

Sustituyendo en la ecuación 5.2 para el cálculo de la presión respecto a su comportamiento exponencial, se obtiene la presión siguiente:

$$p_1 = p_i * e^{\left(\frac{N_{pi} - N_{p1}}{\beta_1}\right)},$$

$$p_1 = (323) * e^{\left(\frac{697.075 - 0}{1326.618}\right)},$$

$$p_1 = 546 \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} .$$

Si la presión del yacimiento correspondiente a este cambio de pendiente, p_1 , es aproximadamente igual a p_{gl} , se infiere que el mecanismo que se inicia es debido a la expansión de gas liberado; en el caso contrario de que p_1 fuera mayor que p_{gl} , el cambio sería debido a entrada de agua.

En el caso de existir una tercera pendiente, y la hay, se debe a una entrada de agua al yacimiento.

Pero también se observa una cuarta pendiente, que corresponde al mantenimiento de presión por inyección de nitrógeno al campo.

5.1.2. Análisis de datos de declinación

Enfocándonos en el análisis de datos de la declinación únicamente, se puede efectuar un ajuste empleando el modelo de Bondar y Blasingame (2002) para desarrollar una gráfica del recíproco del gasto, que permita estimar la Recuperación Estimada Final (REF) a las condiciones actuales (en este caso, hasta donde se tiene disponibilidad de datos de producción).

El análisis que se presenta a continuación, considera únicamente en los datos de producción relativos a la declinación del campo que incorporan el efecto de la inyección del nitrógeno.

La gráfica del gasto normalizado de Bondar se visualiza en la **Figura 5.4**:

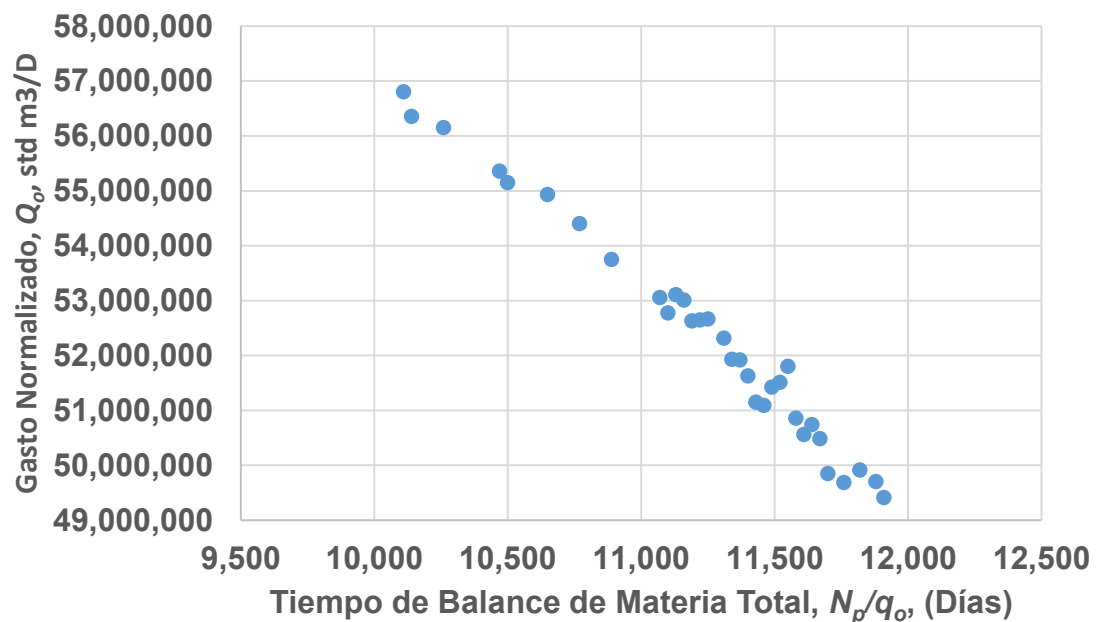


Figura 5.4. Gasto de aceite contra tiempo de balance de materia para el periodo de declinación con inyección de nitrógeno, yacimiento A.

La utilidad del método se basa en la gráfica del recíproco del gasto (**Figura 5.5**), pues a partir de ella se obtiene la REF bajo las condiciones de inyección de nitrógeno, información que permite analizar la conveniencia de continuar explotando el yacimiento bajo las condiciones actuales de operación.

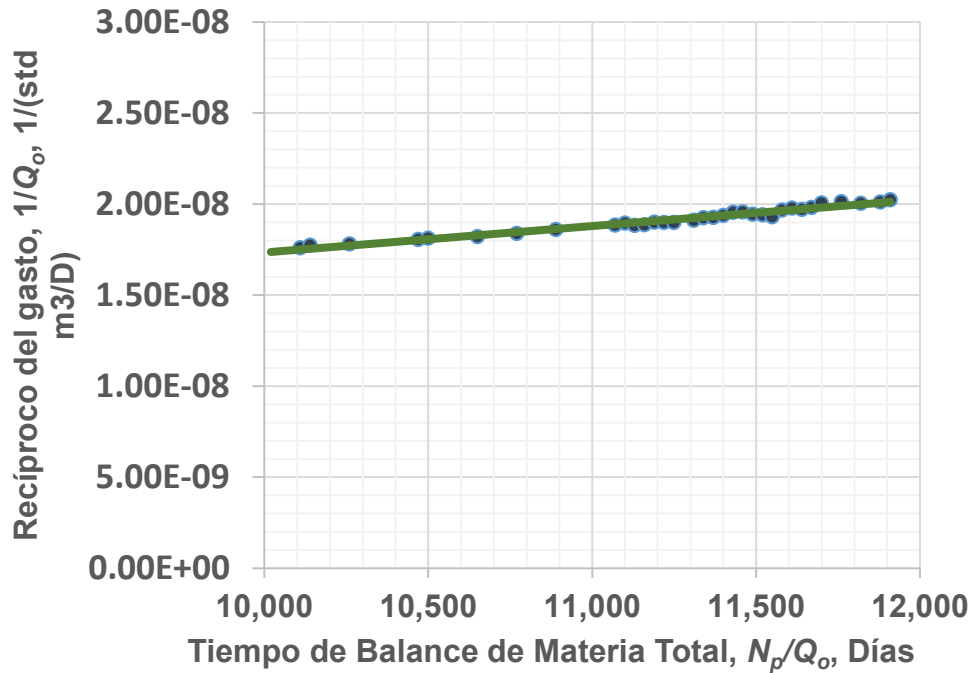


Figura 5.5. Recíproco del gasto de aceite contra tiempo de balance de materia, para el periodo de declinación con inyección de nitrógeno, del yacimiento A.

Estos datos de la gráfica del recíproco del gasto, se pueden ajustar para obtener una ecuación de la línea recta de la forma $y=mx+b$, con los términos:

$$\frac{1}{Q_o} = m \left(\frac{N_p}{Q_o} \right) + b, \dots \dots \dots (5.5)$$

Se puede evaluar la Ec. 5.5 con el propósito de obtener una aproximación para la REF, obteniéndose la expresión siguiente:

$$\frac{1}{Q_o} = (8 \times 10^{-12}) \left(\frac{N_p}{Q_o} \right) + 1 \times 10^{-8}$$

Multiplicando ambas partes de la ecuación por la producción de aceite del yacimiento, Q_o :

$$1 = (8 \times 10^{-12}) * N_p + (1 \times 10^{-8}) * Q_o$$

Considerando la condición de $Q_o=0$, la ecuación queda de la manera siguiente:

$$1 = (8 \times 10^{-12}) * N_p$$

De manera que la reserva recuperable o la REF, está dada por:

$$REF = N_{p,max} = 1/m \text{ ,..... (5.6)}$$

En unidades de barriles, se obtiene la aproximación de la REF, bajo condiciones de inyección de nitrógeno y con 55 pozos, habiendo empleado el modelo de Bondar-Blasingame se obtuvo:

$$REF = 2,048,931,802.5 \text{ barriles .}$$

Este método, aún cuando se le considera como empírico, es muy popular (y efectivo según sus autores) para estimar esta reserva. Aún con todas sus ventajas, este método no proporciona un pronóstico de producción por unidad de tiempo; por lo anterior, se procede a realizar un pronóstico de acuerdo con el modelo MDEE de Valkó.

5.1.3. Pronóstico de producción

Lo primero que se debe realizar es la determinación de los parámetros característicos q_i , n y τ . Como ya se mencionó, a diferencia del modelo de Arps donde el gasto inicial q_i se considera el primer gasto identificado al inicio de la declinación, en el modelo de Valkó se considera el gasto más alto alcanzado en la historia del campo.

En el modelo de Arps el gasto inicial sería el de julio de 2007; sin embargo para el modelo de Valkó se toma el gasto dos meses después del inicio de la inyección de nitrógeno siendo este el gasto más alto alcanzado en el campo:

$$q_i = 383.69 \text{ MBpd} .$$

Para determinar los parámetros característicos se construye un sistema de ecuaciones no-lineales, a partir de las relaciones entre las producciones acumuladas para los años dos y tres entre la del año uno.

$$r_{21} = \frac{Np_2}{Np_1} , \dots \dots \dots (5.7)$$

$$r_{31} = \frac{Np_3}{Np_1} , \dots \dots \dots (5.8)$$

lo cual corresponde a:

$$r_{21} = \frac{\Gamma\left[\frac{1}{n}\right] - \Gamma\left[\frac{1}{n}, \left(\frac{t_2}{\tau}\right)^n\right]}{\Gamma\left[\frac{1}{n}\right] - \Gamma\left[\frac{1}{n}, \left(\frac{t_1}{\tau}\right)^n\right]} , \dots \dots \dots (5.9)$$

$$r_{31} = \frac{\Gamma\left[\frac{1}{n}\right] - \Gamma\left[\frac{1}{n}, \left(\frac{t_3}{\tau}\right)^n\right]}{\Gamma\left[\frac{1}{n}\right] - \Gamma\left[\frac{1}{n}, \left(\frac{t_1}{\tau}\right)^n\right]} , \dots \dots \dots (5.10)$$

El sistema de ecuaciones queda de la manera siguiente, habiendo sustituido las producciones acumuladas en el sistema y los tiempos respectivamente:

$$2.6236 = \frac{\Gamma\left[\frac{1}{n}\right] - \Gamma\left[\frac{1}{n}, \left(\frac{23.5}{\tau}\right)^n\right]}{\Gamma\left[\frac{1}{n}\right] - \Gamma\left[\frac{1}{n}, \left(\frac{11.5}{\tau}\right)^n\right]}$$

$$1.8799 = \frac{\Gamma\left[\frac{1}{n}\right] - \Gamma\left[\frac{1}{n}, \left(\frac{35.5}{\tau}\right)^n\right]}{\Gamma\left[\frac{1}{n}\right] - \Gamma\left[\frac{1}{n}, \left(\frac{11.5}{\tau}\right)^n\right]}$$

El tiempo se indica en número de meses, y se puede observar que los tiempos en meses a 1, 2 y 3 años no son 12, 24 ni 36 meses, respectivamente; los valores de producción reportados pueden ser de uno a 30 días de producción, contemplamos que el volumen del primer mes se produjo en promedio durante medio mes, asumiendo las fechas reales de inicio distribuidas uniformemente; tomando en cuenta esta consideración que se emplea, es el valor de 0.5 para el mes 1.

Debido a la complejidad de la función gamma y la función gamma incompleta empleadas en este modelo, los métodos manuales de solución pueden ser muy tardados. Este sistema de ecuaciones, se puede resolver en un ambiente de Wolfram Mathematica, y con métodos de Excel. Resolviendo el sistema de ecuaciones, los parámetros obtenidos son los siguientes:

$$n = 0.19,$$

$$\tau = 93.2 \text{ meses}.$$

Este coeficiente de extensión con un valor cercano a cero, indica que el comportamiento de la declinación es para este yacimiento cercano a la declinación armónica. El ajuste realizado con estos parámetros se muestra en la **Figura 5.6**.

Sin embargo, a lo largo de la declinación el gasto de inyección de nitrógeno, Q_{iN2} , ha venido cambiando a un ritmo irregular, lo que pudiera dar como resultado un mal ajuste de la información si se empleara un solo valor (promedio) y por lo tanto, el pronóstico no sería consistente (Rajvanshi, Meyling, y Haaf ,2012).

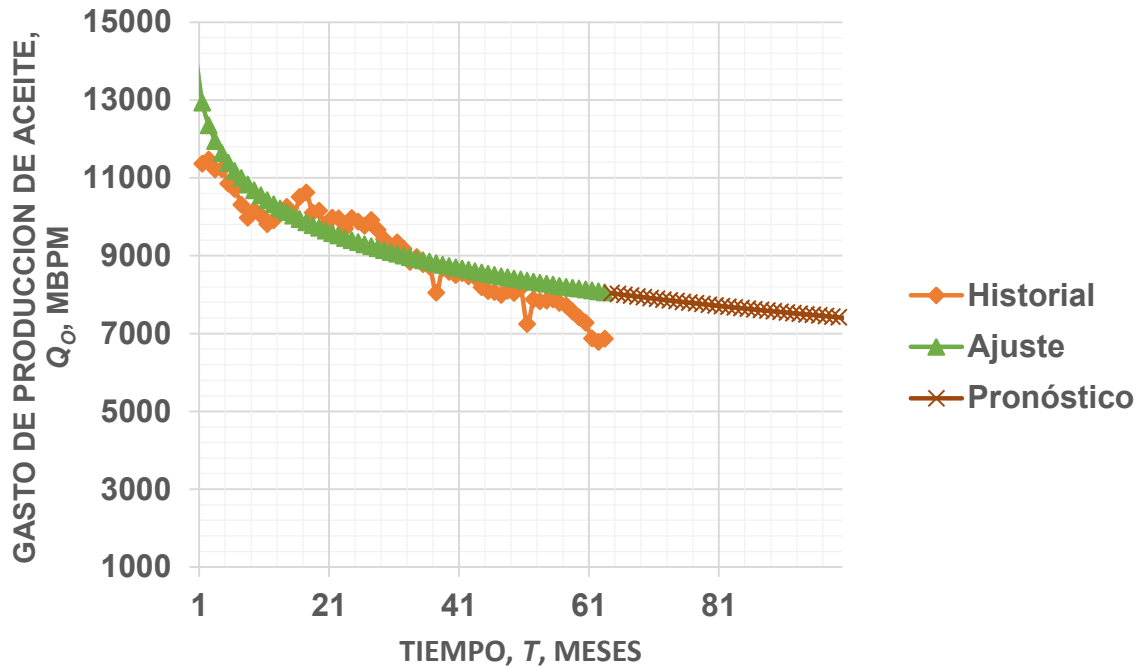


Figura 5.6. Ajuste y pronóstico de producción del Campo A.

Se presenta un ajuste por medio de dos tendencias observadas para esta declinación (ver las **Figs. 5.7** y **5.8**). Los parámetros característicos para el primer ajuste son los siguientes:

$$n_1 = 0.2 ,$$

$$\tau_1 = 93.5 \text{ meses} ,$$

mientras que el segundo ajuste, que es el más reciente, será también con el que se realice el pronóstico; sus parámetros característicos son los siguientes:

$$n_2 = 0.13 ,$$

$$\tau_2 = 81.5 \text{ meses} ,$$

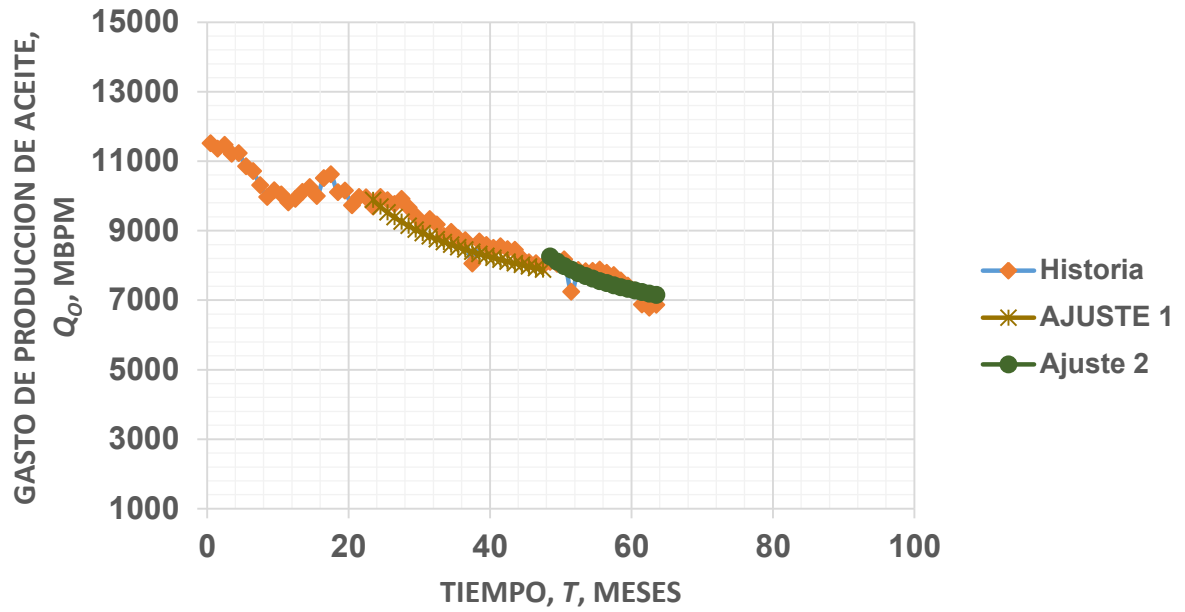


Figura 5.7. Ajuste de datos de declinación usando dos tendencias principales dentro de la misma información de producción del Campo A.

