



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Análisis para determinar el potencial
de producción de un campo maduro
del neógeno mediante el
comportamiento del gasto**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Fabian Mayo Salinas

DIRECTOR(A) DE TESIS

Ing. Julio César Trejo Martínez



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2021

Agradecimientos

Te agradezco Dios por las bendiciones que has realizado en mi vida, por permitirme llegar a este punto y cumplir esta meta, por iluminar cada paso de mi vida, por la familia que me diste, por siempre llevarme de tu mano y no soltarme, sin ti esto no se hubiera logrado.

A mi madre, Vilma Mayo Salinas, por tu incondicional apoyo, por nunca abandonarme, por cuidar de mí, por tu gran corazón, tu amor, tu nobleza, porque aun cuando no tuviste los estudios necesarios no fue un obstáculo para que me dieras una carrera, este logro es tuyo también, no cabe duda de que Dios me dio a una gran madre, TE AMO MAMÁ.

A mi tía Celia Mayo Salinas, por tu amor, tu complicidad, tus consejos, tus enseñanzas, por siempre estar a mi lado, por apoyar a mi mamá, por desvelarte conmigo, a mis padrinos Oralia Mayo y Armando Govea, a mis primos Eduardo y Brenda, a Fer por tu apoyo, complicidad, tu amor; a mis amigos mi gorda Charlie, Julio maldito, Mike.

Al Mtro. Héctor Erick Gallardo Ferrera por su ayuda fundamental para la realización de esta tesis, a mis sinodales al Mtro. Francisco Castellanos, al Ing. Julio Trejo, a los Mtros. Horacio Ortega y Víctor López, al Ing. Israel Castro.

CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN	5
1.1 Objetivo, alcances y consideraciones	5
2. INFORMACIÓN GENERAL DEL CAMPO “N”	6
2.1 Diseño general de los pozos del campo.....	7
2.2 Historia de producción del Campo	7
2.2.1 Inyección de agua.....	8
2.2.2 Inyección de vapor.....	9
2.3 Reservas documentadas.....	9
2.4 Modelo del Campo	10
3. PROBLEMÁTICA	11
4. MARCO CONCEPTUAL	12
4.1 Evolución de los métodos de análisis de la producción	12
4.2 Análisis de los métodos de Arps	13
4.2.1 Declinación exponencial	14
4.2.2 Declinación hiperbólica.....	14
4.2.3 Declinación armónica	15
4.2.4 Parámetros adimensionales de las Curvas de Arps	15
4.2.5 Modificaciones de los parámetros del modelo exponencial de Arps..	16
4.3 Análisis del inverso del gasto	16
5. MODELO DINÁMICO DEL YACIMIENTO	20
6. ESTRATEGIAS DE DESARROLLO	23
7. PRONÓSTICOS	28
8. ANÁLISIS ECONÓMICO	31
9. CONCLUSIONES	33

10. RECOMENDACIONES.....	35
Referencias.....	37

1. Introducción

El presente trabajo es un estudio técnico-económico, donde se analizan los volúmenes recuperables de un campo del Neógeno usando los métodos del inverso del gasto y curvas de declinación de Arps, Costos operativos y el DUC.

El campo presentado refiere a un sistema maduro con un factor de recuperación de 20.1% del volumen original de hidrocarburos, evaluando su potencial productor con información de los gastos de producción.

1.1 Objetivo, alcances y consideraciones

El presente trabajo tiene como objetivo presentar un estudio de factibilidad técnica en el que se indicará el estado actual del Campo "N" y se propondrán estrategias para maximizar su recuperación, considerando para ello casos análogos reportados en el mundo.

Este estudio se realizó con base en los datos de producción, considerando información del modelo estático.

La elaboración de este documento se realizó con:

- Datos de un modelo estático conceptual,
- Datos del Sistema de Información de Hidrocarburos, y
- Reportes de campos análogos comparables en el mundo.

2. Información General del Campo “N”

El Campo “N” se ubica en el estado de Veracruz y abarca una superficie de 46.32 km². Su volumen original se estimó en 221.7 MMB y 121.9 MMMPC de gas, toda vez que su producción acumulada es de 39 MMB. La **Tabla 1** muestra los datos generales para este Campo.