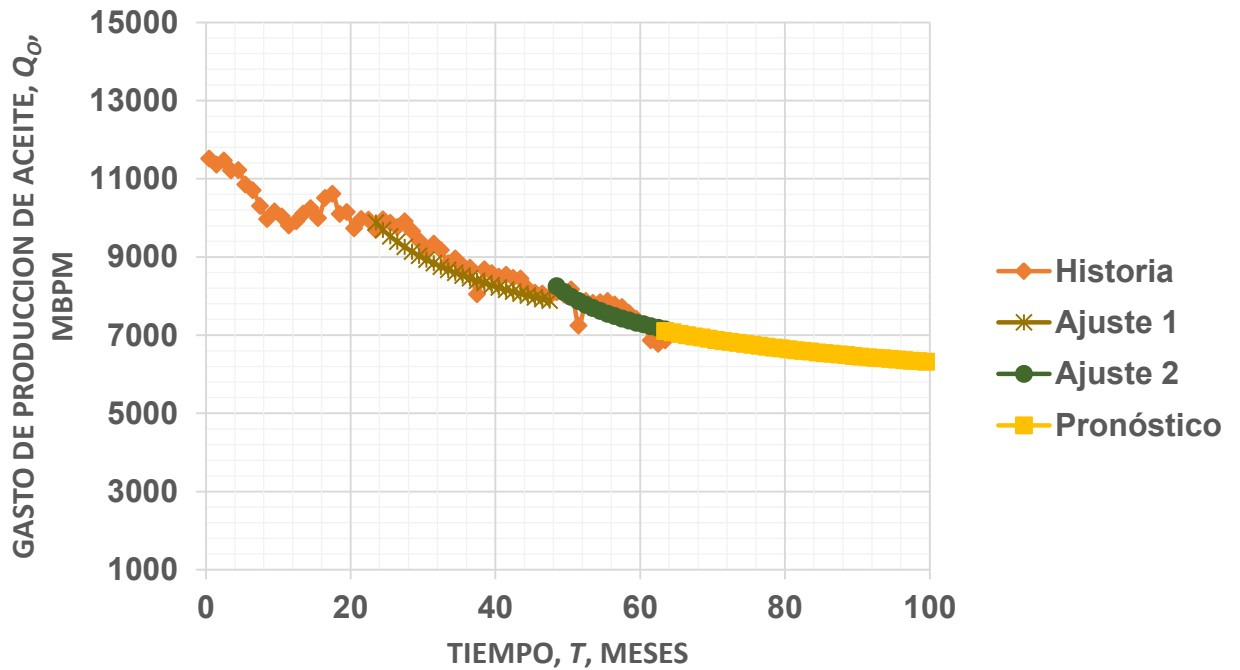


Figura 5.8. Ajuste de datos de declinación y pronóstico de producción del Campo A.

Para realizar el pronóstico para la producción de este yacimiento, se utilizan los parámetros del ajuste más reciente, los cuales se utilizarán también para el cálculo de la REF, tomando en cuenta las condiciones de inyección de nitrógeno cambiantes (se reportó un decremento de aproximadamente 40% del gasto de inyección promedio con respecto a su valor máximo) con 50 pozos productores, obteniéndose el resultado siguiente:

$$REF_{MDEE} = 934,018,984.87 \text{ Barriles.}$$

Se pudiera considerar que esta estimación anterior es baja, y no muy alentadora comparada con el modelo de Bondar y Blasingame, pero debe tenerse presente que al estar realizando el ajuste final únicamente con los datos que contemplan la inyección del nitrógeno, este valor solamente incluye el volumen de aceite que se esperaría recuperar a partir de la fecha correspondiente al último dato de la producción del yacimiento empleado en este ajuste de fecha correspondiente a los 49.5 meses después del pico de producción.

A fin de tener otra referencia de la REF para este campo, se hace uso de la declinación hiperbólica modificada (DHM) como modelo de ajuste de los datos de producción y pronóstico de producción. Para este ajuste y pronóstico se utilizan los valores de los parámetros característicos siguientes:

$$D_i = 10.5\%/año$$

$$b = 2$$

$$D_{lim} = 5.13\%$$

En la **Figura 5.9** se muestra el ajuste de los datos de producción y el pronóstico de acuerdo con el modelo.

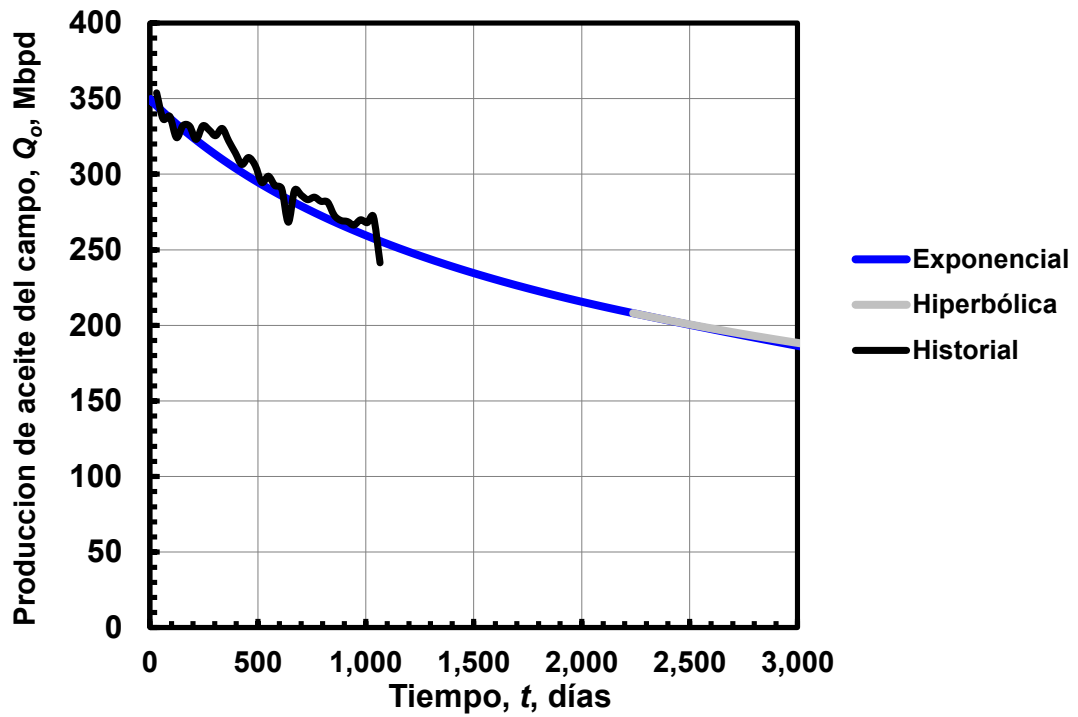


Figura 5.9. Ajuste y pronóstico de producción del campo A con la declinación hiperbólica modificada.

Se determina la REF de acuerdo a la DHM, resultando la estimación siguiente:

$$REF_{DHM} = 1,760,000,000 \text{ Barriles}$$

5.1.4. Evaluación del aumento en el número de pozos e inyección de nitrógeno

Teniendo esta estimación de la REF según el modelo de Valkó cabe aclarar que el número de pozos contenidos en el campo era de 29 (Periodo A) manteniendo una tendencia de declinación hasta que el número de pozos aumentó a 55, incluyendo el efecto de la inyección de nitrógeno (Periodo B), condiciones para las cuales el campo alcanzó su pico de producción, iniciando su declinación definitiva con un número de pozos de 50 (Figura 5.10).

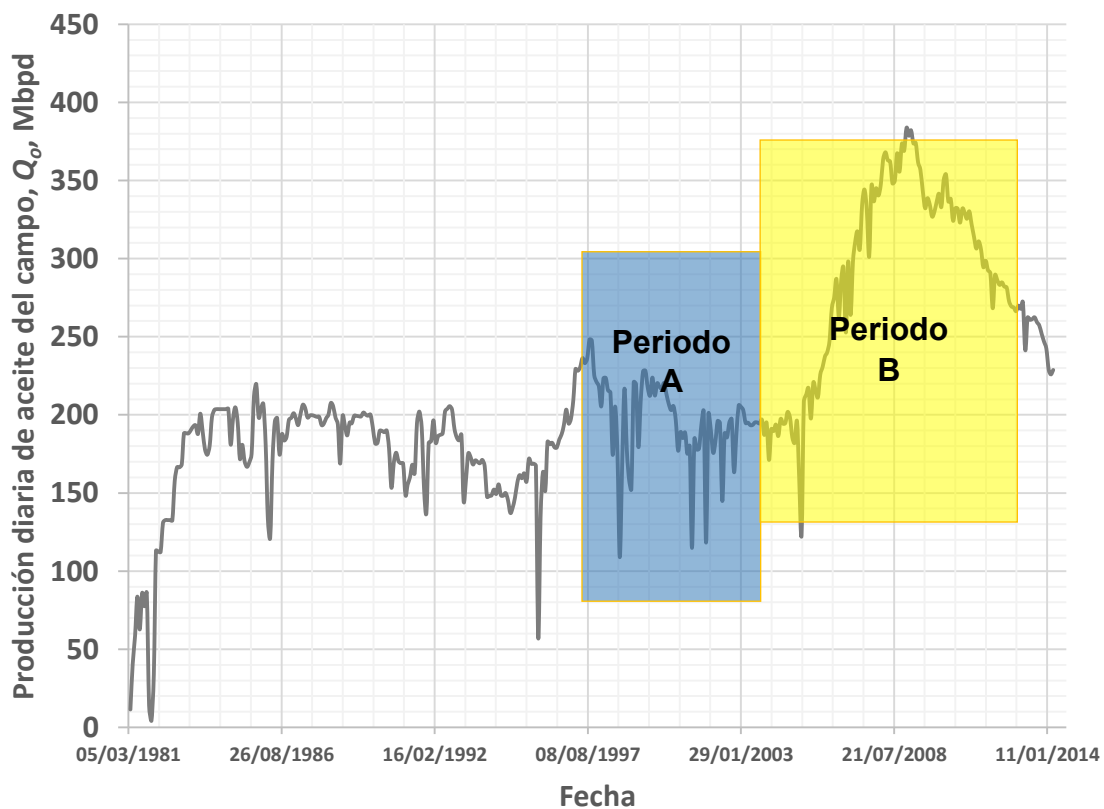


Figura 5.10. Historial de producción de aceite del Campo A en MBpd, con dos periodos diferenciados.

La diferenciación de estos dos periodos permite inferir la incógnita en relación a si el incremento en el número de pozos y la inyección de nitrógeno realmente está incrementando la REF, y si se pudiera recomendar continuar con las condiciones

actuales de explotación, o si se debieran cambiar (cerrar pozos, disminuir el gasto de inyección de nitrógeno actual, etc.).

Para contestar el cuestionamiento descrito en relación a las condiciones de explotación actuales, se realizan un ajuste, el pronóstico y la estimación de la REF.

Los parámetros característicos, así como el sistema de ecuaciones no-lineales a partir del cual se determinan, son los siguientes:

$$q_i = 247.49 \text{ MBpd} ,$$

$$r_{21} = 1.9430 ,$$

$$r_{31} = 2.8972 ,$$

$$1.9430 = \frac{\Gamma\left[\frac{1}{n}\right] - \Gamma\left[\frac{1}{n}, \left(\frac{23.5}{\tau}\right)^n\right]}{\Gamma\left[\frac{1}{n}\right] - \Gamma\left[\frac{1}{n}, \left(\frac{11.5}{\tau}\right)^n\right]} ,$$

$$2.8972 = \frac{\Gamma\left[\frac{1}{n}\right] - \Gamma\left[\frac{1}{n}, \left(\frac{35.5}{\tau}\right)^n\right]}{\Gamma\left[\frac{1}{n}\right] - \Gamma\left[\frac{1}{n}, \left(\frac{11.5}{\tau}\right)^n\right]} ,$$

cuya solución da como resultado los valores siguientes:

$$n = 0.1 ,$$

$$\tau = 100 \text{ meses} .$$

Como se puede observar, estos valores para los parámetros n y τ son distintos a los obtenidos en el primer cálculo, debido a que la declinación del yacimiento cambió al haberse alterado las condiciones de explotación del yacimiento.

El ajuste de los datos de producción y el pronóstico respectivo se incluyen en la **Figura 5.11**. Independientemente de la figura, para determinar cuantitativamente si hubiera sido una decisión válida el continuar con las condiciones de explotación y número de pozos del periodo A (**Figura 5.10**) determinamos la RED con la ecuación del modelo en el capítulo anterior. Donde obtenemos:

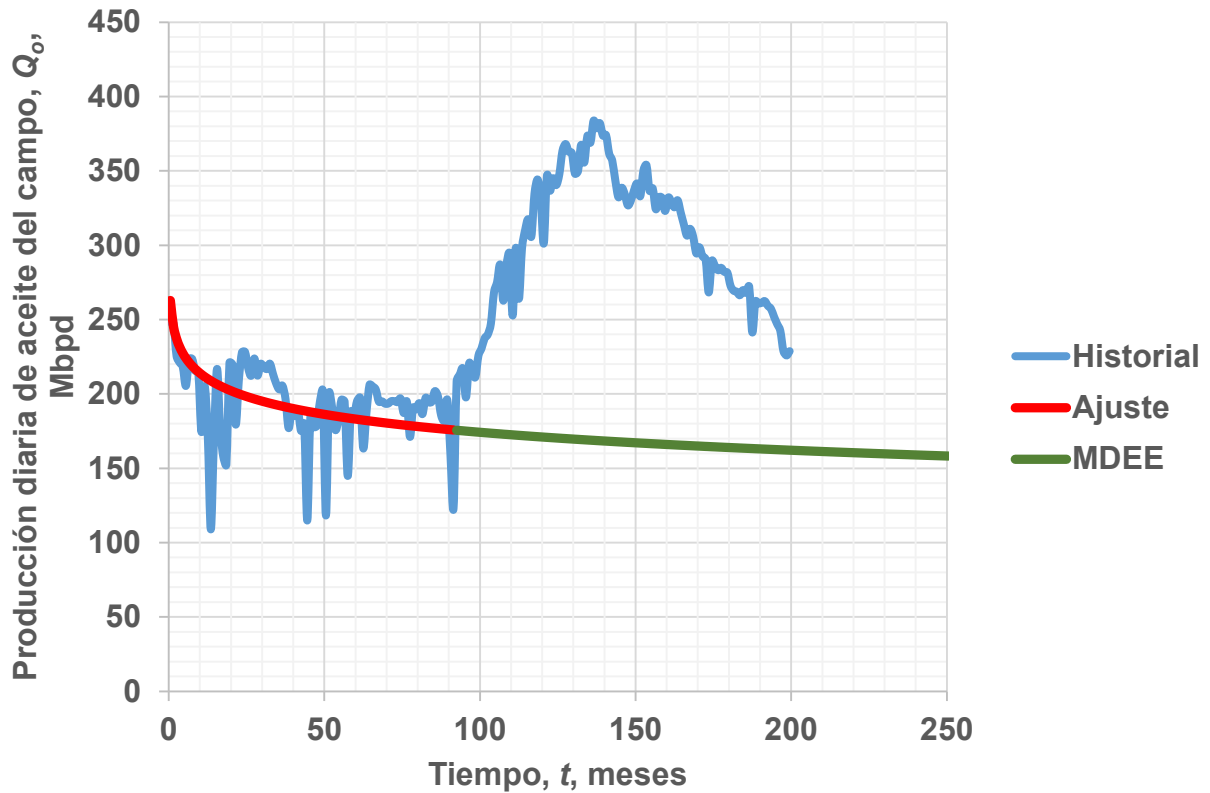


Figura 5.11. Ajuste y pronóstico de producción según el MDEE, para el Campo A.

$$REF_{periodoA} = 2,577,456,744.89 \text{ Barriles}$$

Este valor implica que desde el inicio del ajuste de datos hasta el final de la explotación, se puede obtener esta producción acumulativa; aun así, debe tenerse presente que en la definición de la REF no se incluye el concepto del límite económico.

De igual manera, como en todo análisis de curvas de declinación, la estimación de la REF y el pronóstico de producción están sujetos a cambios si se alteran las condiciones de explotación.

5.2. Campo B. Un YNF terrestre.

El Campo B es también un yacimiento naturalmente fracturado. Este campo también ha sido escogido para realizar los ajustes pertinentes para probar el MDEE y obtener estimaciones de la REF, este campo pertenece a la misma operadora que el campo anterior, en una región diferente.

A pesar de que no tiene mucho tiempo de haberse iniciado la explotación, este se encuentra en estado de declinación de producción, no se ha reportado ningún tipo de sistema artificial de producción, ni método alguno de recuperación secundaria o mejorada. El Campo B tiene aproximadamente 5 años de explotación, incluyendo el periodo de declinación; se explota principalmente de la formación Jurásico Superior Kimmeridgiano.

Siempre es importante tener la mayor cantidad de datos posible, aun cuando hay métodos efectivos que sólo requieren del historial de producción, hay otros que pueden proporcionar resultados similares y funcionar como punto de comparación, para determinar la funcionalidad y la efectividad de una metodología.

En este campo se empleó la información del análisis PVT del primer pozo, la permeabilidad estimada por medio de estudio de núcleos, los historiales de producción, por pozo y por campo, diámetros de los pozos, espesores netos, historial del flujo fraccional de agua por pozo, así como sus relaciones gas-aceite (RGA) correspondientes.

Las propiedades del yacimiento se encuentran en la **Tabla 5.2**. Se puede observar que este es un campo pequeño a diferencia del Campo A, respecto al número de pozos y su extensión.

También se efectúa un análisis de datos de producción como con el campo anterior, se identifica el segmento de análisis según los distintos comportamientos de presión que ha presentado el campo de acuerdo al mecanismo principal de producción que actúa en este yacimiento.

Tabla 5.2. Propiedades del aceite y de la formación del Campo B.

Tipo de yacimiento	Aceite ligero	
μ_o	0.161	cp @ p_b
ρ_o	40.6	°API
T_y	145.3	°C
k	3.4	mD
Φ	6	%
h	594	m
A	22.8	Km ²
c_t	22×10^{-6}	(lb/pg ²) ⁻¹
C_A	31.2	Adimensional
B_o	2.9	m ² /m ²
Q_o	631.211	Mbpd
RGA	460.82	m ³ /m ³
$*N_p$	11.21	MMbls
p_i	1125.4	Kg/cm ²
p_b	307.36	Kg/cm ²
p_{cima}	N/D	Kg/cm ²
$**p_{actual}$	352	Kg/cm ²
Análisis PVT		
$p_b @ T_y$	307.36	Kg/cm ²
$\rho_o @ p_b, T_y$	0.8214	g/cm ³
$\rho_g @ p_b, T_y$	0.001076	g/cm ³
c_f	0.7×10^{-4}	(lb/pg ²) ⁻¹
Número de pozos		
Pozos Perforados	7	
Pozos Exploratorios	2	
*Pozos Productores	4	
Pozos Inyectores	0	

*Abril de 2015

**Marzo de 2015

Sin embargo, a diferencia del historial de presión en el campo A, en este campo únicamente se tienen cuatro pozos produciendo, y de estos únicamente se tienen 13 datos para la presión promedio, obtenidos en tres de los pozos y varios de estos dentro de un mismo mes de producción a lo largo de los años de explotación del yacimiento (**Figura 5.12**).

A continuación se discute el historial de producción y el comportamiento de la presión a lo largo de la historia del campo.

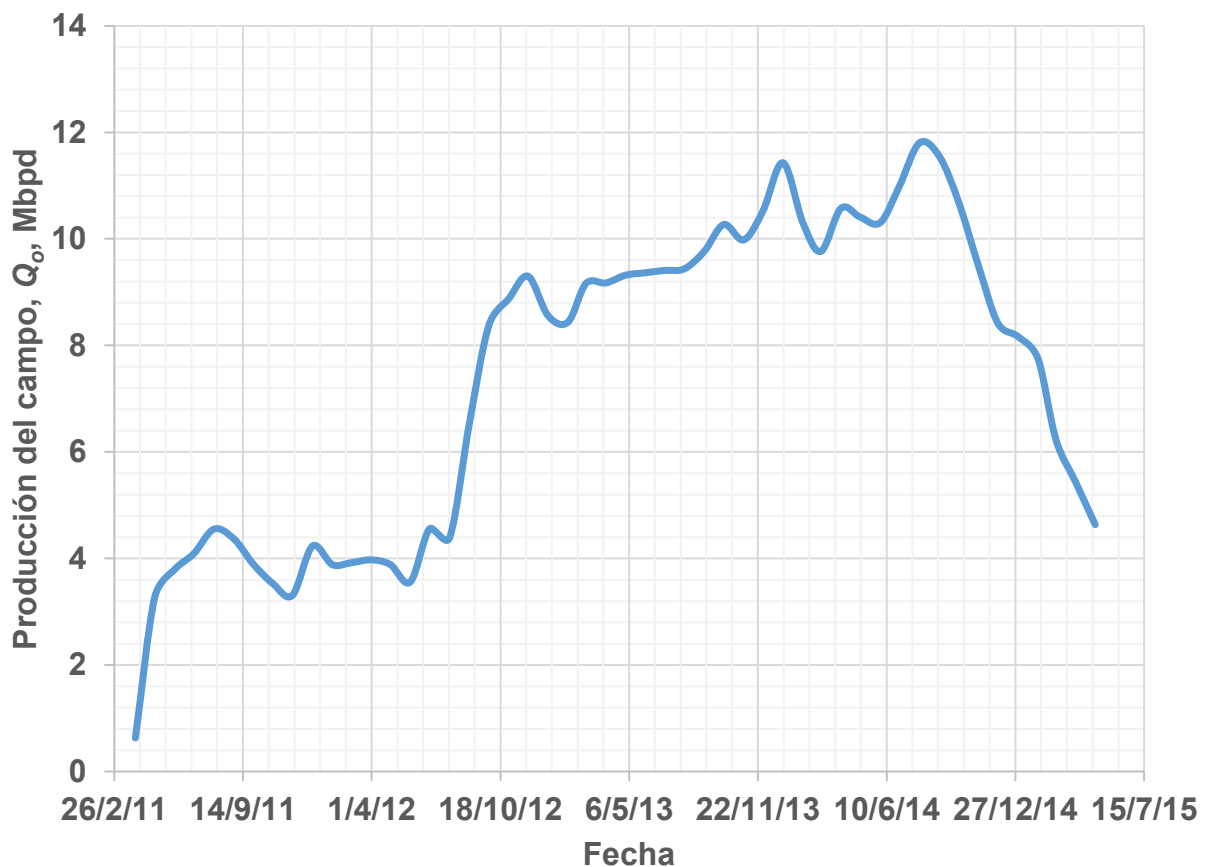


Figura 5.12. Historial de producción de aceite del Campo B en MBpd

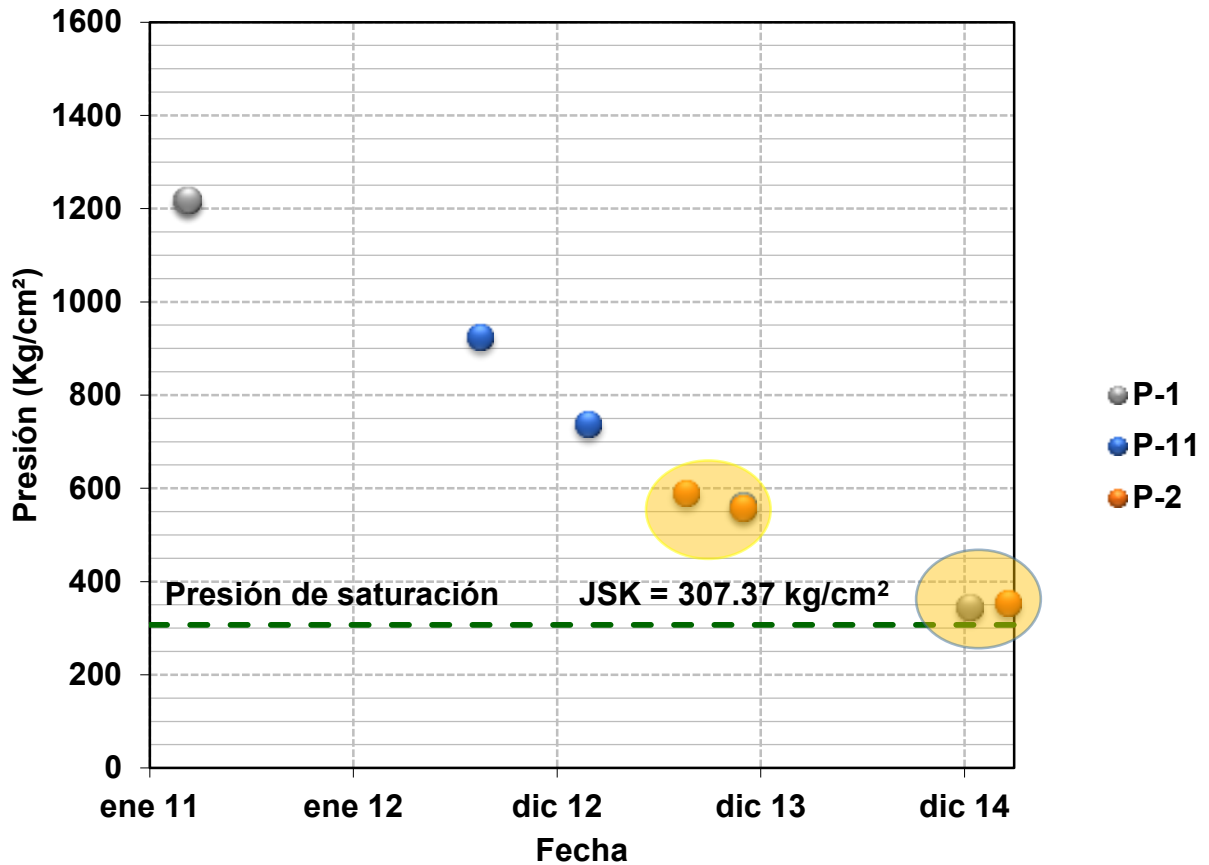


Figura 5.13. Comportamiento de la presión del Campo B con respecto al tiempo.

Se observa en la **Figura 5.13** que la declinación de la presión promedio en este yacimiento es pronunciada; se presentan dos pares de datos que no siguen una tendencia decreciente normal; la primera parte durante el segundo semestre del año 2013 y segunda durante el inicio del año 2015, estas alteraciones en las estimaciones podrían explicarse con base en mediciones inexactas de la presión.

A fin de encontrar relaciones matemáticas que asocien el comportamiento presión-producción de un yacimiento con sus mecanismos de empuje, se utiliza también el método de las tendencias exponenciales.

5.2.1. Determinación de los mecanismos de empuje por medio del método de las tendencias exponenciales.

Este campo también se puede observar que se trata de un yacimiento inicialmente bajosaturado. Se puede aplicar el método de las tendencias exponenciales para inferir los tipos de mecanismos, o a la combinación de varios mecanismos que operan a lo largo de la explotación del campo.

A continuación se observa la gráfica del logaritmo natural de la presión contra la producción acumulada de aceite en la **Figura 5.14**. Evidentemente se observa que la información que la información disponible es escasa para construir la gráfica, sin embargo suficientes para realizar el análisis.

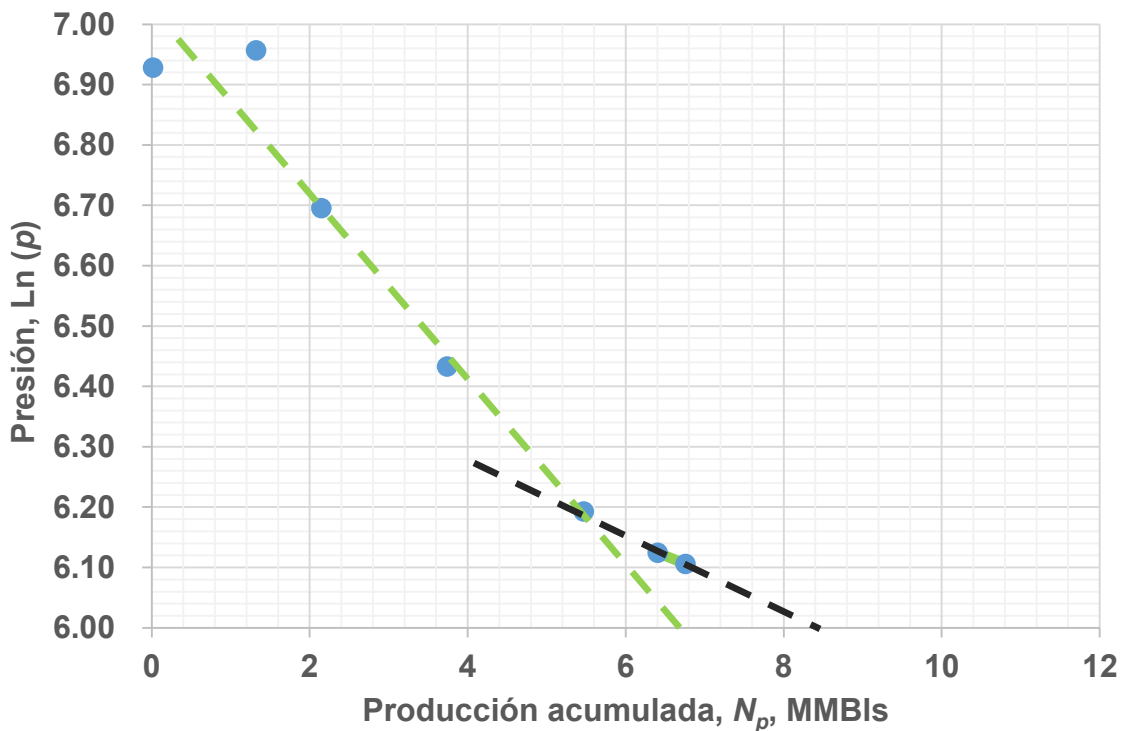


Figura 5.14. Logaritmo natural de la presión ($\ln p$) contra la producción acumulada de aceite (N_p) del campo B.

Según el método, se esperan siempre tres tendencias, pero como se puede observar en la figura 5.14, únicamente se identifican dos tendencias, por lo que se espera que un mecanismo nuevo de empuje actúe en un futuro.

Se aplican las ecuaciones 5.1 y 5.2 para obtener los valores de las pendientes y cada tendencia exponencial, para evaluar el comportamiento presión-producción del yacimiento. Recordando que la primera pendiente, en yacimientos inicialmente bajosaturados, se debe a la expansión del sistema roca-fluidos.

Los valores de las producciones acumuladas, N_{pi} y N_{pj} , y las presiones, p_i y p_j , se determinan a partir de los valores de la figura 5.14. Para la segunda pendiente se efectúa el cálculo para p_{gl} con las ecuaciones 5.3 y 5.4, junto con la diferencia entre la presión al plano de referencia y la presión en la cima del yacimiento.

Sin embargo, hasta la fecha no se ha tomado ningún punto de presión en la estación correspondiente a la cima de la formación productora, por lo que no se puede realizar el cálculo necesario, para saber si el segundo empuje es causado debido a la entrada de agua o debido a la expansión de gas liberado. Aun así, con la información disponible, el segundo empuje se puede inferir y comprobar, con las gráficas de flujo fraccional de agua para cada pozo.

En las **Figuras 5.15** y **5.16** se puede observar que la fecha aproximada en que el comportamiento de la presión cambia de tendencia exponencial, es cuando súbitamente aumenta el porcentaje de f_w , que corresponde a la incorporación del Pozo 2.

En la figura 5.15, se observa que en los pozos 11 y 12 parecería que el flujo de agua no es significativo. Sin embargo, en la Figura 5.15, donde se grafica el logaritmo natural del flujo fraccional de agua contra tiempo, se aprecia que la tendencia es similar en todos los pozos aun cuando las cantidades no sean similares.

De acuerdo con el método, si el segundo empuje corresponde a una entrada de agua, se espera que el tercer empuje corresponda a la liberación de gas en solución. En la figura 5.14 aún no se ha manifestado esta tendencia, y el método no proporciona herramienta alguna para definir el tiempo en que empezará a actuar este tercer empuje.

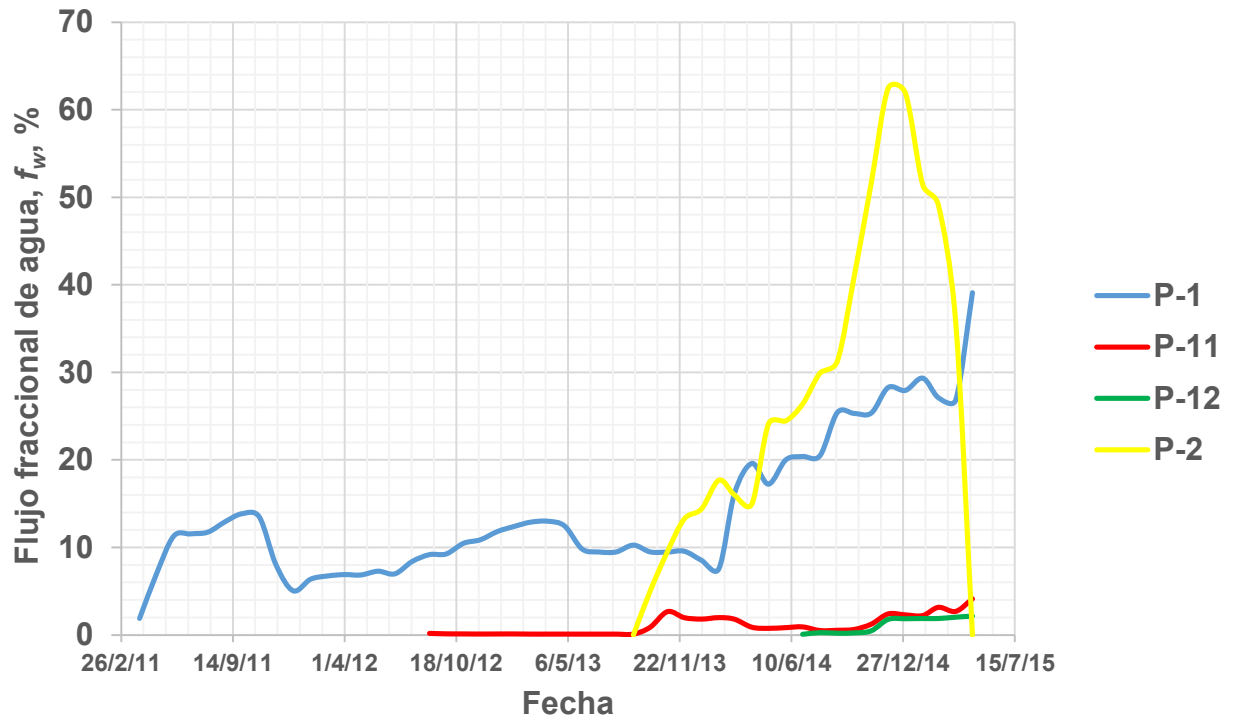


Figura 5.15. Flujo fraccional de agua (f_w) del campo B.

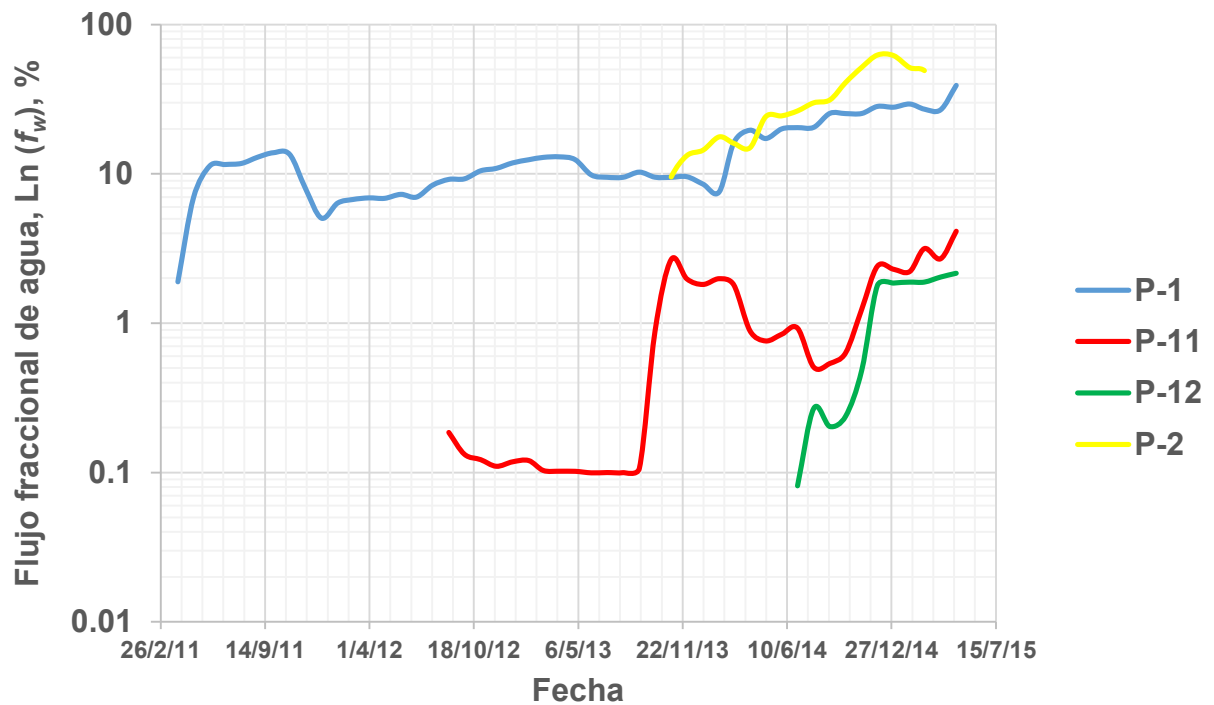


Figura 5.16. Logaritmo natural del flujo fraccional de agua ($\text{Ln } f_w$) del campo B.

5.2.2. Análisis de datos de declinación

Se utiliza el método de Bondar y Blasingame (2002) para obtener una gráfica del recíproco del gasto para estimar la REF con los datos disponibles. Se efectúa un ajuste de los datos de producción de acuerdo con el modelo de Bondar-Blasingame del historial completo de producción (**Figura 5.17**).