En 1948 se perforó el pozo exploratorio EXP-1 perforado a una profundidad de 647.6 m resultando productor de aceite y gas con una producción inicial de 126 bpd, siendo éste el pozo descubridor del Campo “N.”

En 1962 teniendo como base estudios de geología superficial y sismología de reflexión, así como el conocimiento del subsuelo se perforó el pozo exploratorio EXP-2 al noreste de la estructura, resultando productor de aceite, este pozo se perforó a una profundidad de 502 m. En 1964 se perforó el Pozo de avanzada N-1a que se encuentra en parte central de la estructura.

Tabla 1. Datos Generales del Campo “N”

Datos generales	Descripción
Área de Desarrollo [km ²]	46.32
Pozo descubridor	EXP-1
Fecha de descubrimiento	Oct. 17 de 1948
Formación productora	Encanto
Tipo de hidrocarburo	Aceite (20°API) y gas asociado
Profundidad promedio (m)	200 a 500
Otras características	Depósitos clásticos
Características generales	Yacimiento 1, formación Encanto
Área (km ²)	29.31
Año de descubrimiento	1948
Fecha de inicio de explotación	Agosto de 1948
Pozos	Descripción
Número de pozos perforados	405
Estado actual de los pozos	247 cerrados, 135 taponados, 23 SD
Sistemas artificiales de producción utilizados	Bombeo Mecánico

2.1 Diseño general de los pozos del campo

En el Campo “N,” los pozos fueron perforados para ser productores de la formación Encanto, iniciando con un tubo conductor de 10 3/4”, una tubería de revestimiento de 6 5/8” y un aparejo productor de 2 3/8”, como se observa en la **Figura 1**.

Actualmente, existen 391 pozos, ninguno de los cuales mantiene producción en la actualidad. De ellos, el 7% mantiene posibilidades reconocidas, el 41% se encuentran como temporalmente sin posibilidades, 16% están programados para su taponamiento y 36% se encuentran taponados.

2.2 Historia de producción del Campo

La historia de producción posterior al descubrimiento del campo se presenta en la **Figura 2**. La estrategia de desarrollo de este Campo se basó en la construcción de pozos de relleno y el uso de sistemas artificiales de producción: primero, de tipo Bombeo Neumático y, posteriormente, se masificó el uso del Bombeo Mecánico en los pozos. Asimismo, se resaltan los siguientes dos períodos durante el desarrollo.