Las gráficas correspondientes del modelo de Bondar-Blasingame se visualizan en las Figs. 5.17 y 5.18:

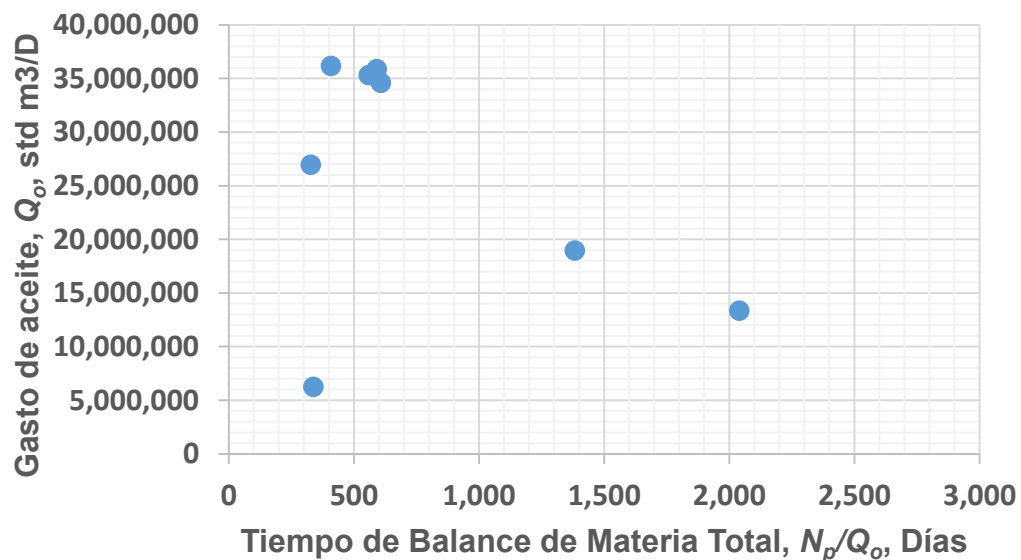


Figura 5.17. Gasto de producción de aceite contra tiempo de balance de materia del Campo B.

Esta gráfica muestra la forma típica que considera el método para la curva. La Figura 5.18, de igual manera, muestra la forma esperada de la curva según el método, esto es, con una ecuación de la recta con una pendiente positiva, la cual permite realizar un estimado positivo de la reserva recuperable de hidrocarburos.

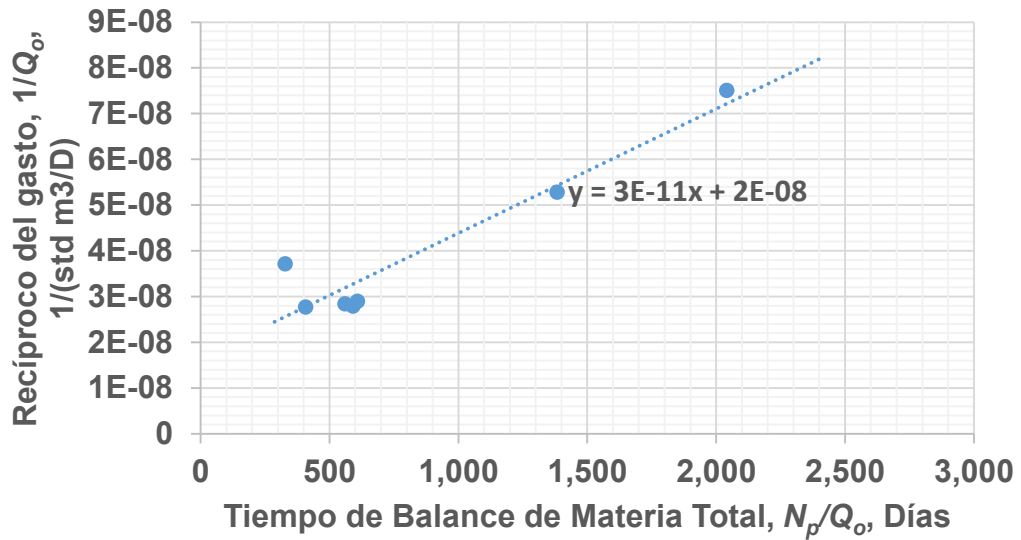


Figura 5.18. Recíproco del gasto de aceite contra tiempo de balance de materia total del campo B.

Se evalúa la ecuación 5.5 con el propósito de obtener una aproximación para la REF, obteniéndose la ecuación de una recta expresada por medio de la ecuación:

$$\frac{1}{Q_o} = (3 \times 10^{-11}) \left(\frac{N_p}{Q_o} \right) + 2 \times 10^{-8}$$

Multiplicando ambas partes de la ecuación por la producción de aceite del yacimiento, Q_o :

$$1 = (3 \times 10^{-11}) * N_p + (3 \times 10^{-8}) * Q_o$$

Considerando que la REF es la ordenada en el origen de la ecuación de la recta, para obtenerla se debe considerar la condición de $Q_o = 0$. Por lo tanto, la ecuación queda de la manera siguiente:

$$1 = (3 \times 10^{-11}) * N_{p,max}$$

De esta manera, se obtiene una reserva recuperable o REF, en unidades de barriles, bajo condiciones de entrada de agua y con cuatro pozos productores de:

$$REF = 6,529,146.88 \text{ barriles}$$

5.2.3. Pronóstico de producción

Determinando los parámetros característicos del MDEE, se obtiene el siguiente dato:

$$q_i = 2.054 \text{ MBpd}$$

Sustituyendo las relaciones entre producciones acumuladas para los años tres y dos con respecto a la del año uno, se desarrolla el sistema de ecuaciones siguiente. Recordando que los valores de 11.5, 23.5 y 35.5 meses corresponden al tiempo de los años uno, dos y tres en meses, respectivamente.

$$2.3235 = \frac{\Gamma\left[\frac{1}{n}\right] - \Gamma\left[\frac{1}{n}, \left(\frac{23.5}{\tau}\right)^n\right]}{\Gamma\left[\frac{1}{n}\right] - \Gamma\left[\frac{1}{n}, \left(\frac{11.5}{\tau}\right)^n\right]}$$

$$1.7653 = \frac{\Gamma\left[\frac{1}{n}\right] - \Gamma\left[\frac{1}{n}, \left(\frac{35.5}{\tau}\right)^n\right]}{\Gamma\left[\frac{1}{n}\right] - \Gamma\left[\frac{1}{n}, \left(\frac{11.5}{\tau}\right)^n\right]}$$

donde resolviendo el sistema de ecuaciones anterior, se obtienen los valores para los parámetros n y τ siguientes:

$$n = 0.52$$

$$\tau = 4.7 \text{ meses}$$

Este coeficiente de extensión, n , con un valor prácticamente de 0.5, puede dar la idea de que el comportamiento de la declinación es cercano a la declinación hiperbólica. Además, de acuerdo con la revisión de la literatura, se comprueba que bajo condiciones de empuje (entrada) de agua, la declinación cae dentro de la hiperbólica del modelo de Arps (Fetkovich, 1986).

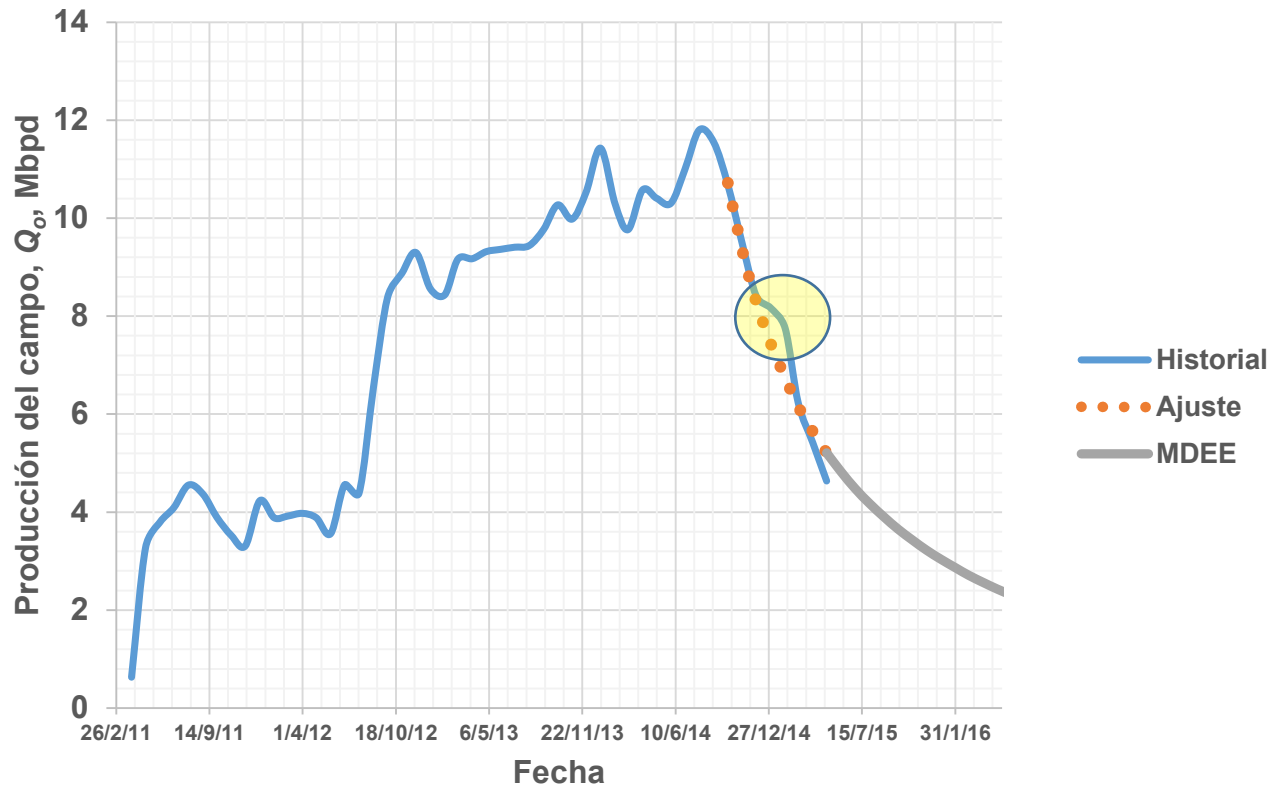


Figura 5.19. Ajuste y pronóstico de producción del campo B.

En la **Figura 5.19** se muestra el ajuste de los datos de producción y el pronóstico del campo B. Se puede apreciar que si se realiza un mismo ajuste desde el gasto inicial de la declinación, el pronóstico no representa la tendencia real de los datos de declinación de la producción. Esto se atribuye a que las condiciones operativas pudieron haberse alterado a medida que la producción disminuía, a fin de prolongar el tiempo de producción. Se encierra con un círculo en la figura 5.18, la alteración de las condiciones operativas.

De nuevo conviene hacer un ajuste por partes a los datos de declinación; los valores para los parámetros característicos, n y τ , no varían, únicamente el gasto inicial cambia para lograr el ajuste en cada uno de los dos segmentos escogidos. Este nuevo ajuste y pronóstico se encuentran en la **Figura 5.20**. Se muestra una curva más consistente de acuerdo a la tendencia de la declinación.

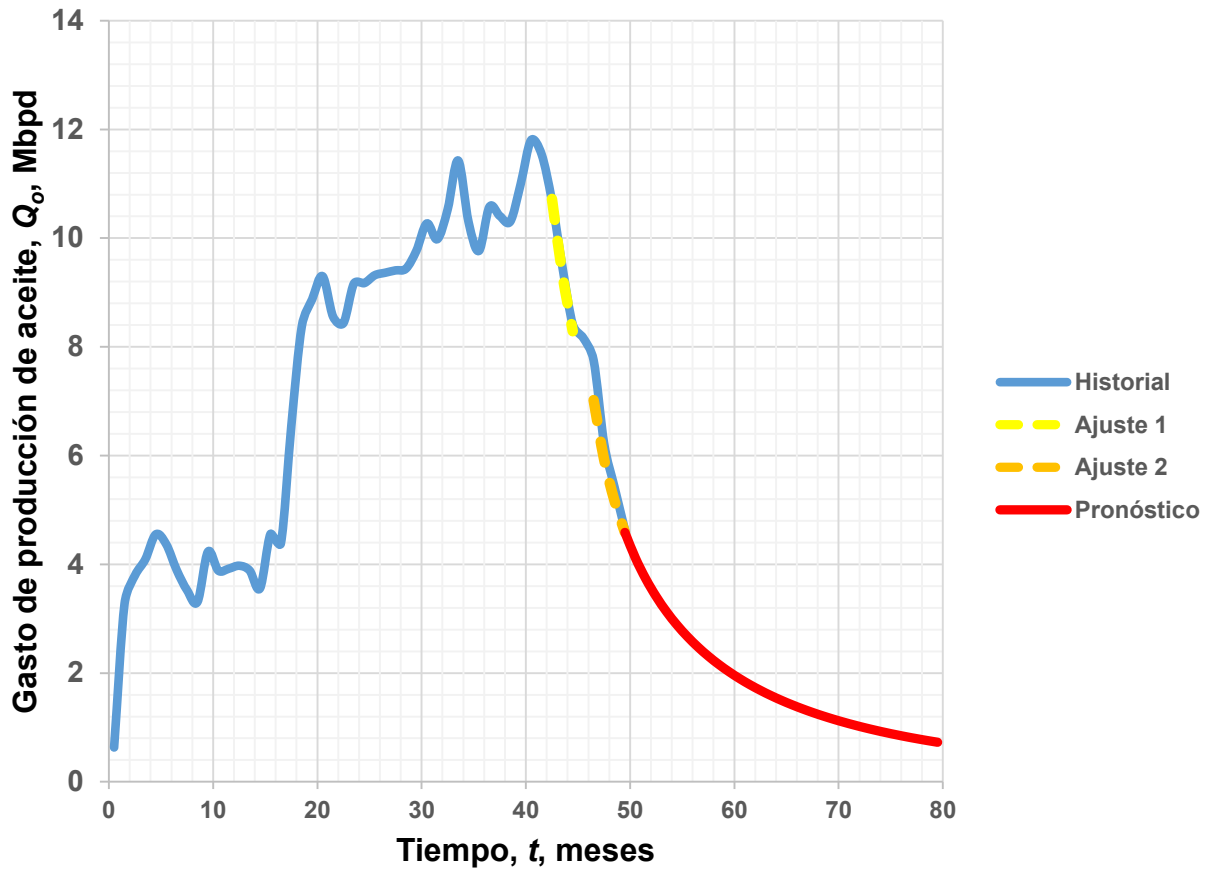


Figura 5.20. Ajuste por partes y pronóstico de producción del campo B.

Se determina la REF de acuerdo al MDEE, resultando la estimación siguiente:

$$REF_{MDEE} = 5,793,648.77 \text{ Barriles}$$

El MDEE considera únicamente tres parámetros, por lo que solamente por medio del historial de producción se puede realizar un pronóstico para la producción del yacimiento. El modelo de Bondar y Blasingame considera la disponibilidad de más datos, y en este yacimiento B, no se cuenta con ellos. Ambos modelos han demostrado resultados consistentes en diferentes tipos de campos, se comparan ambos resultados en este campo con la declinación hiperbólica modificada (DHM).

Para este ajuste y pronóstico se utilizan los valores de los parámetros característicos siguientes:

$$b = 1.26$$

$$D_{lim} = 25\%$$

En la **Figura 5.21** se muestra el ajuste de los datos de producción y el pronóstico de acuerdo con el modelo.

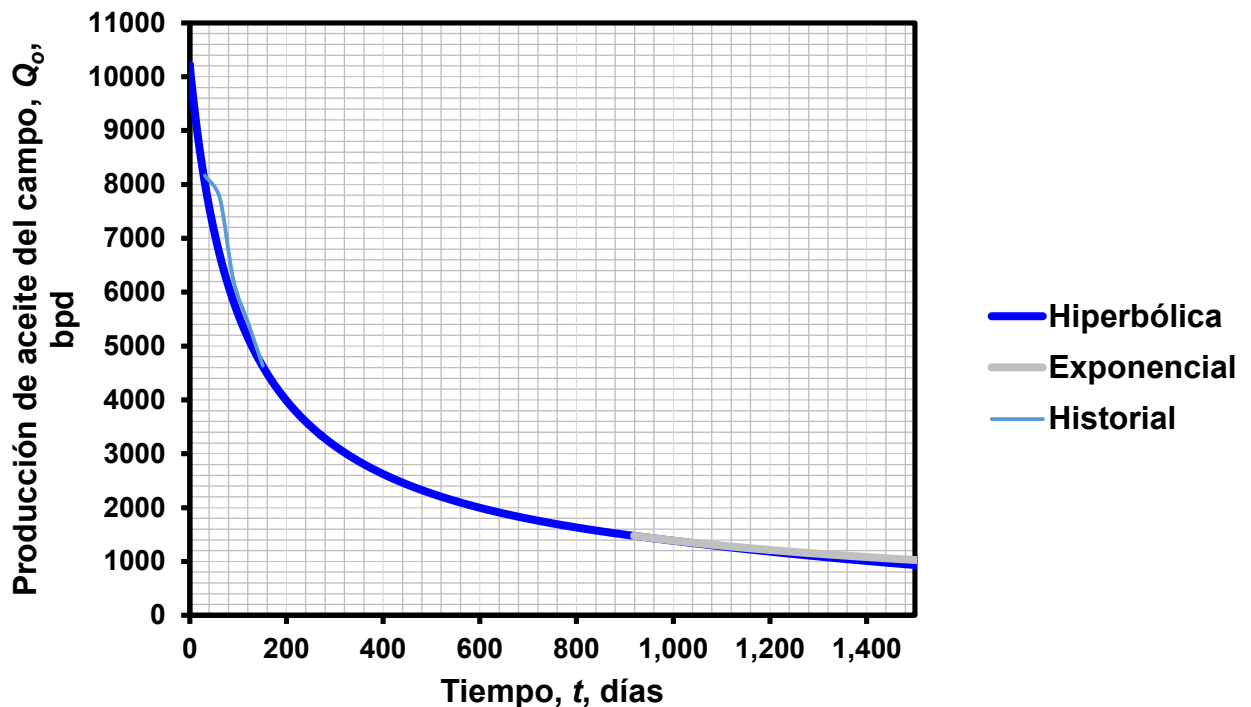


Figura 5.21. Ajuste y pronóstico de producción del campo B con la declinación hiperbólica modificada.

Se determina la REF de acuerdo a la DHM, resultando la estimación siguiente:

$$REF_{DHM} = 5,728,000 \text{ Barriles}$$

Para este campo se puede concluir que los resultados entre los métodos utilizados junto con el MDEE son consistentes y parecidos entre sí. Por lo que la precisión de la determinación de la REF en este campo se puede considerar alta.

5.2.4. Ajuste de la declinación de los pozos del campo

Como se tienen los datos por pozo, es posible efectuar el ajuste empleando el MDEE para comprobar su comportamiento por separado, recordando que el modelo establece una producción de volúmenes declinando exponencialmente en forma individual (por pozo), pero que en conjunto tienen un comportamiento exponencial extendido.

En la **Figura 5.22** se observan los cuatro historiales de producción por pozo, apreciándose los pozos 1, 2, 11 y 12. Los volúmenes de producción de los pozos varían considerablemente entre sí, aun cuando están explotando la misma formación productora.