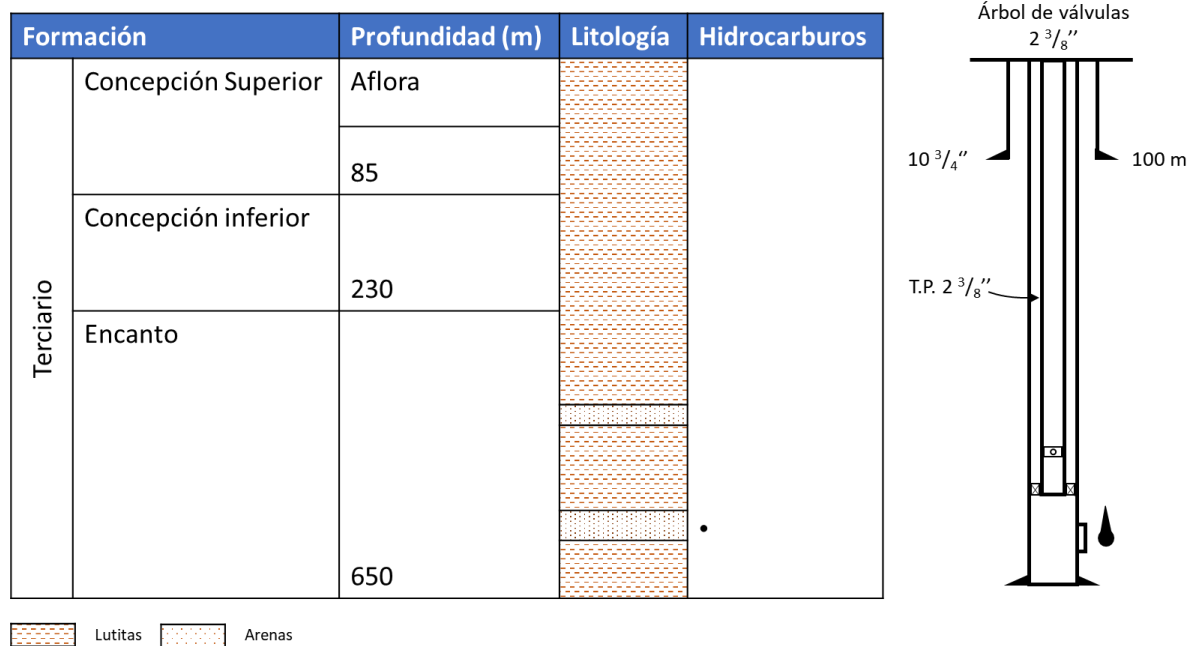


Figura 1. Pozo tipo del Campo “N”

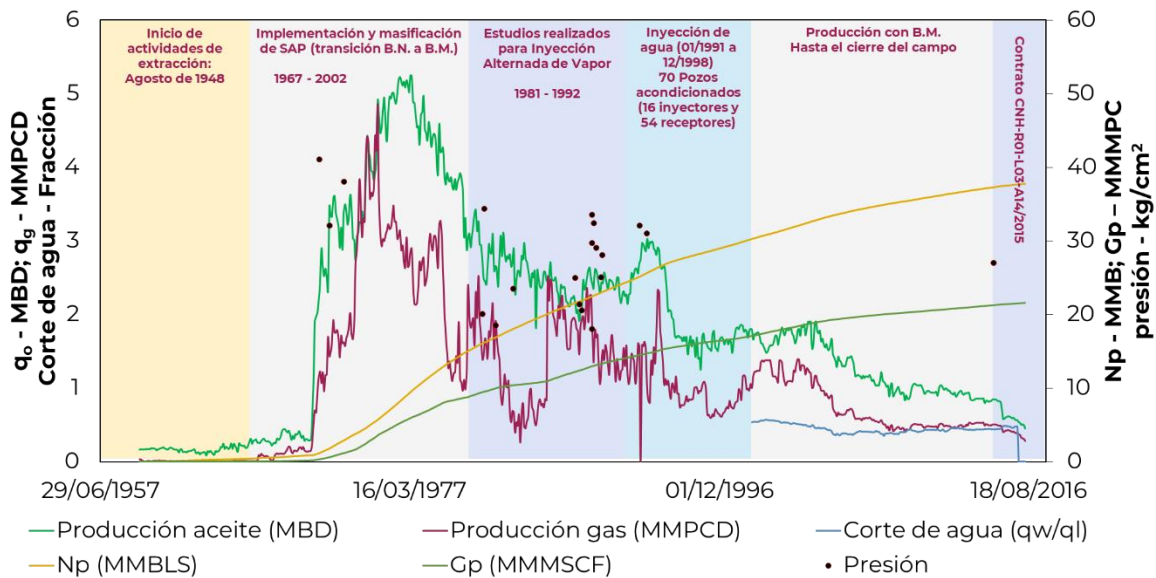


Figura 2. Histórico de producción del Campo “N”¹

2.2.1 Inyección de agua

En enero de 1991, inició el proceso de recuperación secundaria mediante la inyección de agua, escogiéndose como pozos inyectores los que se encontraban estructuralmente más bajos o bien los más cercanos al contacto agua-aceite.

La capacidad de bombeo considerada fue de 34 MBD a 140 Kg/cm² de presión. El transporte se hacía a través de un acueducto de 7 pulgadas y tres cabezales de inyección ubicados en las peras de los pozos 643, 310 y 384 distribuyendo el agua por líneas a los pozos inyectores.

El volumen de inyección planeado fue de 25.225 MMB de agua, sin embargo, únicamente se inyectaron 16.728 MMB de agua, lo que significa que se inyectó el 66.31% del volumen necesario para el barrido, quedando un 33.69% para alcanzar el flujo fraccional estimado de 95%. Durante este periodo, el incremento en el factor de recuperación atribuido al proceso de inyección de agua es de 1.5%. Es

¹ Presión de fondo cerrada

importante notar que durante la inyección de agua se documentó la existencia de diversos brotes superficiales de agua de inyección y aceite en el Campo.

2.2.2 Inyección de vapor

En el período señalado entre 1981 a 1992, con el fin de acelerar la explotación del campo, el Asignatario desarrollo dos pruebas piloto para evaluar la inyección alternada de vapor (IAV). La principal conclusión de este estudio es que los resultados obtenidos no fueron favorables, no por causas relativas al método, sino por la cementación de los pozos.

2.3 Reservas documentadas

La evolución histórica de las reservas del Campo “N” puede observarse en la **Figura 3**. Se observa que en el Campo en comento se cuantifican reservas de 1.888 MMBPCE, todas categorizadas como de tipo probable debido a la inactividad del Campo.

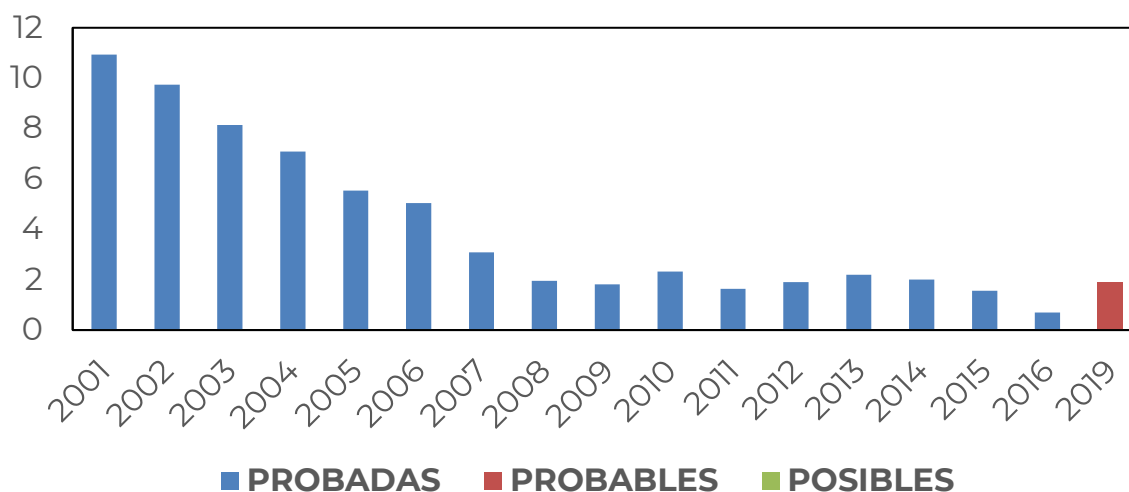


Figura 3. Pozo tipo del Campo “N”

2.4 Modelo del Campo

El Campo "N" se compone de seis unidades estratigráficas en la formación Encanto (Mioceno medio-superior). Todas corresponden con depósitos clásticos de edad Mioceno Inferior al Reciente, mismas que contienen cuerpos o intrusiones salinas del Jurásico Medio. Las rocas generadoras son calizas arcillosas y lodolitas calcáreas del Jurásico Superior Tithoniano. El sello por su parte se conforma por arcillas del Terciario que tienen un espesor entre 4 y 5 metros y la trampa es un anticlinal de orientación SW-NE, afectado por un fallamiento normal.

En el modelo del yacimiento está basado en estudios geológicos, información petrofísica y de pozos, con lo que se obtuvieron distribuciones de porosidad, permeabilidad y saturaciones de agua, basadas en correlaciones derivadas de un modelo geoestadístico.

Considerando el modelo desarrollado, reportan un volumen original de 188.2 MMbbls y un total de 212.33 MMbbls. Es importante señalar que actualmente el campo no cuenta con un modelo dinámico establecido.

3. Problemática

El presente trabajo tiene como objetivo desarrollar y presentar un modelo dinámico del campo, usando para ello curvas de declinación. Una vez desarrollados los ajustes a la historia del sistema, se realizarán pronósticos para valorar alternativas de extracción, que se definirán conforme a un estudio de campos análogos.

Los pronósticos se realizarán considerando modificaciones a los parámetros de declinación, de acuerdo con las propiedades de los yacimientos y conforme a comportamientos tipo reportados en la literatura.

Una vez realizadas las evaluaciones técnicas, se evaluarán económicamente las alternativas y se emitirán las conclusiones y recomendaciones que tengan lugar, de acuerdo a las características del yacimiento y el marco regulatorio vigente.