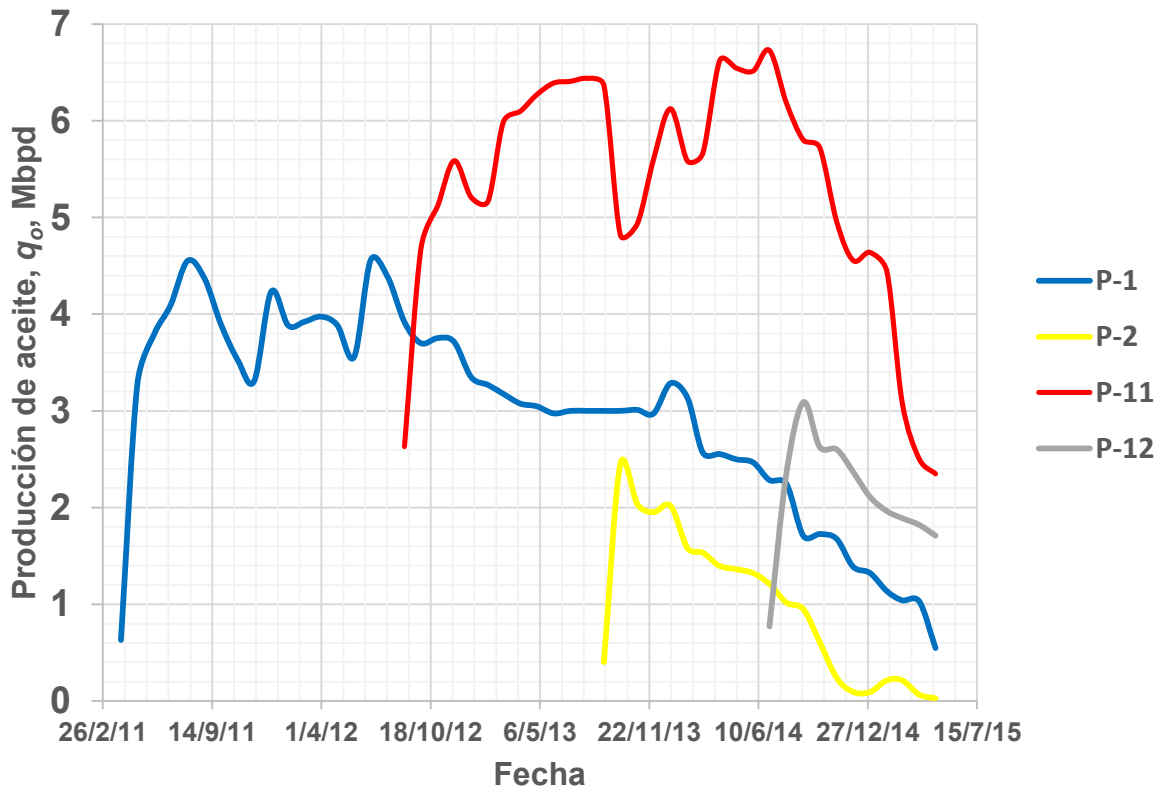


Figura 5.22. Historial de producción de los pozos del campo B.

Para poder efectuar un ajuste con el MDEE se deben contar un historial de producción de al menos tres años para poder determinar las relaciones entre producciones acumuladas a los años tres y dos con respecto a la del año uno, por lo que sólo los historiales de producción de los pozos 1 y 11 pueden ajustarse.

En la **Tabla 5.3** se muestran los parámetros característicos para ambos pozos; como se puede observar, ambos tienen un valor de n igual a uno, recordando que el equivalente en el modelo de Arps es b igual a cero, esto quiere decir que ambos pozos están presentando una declinación exponencial.

Tabla 5.3. Parámetros característicos del MDEE de los pozos 1 y 11 del Campo B.		
	n	τ
Pozo 1	1	33.4
Pozo 11	1	7.9

Con este ejercicio se demuestra que el modelo exponencial extendido en un campo es la suma de varios volúmenes (en este caso, pozos), declinando exponencialmente por separado. Mientras que los pozos muestran una declinación exponencial, el campo está mostrando una declinación exponencial extendida; en otras palabras, los pozos presentan una declinación distinta a la declinación que presenta el yacimiento.

Esto también refuerza la conclusión de Nind citada en el Capítulo 4 de esta tesis, que, en general, aun cuando dos pozos (o más) en un campo estén declinando exponencialmente, no se puede considerar que en conjunto, a nivel de yacimiento, la declinación sea exponencial también. Por esto, no importa la época ni el modelo usado, al emplear curvas de declinación de producción se debe usar tener cuidado considerable y circunspección.

5.2.5. Potencial de recuperación de los pozos del campo

Con base en los parámetros característicos de los pozos 1 y 11 se determina el potencial de recuperación para cada uno de estos pozos.

En las **Figuras 5.23** y **5.24** se aprecian las gráficas del potencial de recuperación de los pozos 1 y 11. Aun cuando sus rectas tienen una pendiente distinta y sus producciones acumuladas varían, en ambos casos se puede observar que la ordenada en el origen tiene un valor de uno, lo que confirma que los valores de los parámetros característicos son correctos.

De igual manera, se hace uso del coeficiente de correlación de Pearson (R) a través de Excel. Este coeficiente nos informa del grado de relación entre dos variables. A medida que el cuadrado de este valor tiende a 1, la línea de tendencia ajustada es más precisa.

El pozo 1, tiene los valores siguientes de la REF y un potencial de recuperación respectivamente:

$$REF_{Pozo1} = 4,405,429.5 \text{ Barriles}$$

$$rp_{Pozo1} = 36\%$$

Mientras que el pozo 11, tiene una REF y potencial de recuperación de:

$$REF_{Pozo11} = 73,300.8 \text{ Barriles}$$

$$rp_{Pozo11} = 30.5\%$$

Estos valores representan el porcentaje de hidrocarburos de la REF que aún puede ser producido bajo las condiciones de operación actuales. Se puede observar que la REF del pozo 1 comprende la mayoría de la REF total del campo.

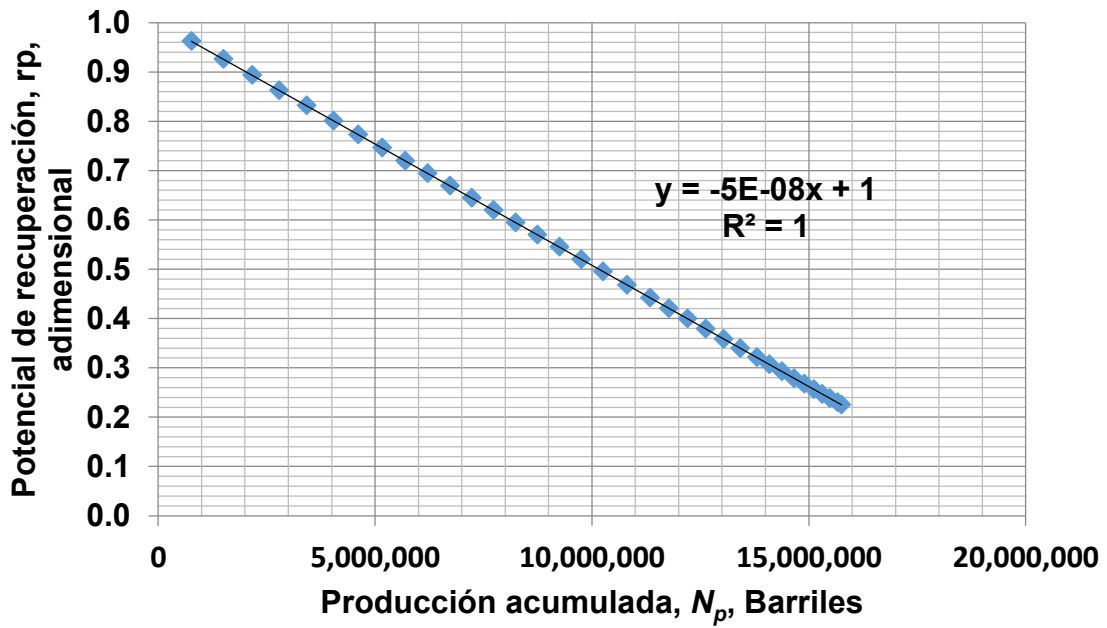


Figura 5.23. Potencial de recuperación, r_p , del pozo 1

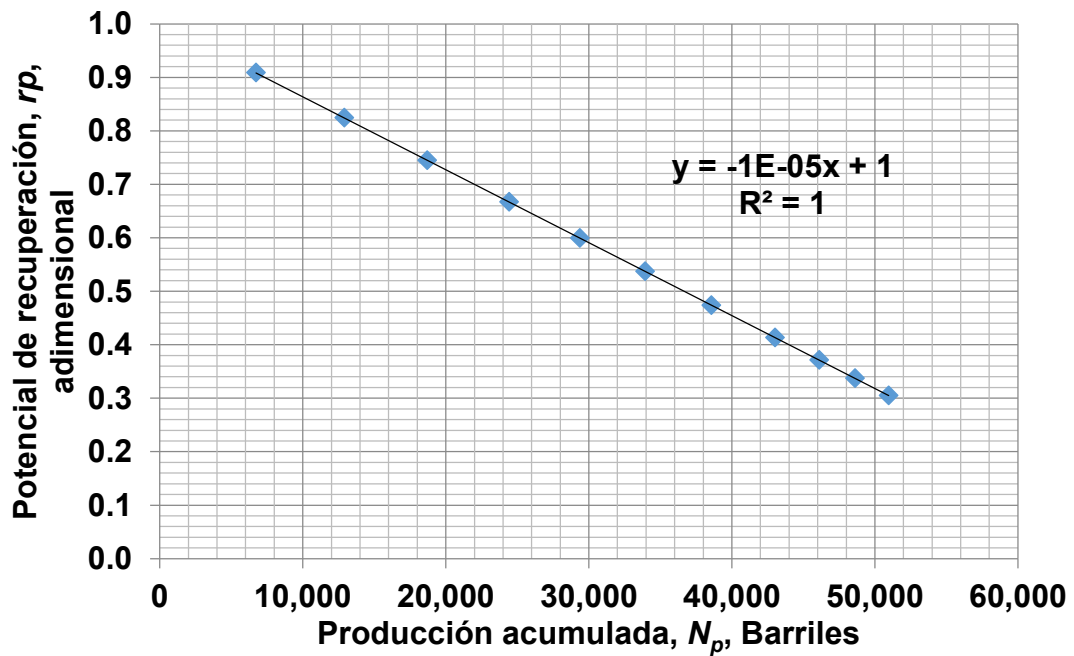


Figura 5.24. Potencial de recuperación, r_p , del pozo 11

CAPÍTULO 6

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

Una de las premisas principales para que la aplicación del análisis de curvas de declinación sea válida es que las condiciones de operación deben permanecer constantes a lo largo del periodo en que se está efectuando un ajuste de los datos de producción y un pronóstico. Cualquier cambio va a afectar la recuperación estimada final. Para el caso del Campo A, en el último año de su historia de producción, se registró una variación en el gasto de inyección de nitrógeno. En la **Figura 6.1** se muestran las tendencias de declinación del año actual y la del año anterior, a cada una de ellas se les ha ajustado una recta de tendencia para facilitar su interpretación, se observa las tendencias son diferentes entre sí.

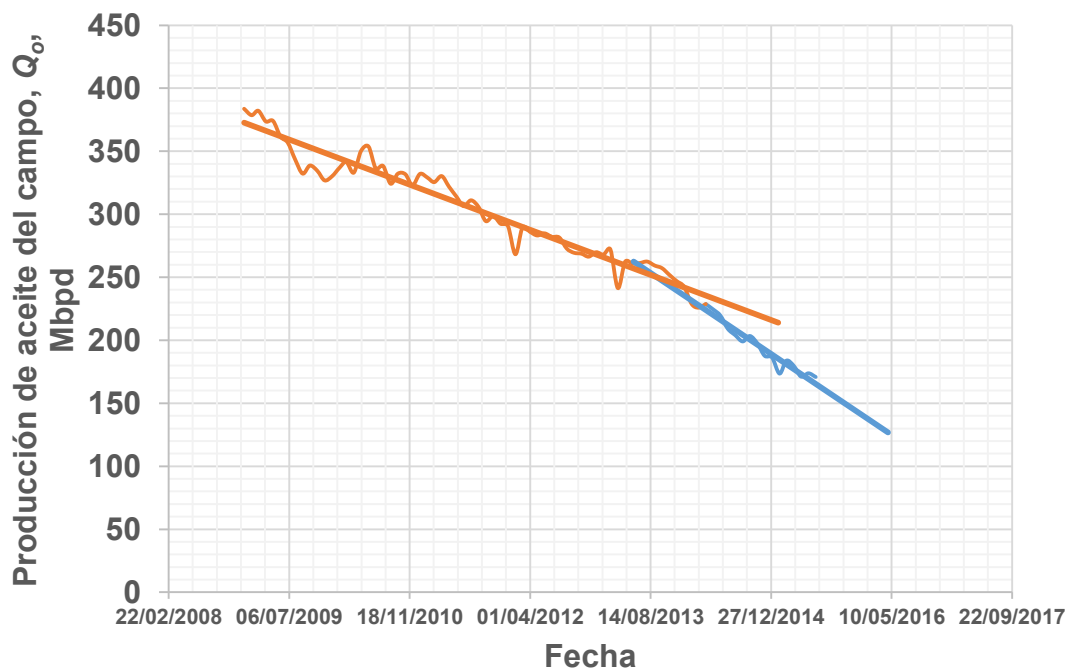


Figura 6.1. Declinación de la producción del Campo A con dos tendencias diferenciadas.

Al ser estas tendencias distintas entre sí, es conveniente evaluar la recuperación estimada final de acuerdo con cada uno de los métodos propuestos. Se hace un ajuste de los datos de producción y un pronóstico de acuerdo con el MDEE, obteniendo el sistema de ecuaciones siguiente:

$$1.85 = \frac{\Gamma\left[\frac{1}{n}\right] - \Gamma\left[\frac{1}{n}, \left(\frac{23.5}{\tau}\right)^n\right]}{\Gamma\left[\frac{1}{n}\right] - \Gamma\left[\frac{1}{n}, \left(\frac{11.5}{\tau}\right)^n\right]}$$

$$2.57 = \frac{\Gamma\left[\frac{1}{n}\right] - \Gamma\left[\frac{1}{n}, \left(\frac{35.5}{\tau}\right)^n\right]}{\Gamma\left[\frac{1}{n}\right] - \Gamma\left[\frac{1}{n}, \left(\frac{11.5}{\tau}\right)^n\right]}$$

donde resolviendo el sistema de ecuaciones anterior, se obtienen los valores para los parámetros n y τ siguientes:

$$n = 0.63$$

$$\tau = 45.7 \text{ meses}$$

El ajuste y pronóstico de la tendencia actual, se muestra en la **Figura 6.2**. El pronóstico se muestra consistente de acuerdo a la tendencia de la declinación. En la **Figura 6.3** se presenta el ajuste de acuerdo con el método del recíproco del gasto, donde la forma de la curva y de la recta ajustada coinciden con la que el método presenta, esto es, una recta con una pendiente ascendente.

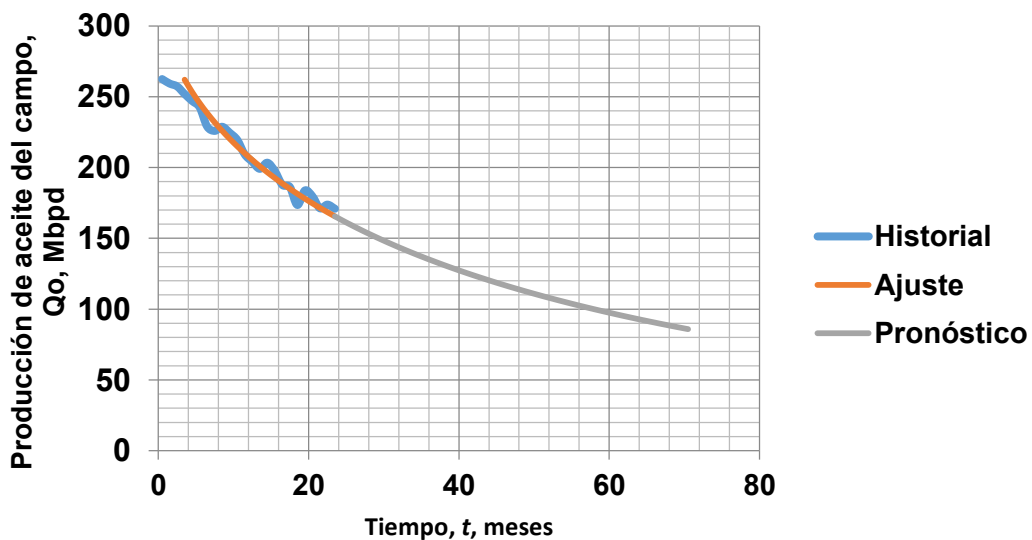


Figura 6.2. Ajuste y pronóstico de producción de la tendencia actual de declinación del Campo A utilizando el MDEE.

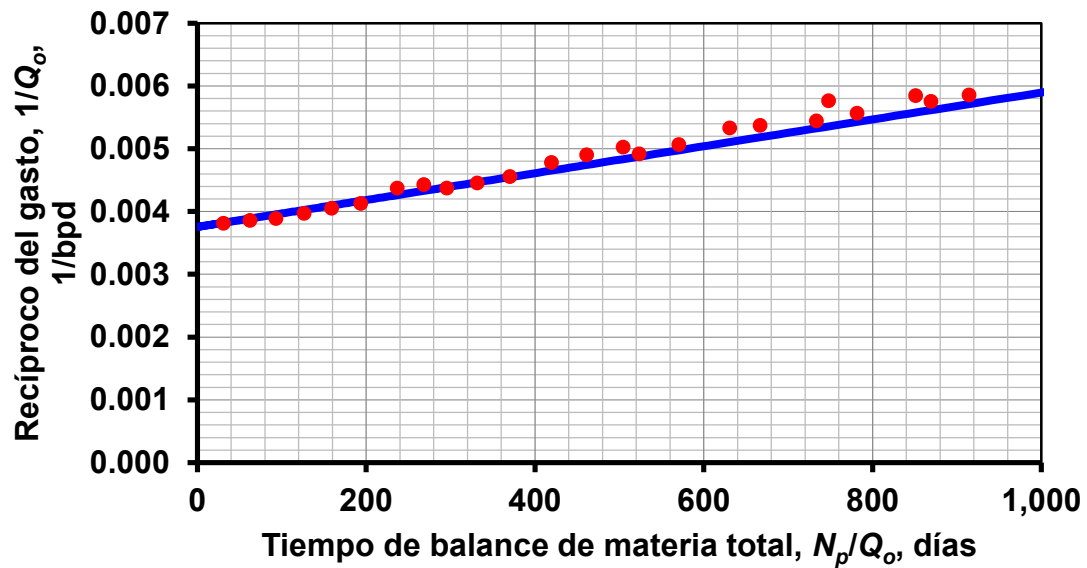


Figura 6.3. Recíproco del gasto contra tiempo de balance de materia total de la tendencia actual de declinación del Campo A.

En la **Figura 6.4** se presenta el ajuste de los datos de producción y el pronóstico de acuerdo con la declinación hiperbólica modificada, esto con los valores de los parámetros característicos siguientes.

$$D_i = 43.6\%/año$$

$$b = 2.08$$

$$D_{lim} = 5.79\%$$

Con estos valores se puede ver que la declinación ha acelerado, esto debido al cambio en las condiciones de operación. También indica que la DHM es un modelo sensible a este tipo de cambios.

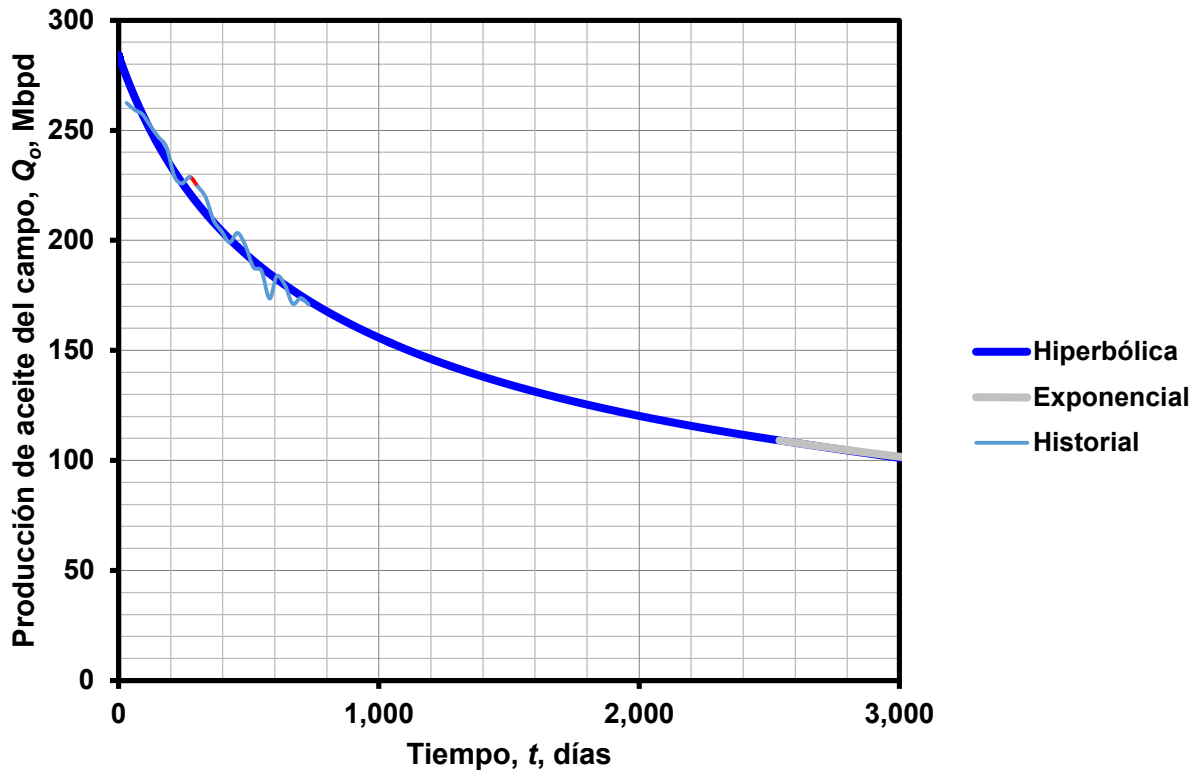


Figura 6.4. Ajuste y pronóstico de producción de la tendencia actual de declinación del Campo A utilizando la declinación hiperbólica modificada.

El efecto de la nueva tendencia de declinación se refleja en la REF, esto se puede comparar en la **Tabla 6.1**.

Tabla 6.1. Estimaciones de la REF con distintos modelos		
Modelo	REF 2014 (MMb)	REF 2015 (MMb)
Exponencial extendido	934	859
Recíproco del gasto	2,048	840
Hiperbólica modificada	1,760	900

El método del recíproco del gasto es un método que por su naturaleza lineal, hace un ajuste consistente cuando se trata de los datos de producción correspondientes a una sola tendencia. Sin embargo, es el que ha presentado una variación más abrupta en su estimación de la REF.

La declinación hiperbólica modificada también muestra un cambio considerable en su nueva REF, se mostró que la tasa de declinación inicial es el parámetro más sensible. Este modelo proporciona un ajuste consistente así como un pronóstico. La propuesta de este modelo es un ejemplo del buen uso y cuidado al aplicar las CD.

El MDEE es un modelo empírico que ha tenido éxito al representar el comportamiento de sistemas heterogéneos (Phillips, 1996) y, a diferencia de otros modelos, se ha observado que este es el que puede realizar un mejor ajuste. Comparando los resultados de la obtención de la REF con los otros modelos podría decirse que las implicaciones de la aplicación de este modelo en yacimientos naturalmente fracturados pueden llevar a una subestimación de reservas. Sin embargo, se puede observar en la tabla 6.1, que el modelo exponencial extendido es el que menos muestra variación al cambio de condiciones operativas, y que los resultados obtenidos con la tendencia actual son muy parecidos entre sí con los demás modelos. Eliminando cierto grado de incertidumbre con la tendencia

Así mismo, algunos autores afirman que este modelo es el que mejor puede representar la transición entre regímenes de flujo (Ilk y cols., 2010). Todos los modelos han presentado una variación en su estimación de la REF, en mayor o menor grado, por lo que nos apegamos a la idea de que las curvas de declinación son herramientas útiles y sin la necesidad de procedimientos tediosos, siempre y cuando se tenga cuidado al escoger el punto de inicio del ajuste (Kisslinger, 1993), esto porque no hay ningún parámetro dentro del modelo que pueda compensar los eventos que no son tomados en cuenta.

CAPÍTULO 7**CONCLUSIONES**

El objetivo de esta tesis ha sido estudiar el modelo de declinación exponencial extendida de Valkó en yacimientos naturalmente fracturados, el cual permite la incorporación del efecto de la heterogeneidad del yacimiento e incorpora parámetros característicos únicos adicionales con respecto a los demás modelos de declinación de producción.

- El Modelo de Declinación Exponencial Extendida (MDEE) es una función útil con buenas propiedades matemáticas, cuyos parámetros característicos n y τ son únicos entre los demás modelos de declinación. Sólo se había aplicado parcialmente en yacimientos de gas de lutitas. Los resultados presentados en esta tesis son consistentes y permitieron evaluar el valor que aporta la incorporación de una condición de explotación diferente en la recuperación de hidrocarburos de un campo o pozo.
- El uso de varios métodos para estimar la Recuperación Estimada Final, los cuales consideran parámetros distintos entre sí, han permitido realizar una comparación consistente en relación al volumen de reservas recuperables que puede tener un campo a través de las condiciones actuales de producción. El cálculo de este parámetro permite la toma de decisiones cuidadosamente razonadas sobre las estrategias de explotación a nivel de ingeniería de producción, como de la administración integral de yacimientos.
- El parámetro τ , tiene entre sus varias interpretaciones físicas que es una medida del tiempo en que se empezará a observar la extensión o “la cola” de la curva; en otras palabras, el cambio de régimen de “más-rápido-que-el-exponencial” a “más-lento-que-el-exponencial”.

- Este trabajo demuestra que en gran parte, el valor de este parámetro depende del tamaño del campo; aun cuando ambos campos a validar eran YNF y conservaban su valor de n en los límites del modelo, presentaron valores muy distintos de τ .

Para campos de gran tamaño como el A se esperarían valores para τ mayores de 90 meses, mientras que para campos tipo B los valores esperados serían menores a 10 meses.

- El parámetro n , puede variar en el rango de valores comprendido entre 0.1 a 1, pero los trabajos anteriores referentes a este modelo indican que τ no tiene definido hasta el momento un rango de valores. En nuestra experiencia, τ no tiene valores menores a 1, ni mayores a 100.
- Independientemente del modelo de declinación utilizado, el punto de inicio del ajuste de los datos de producción es muy importante, debido a que no existe ningún parámetro que pueda compensar los cambios en las condiciones de producción.
- A partir de la gráfica del logaritmo natural de la presión contra la producción acumulada de un yacimiento, se pueden apreciar y determinar las diferentes tendencias de comportamientos de presión. Así mismo se pueden evaluar las tendencias exponenciales que presenta el yacimiento, y determinar los mecanismos de producción y los índices de empuje, para los cuales está produciendo un yacimiento en una etapa determinada.

Sin embargo, se recomienda tener un historial de comportamiento de presión lo más completo posible, que incluya un dato de presión por mes, el cual facilitaría el ajuste de los datos de producción por medio de varios modelos. Lo ideal sería que existan datos suficientes de presión en cada una de las etapas del yacimiento (desarrollo, plateau y declinación). Bajo condiciones de flujo natural, se tendrían tres tendencias, pero cualquier intervención mayor al yacimiento como un método de recuperación secundaria y/o mejorada, definen una nueva tendencia de comportamiento de presión.

- El campo B estudiado en esta tesis es pequeño; movimientos como la incorporación de un pozo alteran la tendencia del comportamiento de presión y esto induce el inicio de otro mecanismo de producción en el yacimiento.

RECOMENDACIONES

Así mismo se listan las recomendaciones siguientes.

- Si se tuviera la información de cada uno de los pozos en un campo grande, como es el caso del yacimiento A, se pueden agrupar de acuerdo con sus características similares para determinar con mayor consistencia los parámetros del modelo exponencial extendido. Si bien, puede implicar valores distintos de los parámetros n y τ entre cada agrupación de pozos, esto conduce a un mejor pronóstico de producción.
- Los pozos se deben agrupar en categorías de acuerdo con su similitud en condiciones de explotación, pues así sus parámetros de declinación serán en promedio los mismos. Ejemplo: Agrupar los pozos que comenzaron su producción en un determinado mes del año, agrupar los pozos que han tenido una estimulación o fracturamiento, etc.
- Descontar la entrada de agua a partir de las pendientes de las rectas de la presión de fondo fluyente contra tiempo (Kaczorowski, 1993), puede mejorar el análisis de datos de producción y por tanto el pronóstico mismo.
- Estudiar, entender y probar los demás modelos recientemente propuestos para yacimientos no-convencionales, como la Ley de Potencias Exponenciales, el Modelo de Duong, el Modelo de Crecimiento Logístico, entre otros. Comparar un modelo con otro para diferentes tiempos de producción y realizar el cálculo de la REF, proporcionaría más alternativas en los planes de explotación. Como parte del proceso de validación, también se sugiere hacer uso de la simulación.

APÉNDICE A

**ESTIMACIÓN DE LA RESERVA DE HIDROCARBUROS POR
MEDIO DEL MÉTODO DEL RECÍPROCO DEL GASTO**

Este modelo propuesto por Bondar y Blasingame incorpora las propiedades del yacimiento y propiedades de los fluidos para ambas fases (aceite y gas); está basado en la consideración de las condiciones de flujo pseudoestacionario.

Son varios los alcances de este trabajo; la mayoría de ellos se orientan hacia observar el desempeño del yacimiento o pozo con base en la relación agua aceite con base en que tanto la entrada de agua como la inyección de agua, son dos de los mecanismos de producción más comunes.

Sin embargo, para propósitos de este trabajo de tesis únicamente es de utilidad el desarrollo de una gráfica del recíproco del gasto para determinar la Recuperación Estimada Final (REF) a las condiciones de producción actuales. Esta aproximación requiere el ya referido “tiempo de balance de materia”; su uso se aplica para variaciones mayores de la relación gasto/presión, y permite la extrapolación de la expresión $1/q$. La metodología se ha aplicado para pozos de aceite y gas, y en todos los casos el método del recíproco del gasto ha probado la obtención resultados confiables y consistentes.

La aplicación de este método se encuentra en el capítulo cinco para los campos A y B. Este método se ha validado empleado a datos de declinación de la producción de otros campos, habiéndose obtenido una tendencia apropiada en virtualmente todos los casos.

En esta sección se proporciona la derivación de la ecuación de estado pseudo estacionario de la relación gas-aceite (RGA). Se comienza con la ecuación rigurosa A.1, que describe el flujo monofásico en estado pseudoestacionario, la cual se generaliza para describir el comportamiento de la producción tanto de aceite como de agua. Se asumen las suposiciones siguientes:

- Flujo en estado pseudo estacionario, dominado por una frontera externa cerrada.
- Yacimiento homogéneo.
- Porosidad y permeabilidad constantes.
- Compresibilidad del fluido constante y pequeña.
- Viscosidad del fluido constante.

- Gradientes de presión pequeños.
- Fuerzas de gravedad despreciables.

La ecuación para la interpretación del flujo en un yacimiento que presentan los autores está expresada por la ecuación A.1:

$$\frac{\Delta p}{q} = 70.6 \frac{B\mu}{kh} \ln \frac{4A}{e^{\gamma} C_A r_w^2} + \frac{B}{\Phi h c_t A} t_{mb}, \dots \dots \dots (A. 1)$$

Esta es la función influencia con la forma de la ecuación de una recta $y=mx+b$. Para mayor simplicidad, la Ec. A.1 puede escribirse de una manera más compacta, de la manera siguiente (Ec. A.2). Esta es la forma general de este método de Bondar y Blasingame (del gasto recíproco):

$$q = \frac{\Delta p}{m_{pss} t_{mb} + b_{pss}}, \dots \dots \dots (A. 2)$$

donde los parámetros que intervienen en el denominador de esta Ec. A.2 se definen a continuación:

Tiempo de balance de materia, t_{mb} :

$$t_{mb} = \frac{1}{q_o} \int_0^t q(t) dt , \dots \dots \dots (A. 3)$$

Pendiente de la recta para el comportamiento pseudoestacionario del yacimiento, m_{pss} :

$$m_{pss} = 0.2339 \frac{B}{\Phi h c_t A}, \dots \dots \dots (A. 4)$$

Ordenada al origen de la recta correspondiente al comportamiento del yacimiento, b_{pss} :

$$b_{pss} = 70.6 \frac{B\mu}{kh} \ln \frac{4A}{e^{\gamma} C_A r_w^2}, \dots \dots \dots (A. 5)$$

Usando la forma general de la ecuación A.2 para flujo en estado pseudoestacionario de agua y aceite:

$$q_o = \frac{\Delta p}{m_{opss}t_{mb_o} + b_{pss_o}}, \dots \dots \dots (A. 6)$$

$$q_w = \frac{\Delta p}{m_{wpss}t_{mb_w} + b_{pss_w}}, \dots \dots \dots (A. 7)$$

De la misma manera, también se pueden definir los parámetros de la recta de comportamiento para agua y el aceite. El tiempo de balance de materia del aceite, así como su pendiente y ordenada en el origen, se expresan por medio de las ecuaciones A.8, A.9, A.10, para el caso del agua, se utilizan las ecuaciones A.11, A.12, y A.13.

$$t_{mb_o} = \frac{N_p}{q_o}, \dots \dots \dots (A. 8)$$

$$m_o = 0.2339 \frac{B_o}{\Phi h c_t A}, \dots \dots \dots (A. 9)$$

$$b_{pss_o} = 70.6 \frac{B_o \mu_o}{kh} \ln \frac{4A}{e^\gamma C_A r_w^2}, \dots \dots \dots (A. 10)$$

$$t_{mb_w} = \frac{W_p}{q_w}, \dots \dots \dots (A. 11)$$

$$m_w = 0.2339 \frac{B_w}{\Phi h c_t A}, \dots \dots \dots (A. 12)$$

$$b_{pss_w} = 70.6 \frac{B_w \mu_w}{kh} \ln \frac{4A}{e^\gamma C_A r_w^2}, \dots \dots \dots (A. 13)$$

Una gráfica de $1/q_o$ contra el tiempo de balance de materia del aceite, N_p/q_o , presenta un comportamiento que incluye una tendencia lineal, cuya pendiente es $1/N_{p\text{máxima}}$, cuyo denominador corresponde a la REF. Este método es más riguroso que la aproximación de Arps.

El procedimiento para la utilización de esta metodología es el siguiente:

1. Graficar $1/q$ contra N_p/q . Para esto se comienza con la ecuación A.6, y reacomodando los términos tenemos:

$$\frac{1}{q_o} = m_o \frac{N_p}{q_o} + b_{pss_o}, \dots \dots \dots (A. 14)$$

2. Estimar la pendiente de la tendencia de la línea recta. Como recomendación, se deben tomar los datos más recientes, esto es, la tendencia bajo la cual se van a estimar las reservas recuperables.

Por ejemplo, si dentro de toda la historia del campo se consideró aplicar un método de recuperación secundaria o mejorada, el ajuste se debe realizar a partir de su inicio, o bien, de la última información consistente como resultado de la implementación de este proceso.

3. Tomar el recíproco de la pendiente como el estimado de las reservas que podrán producirse para el escenario particular de producción en cuestión. A la condición de $q_o=0$, se puede reacomodar la ecuación A.14 para obtener una expresión que permita estimar las reservas recuperables, $N_{p\text{máxima}}$ referida como la REF. El resultado está dado por:

$$REF = N_{pmax} = \frac{1}{m_o}, \dots \dots \dots (A. 15)$$

Se ha encontrado que este modelo es bastante útil entre todos los modelos considerados para el mismo fin, el cálculo de la REF proporciona información útil sobre el valor que tienen las condiciones de producción actuales y permite definir si se debe o no, continuar con estas.

A pesar de los casos de éxito que este modelo ha tenido utilizado por sus autores, la mayor limitación de este modelo es que no proporciona un pronóstico de producción por unidad de tiempo, es decir, no es posible expresar una fórmula predictiva (como el modelo de Arps o Valkó) usando esta relación para conocer el gasto a “x” años.

APÉNDICE B
DECLINACIÓN HIPERBÓLICA MODIFICADA

En la industria petrolera es común aplicar la declinación hiperbólica para efectuar un ajuste de los datos de producción, un pronóstico y una estimación de la REF para un campo. Una de las premisas principales del modelo de Arps es que el exponente de declinación b tiene valores únicamente entre cero y uno. En la revisión de la literatura se puede contemplar que la mayoría de los yacimientos tienen valores de b contenidos en este rango.

La declinación hiperbólica está dada por las ecuaciones siguientes que expresan el gasto en función del tiempo y la producción acumulada.

$$q(t) = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{1/b}}, \dots \dots \dots (B. 1)$$

$$N_p(t) = \frac{q_i}{(1 - b)D_i} \left[1 - (1 + bD_i t)^{1-(1/b)} \right], \dots \dots \dots (B. 2)$$

Sin embargo, se ha considerado que al extrapolar a tiempos largos este modelo es optimista y que determina una sobreestimación de la REF en varios campos (Ilk y cols., 2010). Un valor distinto puede dar como resultado un sobre estimado o una estimación infinita de la REF. En yacimientos no convencionales, se puede presentar un valor de b mayor a 1, lo cual sin duda sobreestima la reserva recuperable.

A fin de evitar esta sobreestimación, se sugiere que en algún tiempo determinado, la declinación hiperbólica se convierta en una declinación exponencial. Este procedimiento es conocido como la declinación hiperbólica modificada (Robertson, 1988).

En este modelo, la tasa de declinación inicia siendo la de una declinación hiperbólica y finaliza como la de una declinación exponencial a una tasa de declinación específica limitante, D_{lim} , que representa un gasto q_{lim} a un tiempo característico t_{lim} . Por ejemplo, se supone una tasa de declinación que comienza en un valor de 30%/año, esta irá disminuyendo a través del tiempo. Cuando esta alcance un valor específico, de 10%, la declinación hiperbólica finaliza y comienza una declinación exponencial. Y el pronóstico continúa usando una tasa de declinación exponencial de 10%.

El uso de la declinación hiperbólica modificada es un procedimiento práctico para efectuar un ajuste de datos de producción y un ajuste a través de las siguientes ecuaciones.

Cuando $D > D_{lim}$ la ecuación utilizada para el gasto en función del tiempo es la B.1.

Y cuando $D \leq D_{lim}$ se utiliza la ecuación siguiente:

$$q(t) = q_{lim} e^{-D_{lim}t}, \dots \dots \dots (B.3)$$

El gasto limitante de declinación también puede expresarse como producción acumulada utilizando las siguientes ecuaciones:

Cuando $D > D_{lim}$:

$$N_p(t) = \frac{q_i^b}{D_i(1-b)} (q_i^{(1-b)} - q(t)^{(1-b)}), \dots \dots \dots (B.4)$$

Cuando $D \leq D_{lim}$:

$$N_p(t) = \frac{q_i^b}{D_i(1-b)} (q_i^{(1-b)} - q_{lim}^{(1-b)}) + \frac{q_{lim} - q(t)}{D_{lim}}, \dots \dots \dots (B.5)$$

Hasta el momento, las aplicaciones más comunes en la industria de este modelo han sido en yacimientos no convencionales. El ACD se basa en observaciones empíricas de la declinación del gasto de producción en función del tiempo, y no en derivaciones teóricas; esta premisa que ha permitido estimaciones valiosas es también una base para determinar la contribución de las condiciones de explotación en un campo, y para poner atención si el uso de un modelo de ACD es apropiado. La extrapolación de las CD es una herramienta valiosa para predecir el gasto de producción futura y la REF de un pozo o yacimiento. Este modelo es un ejemplo del uso práctico del modelo de Arps, que aún pese a la antigüedad de sus ecuaciones, demuestra ser válido para casos actuales.

APÉNDICE C

**APLICACIÓN DEL MODELO PROPUESTO EN UN
YACIMIENTO DE ARENAS**

Adicionalmente a los campos naturalmente fracturados que se utilizaron para aplicar el MDEE en este trabajo, se cuenta con la información disponible del campo C. El Campo C es un yacimiento que consiste en una alternancia entre arenas y lutitas que varían en un rango de edad del Reciente al Mioceno Inferior.

Este campo inició su explotación en el año de 1936 como productor de aceite y gas con una producción inicial de 20 bpd de aceite. Los altos ritmos de explotación que al inicio alcanzaron hasta 46.8 Mbpd, ocasionaron una tasa de declinación acelerada del orden del 35%/año, esto se reflejó en el abatimiento de presión, provocando un incremento considerable en la relación gas-aceite y en el flujo fraccional de agua.

De 1977 a 2009 se implantó un proceso de recuperación secundaria por inyección de agua, con un volumen de aceite incremental de 37.61 MMb de aceite. Actualmente, los pozos productores fluyen por energía propia y a través del sistema artificial de bombeo neumático.

Se empleó la información mensual de datos de producción desde el segundo periodo de la explotación del campo de cuatro pozos, así como su producción acumulada, los parámetros petrofísicos del yacimiento y las propiedades de los fluidos. Para este ejemplo, también se cuenta con el historial del comportamiento de presión, el análisis PVT y con las propiedades petrofísicas del yacimiento. Las propiedades del yacimiento se encuentran en la tabla siguiente.

Tabla 5.1. Propiedades del aceite y de la formación del Campo C

Tipo de yacimiento	Aceite ligero	
μ_o	0.7366	cp @ p_b
ρ_o	32	°API
T_y	63	°C
k	15.17	mD
Φ	22	%
A	16.5	Km ²
B_o	1.36	m ³ /m ³
Q_o	490	bpd
RGA	151	m ³ /m ³
$*N_p$	159.6	MMbbls
p_i	220	Kg/cm ²
p_b	215	Kg/cm ²
$*p_{actual}$	182.7	Kg/cm ²
*Inyección total agua	290.5	MMbbls
Análisis PVT		
$p_b @ T_y$	214.5	Kg/cm ²
B_{ob}	1.3920	m ³ /m ³
R_s	140.8	m ³ /m ³
$\rho_{o ac} @ p_b, T_y$	0.7292	Kg/cm ³
$\mu_{ac} @ p_b, T_y$	0.7366	cp
Número de pozos		
Pozos Perforados	253	
Pozos Productores	10	
Pozos Inyectores	7	

*1 de enero de 2014.

A continuación se discute el historial de producción disponible y el comportamiento de la presión.

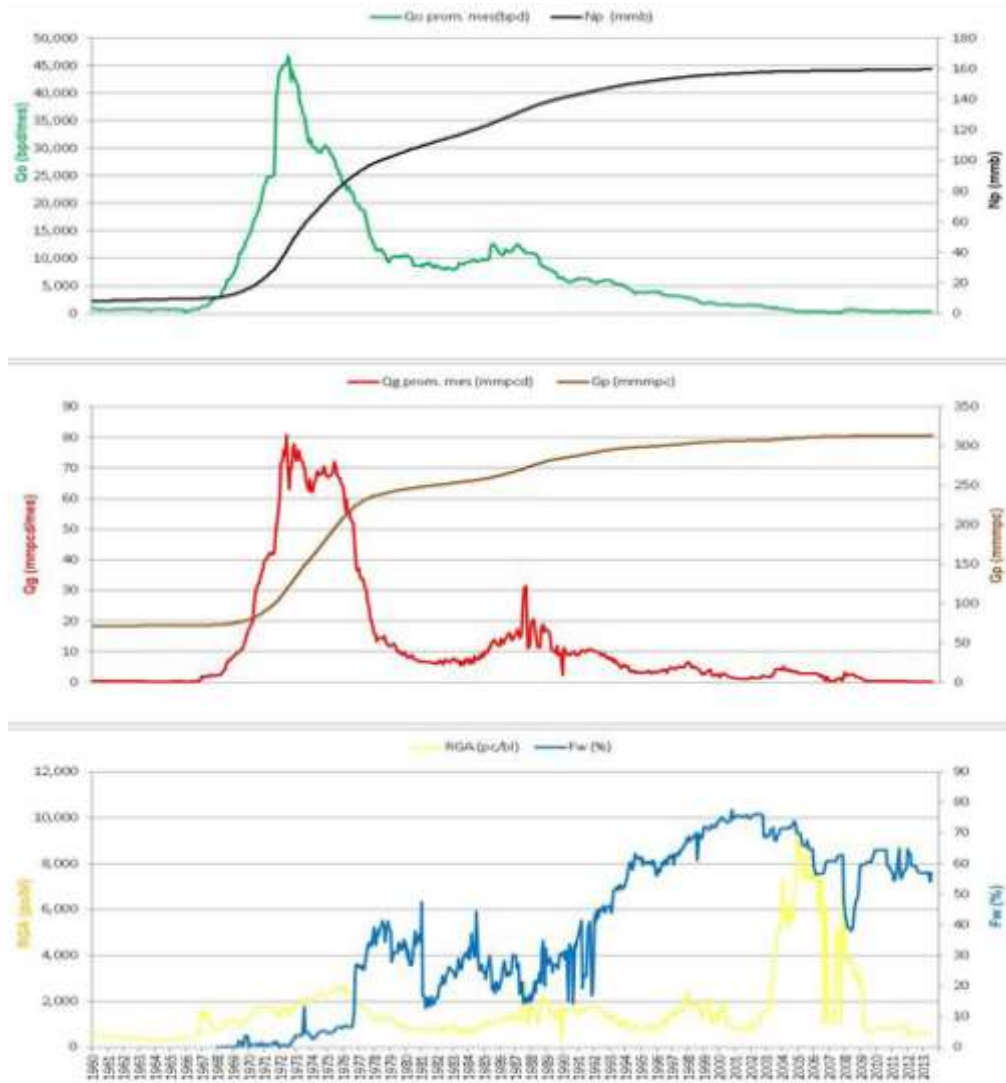


Figura C.1. Historial de producción y producción acumulada de aceite y gas. Flujo fraccional de agua y RGA del campo C.

En la **Figura C.1** destaca la máxima producción de aceite con 46,813 barriles en el año 1972, así como una producción acumulada de 159.6 MMB de aceite, lo que corresponde a un factor de recuperación actual de 35.2%. Así mismo destaca la irrupción de agua en 1990.

El campo C corresponde a rocas donde la formación Encanto es la principal productora de hidrocarburos. Se ubicaron alrededor de cuatro cuerpos productores principales de arenas, para efectos de este trabajo se llaman A20, A21, A22 y A23. El comportamiento de la presión de estas arenas varía y se encuentra en la **Figura C.2**.

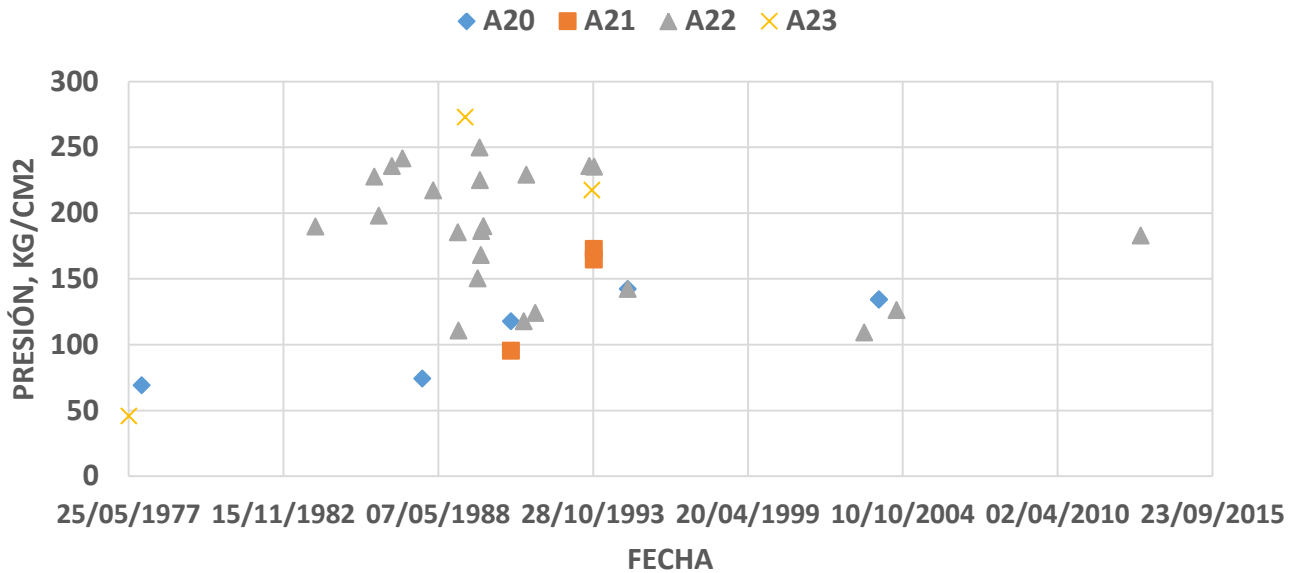


Figura C.2. Comportamiento de la presión del Campo C.

Se puede apreciar en la figura C.2 que los datos de la presión en general son dispersos y varían de una arena a otra, y entre el año 1983 y 1994 hay mayor disponibilidad de datos. En la **Figura C.3**, se ajusta una línea para representar la tendencia de la A22. Los triángulos representan la A22, la cual, por el ritmo de extracción, declina muy rápido al inicio, y después, aparentemente se mantiene durante el periodo 1988-2004 e incrementándose después.

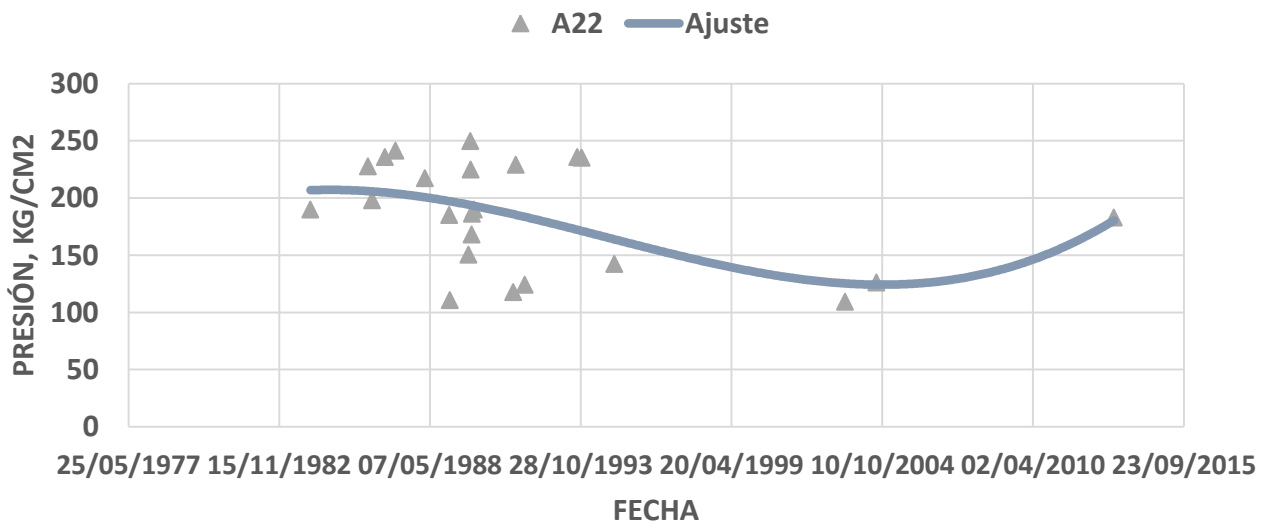


Figura C.3. Comportamiento de la presión de la Arena 22.

Para este campo también se aplica el MDEE para hacer una estimación de la REF, junto con el método del recíproco del gasto y la declinación hiperbólica modificada. Se utilizan los datos de cuatro pozos sumando una producción total para este ajuste (Figura C.4).

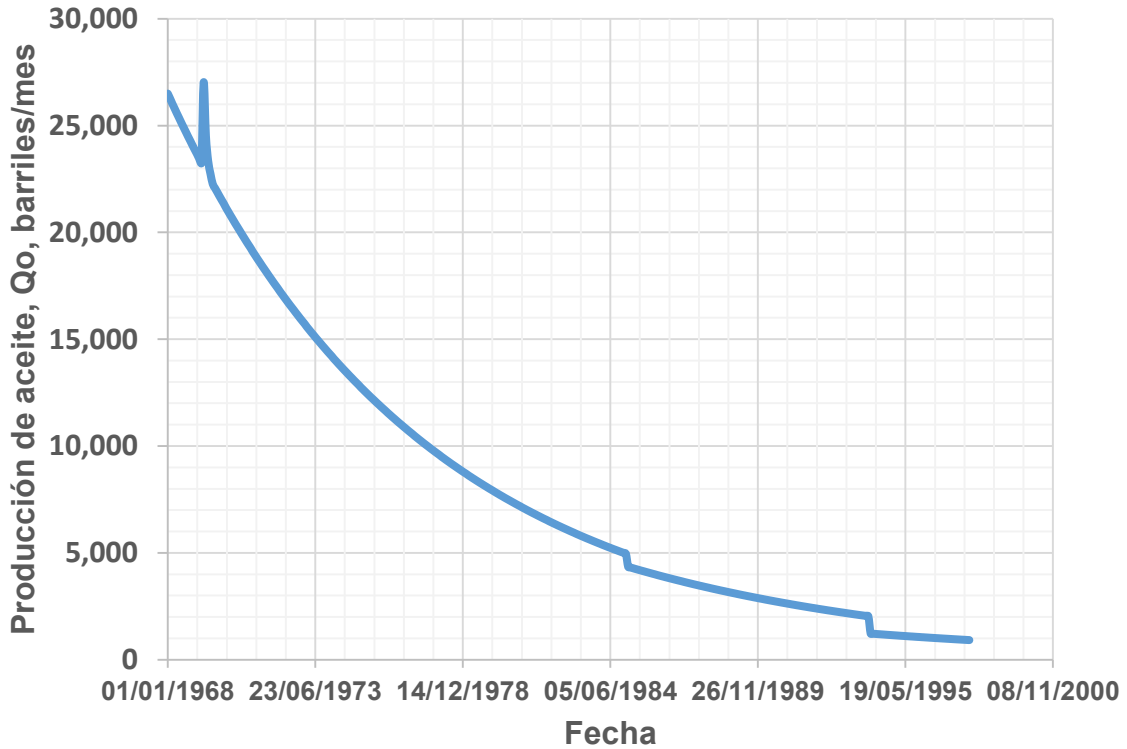


Figura C.4. Historial de producción de los pozos del campo C.

Sustituyendo las relaciones entre producciones acumuladas para los años tres y dos a la del año uno. El sistema de ecuaciones queda de la manera siguiente:

$$1.357 = \frac{\Gamma\left[\frac{1}{n}\right] - \Gamma\left[\frac{1}{n}, \left(\frac{23.5}{\tau}\right)^n\right]}{\Gamma\left[\frac{1}{n}\right] - \Gamma\left[\frac{1}{n}, \left(\frac{11.5}{\tau}\right)^n\right]}$$

$$1.5 = \frac{\Gamma\left[\frac{1}{n}\right] - \Gamma\left[\frac{1}{n}, \left(\frac{35.5}{\tau}\right)^n\right]}{\Gamma\left[\frac{1}{n}\right] - \Gamma\left[\frac{1}{n}, \left(\frac{11.5}{\tau}\right)^n\right]}$$

cuya solución da como resultado los valores siguientes:

$$q_i = 27.6 \text{ Mbpm}$$

$$n = 0.86,$$

$$\tau = 99.8 \text{ meses}.$$

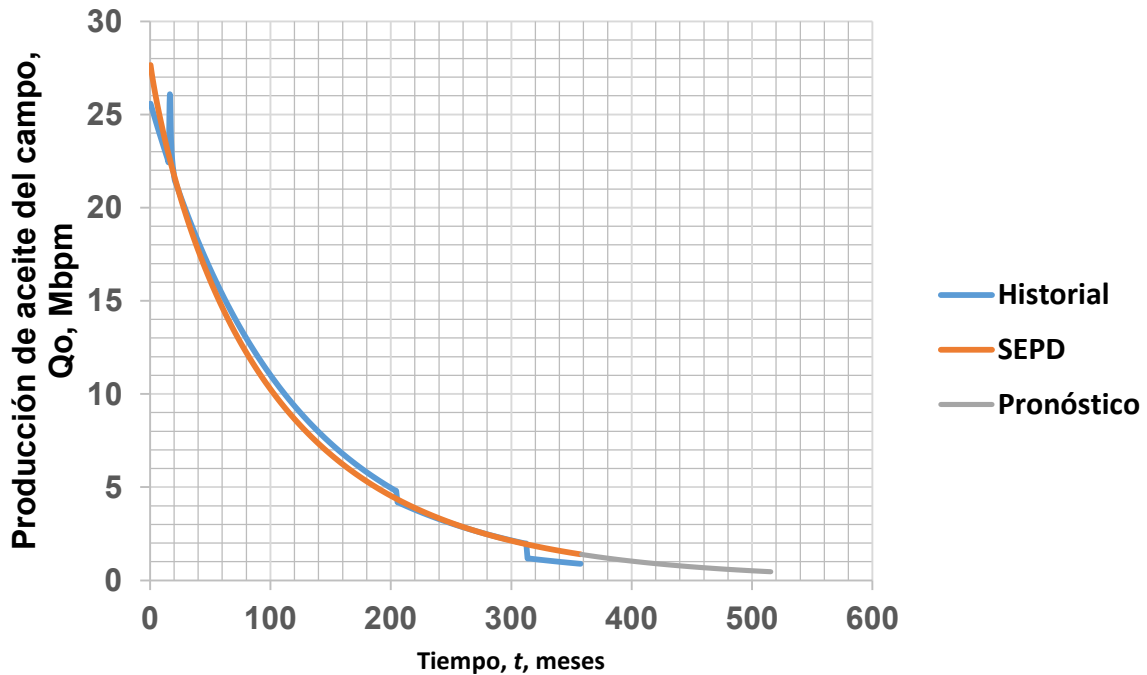


Figura C.5. Ajuste y pronóstico de producción del campo C con el MDEE.

En la **Figura C.5** se muestra el ajuste de los datos de producción y el pronóstico correspondiente utilizando el MDEE. Para este caso, se aprecia que no hay un cambio considerable en las condiciones operativas y el ajuste es consistente. En la **Figura C.6** se muestra el ajuste y pronóstico utilizando la declinación hiperbólica y la hiperbólica modificada. Para este ajuste se utilizaron los parámetros siguientes.

$$D_i = 14.8\%/año$$

$$b = 0.3$$

$$D_{lim} = 5.53\%$$

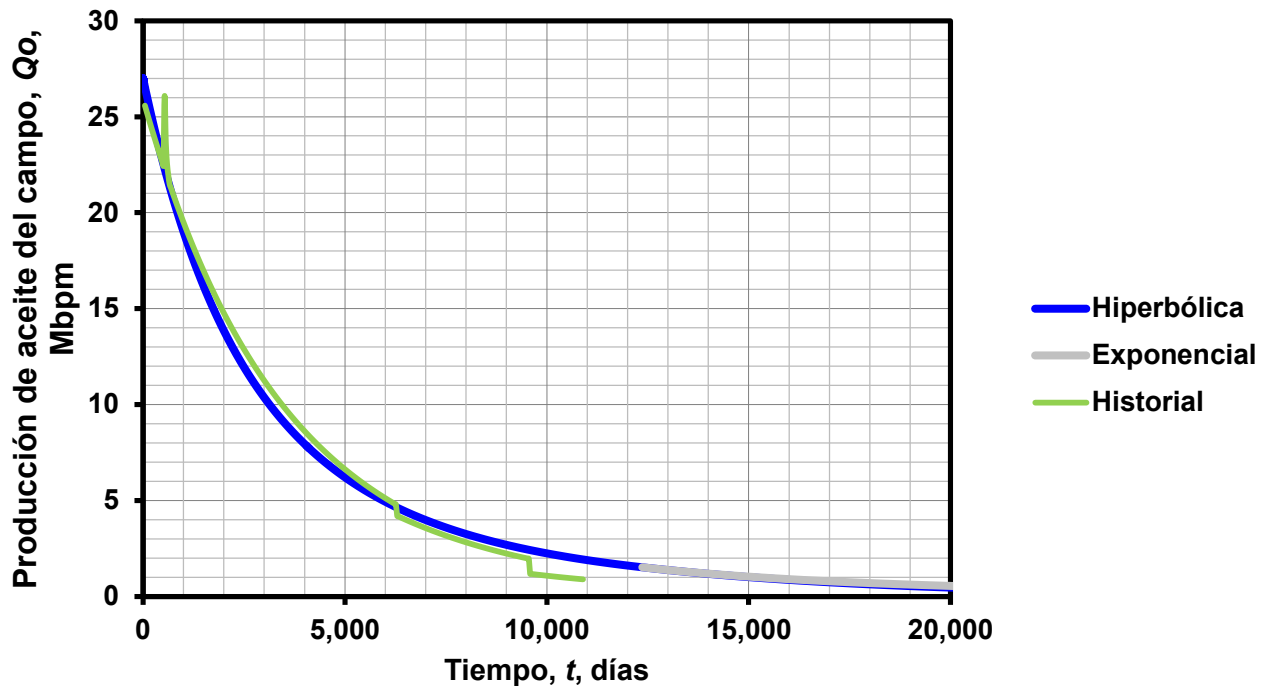


Figura C.6. Ajuste y pronóstico de producción del campo C con la declinación hiperbólica y la hiperbólica modificada.

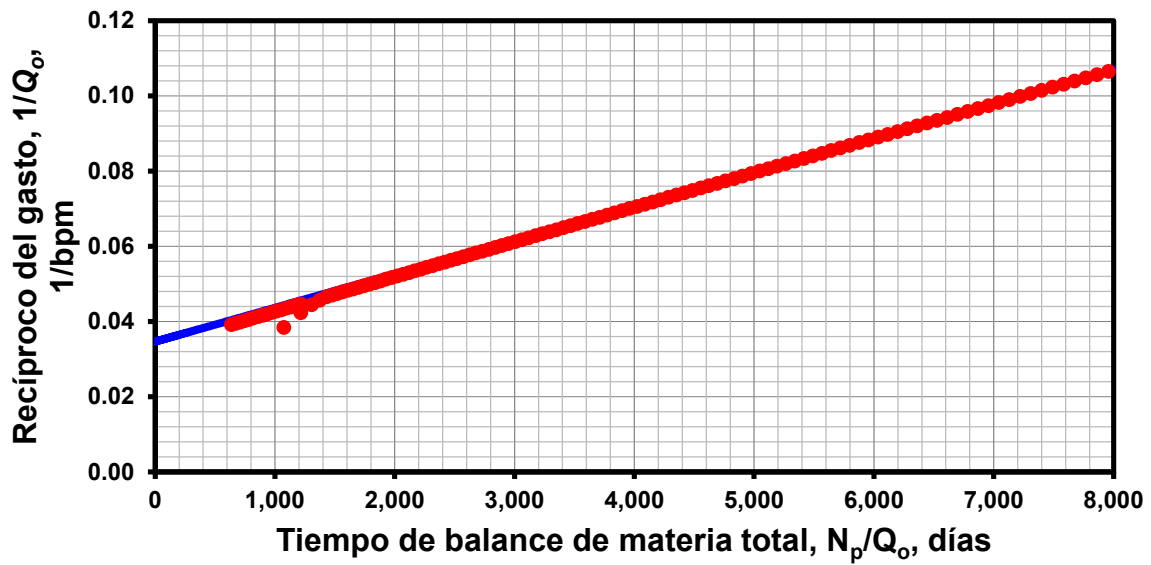


Figura C.7. Recíproco del gasto contra tiempo de balance de materia total del campo C.

Las estimaciones correspondientes de la REF son las siguientes.

$$REF_{Bondar} = 0.16 \text{ MMb}$$

$$REF_{MDEE} = 0.178 \text{ MMb}$$

$$REF_{DHM} = 0.168 \text{ MMb}$$

Con base en estos datos se puede observar que para este tipo de yacimientos, los resultados son muy consistentes entre sí, eliminando la incertidumbre sobre el valor real de la REF. Por supuesto, estos valores siempre estarán en función de las condiciones de explotación, mismas que pueden provocar un cambio en estos valores estimados.

NOMENCLATURA

- A = Área del yacimiento, Km².
- b = Exponente de declinación de Arps, adimensional.
- b_{pss} = Ordenada en el origen de la recta correspondiente al comportamiento pseudoestacionario del yacimiento, kPa/std m³/d.
- B = Factor volumétrico, m³/ m³.
- c = Compresibilidad, (kg/cm²)⁻¹, (psi⁻¹).
- C_A = Factor de forma del yacimiento, adimensional.
- D = Tasa de declinación continua de Arps, 1/mes.
- f = Flujo fraccional, adimensional.
- h = Espesor neto, metros.
- $l(t)$ = Función exponencial extendida, adimensional.
- $k(t)$ = Constante del gasto, adimensional.
- k = Permeabilidad, milidarcys.
- m = Pendiente de la recta para el comportamiento pseudo estacionario, 1/volumen.
- n = Coeficiente de extensión del MDEE, adimensional.
- N_p = Producción acumulada de aceite, barriles.
- p = Presión, kg/cm² (psi).
- p_{gl} = Presión correspondiente al plano de referencia, kg/cm².
- p_s = Presión de saturación, kg/cm².
- p_{ws} = Presión estática, kg/cm².
- q = Gasto de producción del pozo, barriles/d.

NOMENCLATURA Y REFERENCIAS

- Q = Gasto de producción del campo, barriles/d.
- r = Relación entre producciones acumuladas, adimensional.
- REF = Recuperación estimada final, barriles.
- RGA = Relación gas-aceite, (m³/m³).
- S = Daño, adimensional.
- t = Tiempo de producción, meses (o días).
- t_{mb} = Tiempo de balance de materia total, N_p/Q_o , días.
- T = Temperatura, °C.
- W_p = Producción acumulada de agua, barriles.

Griego

- β = Pendiente de la tendencia exponencial de la presión, adimensional.
- δ = Función delta de Dirac.
- Γ = Función gamma, adimensional.
- γ = Constante de Euler, 0.577216.
- λ = Tasa de relajación fija, unidades de tiempo.
- τ = Parámetro característico del tiempo del MDEE, meses.
- ρ = Densidad del fluido, Kg/cm³ (°API).
- Φ = Porosidad, adimensional.

Subíndices

<i>b</i>	=	Burbuja.
<i>D</i>	=	Adimensional.
<i>d</i>	=	Curva tipo.
<i>f</i>	=	Fluido.
<i>g</i>	=	Gas.
<i>i</i>	=	Inicial.
<i>o</i>	=	Aceite.
<i>pss</i>	=	Estado pseudo estacionario.
<i>t</i>	=	Total.
<i>w</i>	=	Agua.
<i>y</i>	=	Yacimiento.

REFERENCIAS

- Abramowitz, M. y Stegun, I.A., 1972. Handbook of Mathematical Functions With Formulas, Graphs, and Mathematical Tables. New York: Dover Publications.
- Arps, J.J. 1944. Analysis of Decline Curves. *Trans.*, AIME: 160: 228-247.
- Barrón, R., 2015. Análisis de Curvas de Declinación Integral en Yacimientos Naturalmente Fracturados. Presentación. Petróleos Mexicanos.
- Berberan-Santos, M.N., 2008. A luminescence decay function encompassing the stretched exponential and the compressed hyperbola. *Elsevier Physics Letters* 460 (2008) 146-150.
- Berberan-Santos, M.N., Bodunov, E.N. y Valeur, B., 2005. Mathematical functions for the analysis of luminescence decays with underlying distributions 1. Kohlrausch decay function (stretched exponential). *Elsevier Chemical Physics* 315 (2005) 171-182.
- Blasingame, T.A. y Lee, W.J., 1986. Variable-Rate Reservoir Limits Testing. Artículo SPE 15028. Presentado en la Permian Basin Oil & Gas Recovery Conference, Midland, Texas. Mar. 13-14.
- Bondar, V.V. y Blasingame, T.A., 2002. Analysis and Interpretation of Water-Oil Ratio Performance. Artículo SPE 77569. Presentado en la SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, Sept. 29 - Oct 2.
- Can, B., 2011. Probabilistic performance forecasting for unconventional reservoirs with Stretched Exponential Model. Tesis para el grado de M.Sc., Texas A&M University.
- Castellanos Páez, F., 2015. Caracterización dinámica de yacimientos no convencionales de gas. Tesis para el grado de Maestro en Ingeniería. UNAM
- Chen, C., Chu, W. y Sadighi, S., 1996. Pressure-Transient Testing of Gas Reservoirs With Edge-Waterdrive. Artículo SPE 28381. Presentado en la SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, Sept. 25-28.

Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2011. La tecnología de exploración y producción en México y en el mundo: Situación actual y retos.

Da Prat, G., Cinco-Ley, H. y Ramey, H.J.Jr., 1981. Decline Curve Analysis Using Type Curves for Two-Porosity Models. Society of Petroleum Engineers Journal. Artículo SPE 9292. Presentado en la 54th Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, Sept. 23-26.

Fetkovich, M.J., Vienot, M.E., Bradley, M.D. y Kiesow, U.G., 1987. Decline-Curve Analysis Using Type Curves – Case Histories. Artículo SPE 13169-PA

Freeborn, R., 2012. How to Apply Stretched Exponential Equations to Reserve Evaluation. Presentado en el SPE Hydrocarbon, Economics, and Evaluation Symposium, Calgary, Alberta, Canadá. Sept. 24-25.

Gentry, R.W. y McGray, A.W., 1978. The Effect of Reservoir and Fluid Properties on Production Decline Curves. Society of Petroleum Engineers Journal, Vol. 30, Issue 9. Artículo SPE-6341-PA.

Mead, H.N., 1956. Modifications to Decline Curve Analysis. Artículo SPE 464-G. Petroleum Transactions, AIME, Volumen 207.

Ilk, D., Currie, S.M., Symmons, D., Rushing, R.A. y Blasingame, T.A., 2010. Hybrid Rate-Decline Models for the Analysis of Production Performance in Unconventional Reservoirs. Artículo SPE 135616. Presentado en la SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florencia, Italia, Sept. 19-22.

Johnston, D.C., 2008. Stretched Exponential Relaxation Arising from a Continuous Sum of Exponential Decays. Physical Review B 74 184430-197 (2006).

Joshi, K.J., 2012. Comparison of Various Deterministic Forecasting Techniques in Shale Gas Reservoirs With Emphasis on the Duong Method. Tesis para el grado de M.C. Texas A&M University.

Kaczorowski, K.J., 1993. Reservoir Limit Testing in Water-Drive Systems. Artículo SPE 25336. Presentado en la Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Singapur, Feb. 8-10.

Kisslinger, C., 1993. The stretched exponential function as an alternative model for aftershock decay rate. *Journal of Geophysical Research*, Vol. 98, No. B2.

Kohlrausch R., 1847. *Annalen der Physik*, Leipzig. 12 393.

Lee, J. y Wattenbarger, R.A., 1996. *Gas Reservoir Engineering*. SPE Textbook Series Vol. 5. Society of Petroleum Engineers. ISBN 1-55563-073-1.

Li, K. y Horne, R.N., 2003. A New Decline Curve Analysis Model Based on Fluid Flow Mechanisms. Artículo SPE 83470. Presentado en la SPE Western Regional/AAPG Pacific Section Joint Meeting, Long Beach, California, May. 19-24.

Lijek, S.J., 1989. Simple Performance Plots Used in Rate-Time Determination and Water Flood Analysis. Artículo SPE 19847. Presentado en la SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, Oct 8-11.

Meza, M.M., 2004. Un método práctico para evaluar yacimientos inicialmente bajosaturados. *Academia de Ingeniería*.

Nind, T.E.W., 1981. *Principles of Oil Well Production*. McGraw Hill Higher Education; 2nd Revised Edition. ISBN 978-0070465763. P 42-51

Okouma, V., Hosseinpour-Zonoozi, N. y Blasingame, T.A., 2012. Practical Considerations for Decline Curve Analysis in Unconventional Reservoirs – Application of Recently Developed Time-Rate Relations. Artículo SPE 162910. Presentado en el SPE Hydrocarbon, Economics, and Evaluation Symposium, Calgary, Alberta, Canadá. Sept. 24-25.

Phillips, J.C., 1996. Stretched exponential relaxation in molecular and electronic glasses. *Rep. Prog. Phys.* 59.

Poston, S.W. y Poe, B.D. Jr., 2008. *Analysis of Production Decline Curves*. Society of Petroleum Engineers. ISBN 978-1-55563-144-4.

Rajvanshi, A.K., Meyling, R.G. y Haaf, D.T., 2012. Instilling Realism in Production Forecasting: Dos and Don'ts. Artículo SPE 155443. Presentado en la SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, Oct 8-10.

Reese, P.D., Ilk, D. y Blasingame, T.A., 2007. Estimation of Reserves Using the Reciprocal Rate Method. Artículo SPE 107981. Presentado en la Rocky Mountain Oil & Gas Technology Symposium, Denver, Colorado, Abr. 16-18.

Sánchez-San Román, F.J. Correlación lineal y regresión. Departamento de Geología. Universidad de Salamanca.

Satman, A., 1986. Decline Curve Analysis for Naturally Fractured Reservoirs: A Comparison of Models. Artículo SPE 14473-MS.

Secretaría de Gobernación de los Estados Unidos Mexicanos, 2014. Estatuto Orgánico de PEMEX Exploración y Producción. Título primero. Disposiciones generales. Capítulo único. Diario Oficial de la Federación.

Schuldt, D.M., Suttles, D.J., Martins, J.P., y Breit, V.S., 1993. Post-Fracture Production Performance and Waterflood Management at Prudhoe Bay. Artículo SPE 26033. Presentado en la Western Regional Meeting, Anchorage, Alaska, May. 26-28.

Society of Petroleum Evaluation Engineers, 2002. SPEE Recommended Evaluation Practice #6 – Definition of Decline Curve Parameters, Version 1.0.

Valkó, P.P., 2009. Assigning value to Stimulation in the Barnett Shale: A Simultaneous Analysis of 7000 Plus Production Histories and Well Completion Records. Artículo SPE 119369. Presentado en la Hydraulic Fracturing Technology Conference, The Woodlands, Texas, Ene. 19-21.

Valkó, P.P. y Lee, W.J., 2010. A Better Way To Forecast Production From Unconventional Gas Wells. Artículo SPE 134231. Presentado en la SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florencia, Italia, Sept. 19-22.

Warren, J.E. y Root, P.J., 1963. The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs. SPE Journal. *Trans. AIME* 228: 245-255.

Wayne, N., Schechter, D.S. y Thompson, L.B., 2006. Naturally Fractured Reservoir Characterization. Society of Petroleum Engineers. ISBN 978-1-55563-112-3.

NOMENCLATURA Y REFERENCIAS

Wong, K.H. y Ambastha, A.K., 1995. Decline Curve Analysis for Canadian Oil Reservoirs Under Waterflood Conditions. Artículo PETSOC 95-08. Presentado en la 46th Annual Technical Meeting of The Petroleum Society of CIM, Banff, Alberta, Canadá. May. 14-17.

Yang, Z., 2009. Analysis of Production Decline in Waterflood Reservoirs. Artículo SPE 124613. Presentado en la SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, Oct. 4-7.