4. Marco conceptual

Una generalización típica es que los datos medidos durante una prueba de presión usualmente son de alta frecuencia/alta resolución, mientras que aquellos utilizados en el análisis de la producción son de baja frecuencia/baja resolución. En consecuencia, dado que los datos de producción rara vez se aproximan en calidad, cantidad o precisión a los medidos en las pruebas de presión, ya que estos suelen ser prorrateados a través balances masicos con puntos de ajuste a las mediciones en aforos; lograr un análisis coherente, consistente y estandarizado de los datos de producción representa un reto para los ingenieros, y lograr interpretaciones que permitan estimar los parámetros de flujo del sistema puede resultar casi imposible en muchas ocasiones (Mattar et al. 2006).

En esta sección se presenta una revisión del estado del arte de los métodos de análisis de datos de producción que son de interés para la elaboración de este trabajo.

4.1 Evolución de los métodos de análisis de la producción

Los trabajos de Cutler (1924), Johnson y Bollens (1927) y Arps (1945) fueron los primeros en la literatura petrolera en proponer correlaciones útiles para estudiar los datos de producción, considerándose sus aportes -aún hoy- un punto de partida esencial para el análisis de las tendencias de declinación, la generación de pronósticos y la evaluación de las reservas asociadas a un proyecto de extracción.

Si bien los autores anteriores proponen métodos empíricos de análisis, posteriormente otros trabajos han permitido extender su aplicación mediante el acoplamiento de soluciones de balance de materia y otros modelos analíticos basados en la ecuación de difusión y los estados de flujo en un sistema. Ejemplos de estos trabajos son los de Fetkovich (1980), Carter (1981), Mattar y McNeil (1997), Blasingame et al. (1993), y de Agarwal y Gardner (1998) donde se presentan métodos de análisis de los datos de producción que permiten estudiar fenómenos observados durante el periodo transitorio de flujo.

En general, aun cuando ha habido un avance notorio en la disciplina que estudia el análisis de datos de producción, las curvas de declinación asociadas a los métodos de Arps (1945) y Fetkovich (1980) son los más utilizados en la industria, toda vez que han cobrado importancia algunas metodologías que estudian el inverso del gasto, a través del tiempo de balance de materia (Blasingame, 2007), para evaluar las reservas a partir de datos de producción.

La información obtenida de las estimaciones del análisis de los datos de producción de un pozo coadyuva a establecer la estrategia y planeación de desarrollo para la extracción óptima, programar las inversiones futuras y, estimar con ello, la recuperación final de un campo.

4.2 Análisis de los métodos de Arps

Arps desarrolló un modelo de declinación mediante una ecuación empírica para flujo denominado por frontera, que considera constantes la presión de fondo fluyendo, el área de drene, la permeabilidad y el factor de daño, así como una frontera impermeable.

El método para determinar las reservas convencionales es el análisis de curvas de declinación. La declinación es la tendencia de la producción una vez que se ha definido la estrategia de extracción y el yacimiento ha entrado en una etapa de agotamiento gobernado por sus fronteras. Arps incluyó este concepto en la industria petrolera, a través del desarrollo de modelos que describen la declinación de pozos, yacimientos y campos; y debido a su practicidad, su uso se ha extendido y mantenido en el tiempo (Gallardo y Becerra 2019). Dicho método se ha utilizado en la industria petrolera para observar el comportamiento del gasto respecto al tiempo, esta tendencia puede ser exponencial, hiperbólica o armónica lo cual permite obtener la estimación de la producción de un pozo o yacimiento para cada intervalo de tiempo de extracción

El caso general definido por Arps, permite estudiar a la declinación en términos de los siguientes parámetros: la tasa de declinación (D_i), definida como el cambio del gasto por unidad de tiempo respecto a un gasto base; el exponente de declinación

(*b*), definido como la variación de la tasa de declinación respecto del tiempo; y el gasto base inicial del modelo (q_i), que se define como el volumen por unidad de tiempo que idealmente puede aportar el sistema a las condiciones establecidas, su valor no necesariamente corresponde con el gasto inicial medido. La relación entre estos parámetros se encuentra dada por la siguiente expresión:

$$D_i q^b = -\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} \quad \dots\dots\dots \text{iii.1}$$

4.2.1 Declinación exponencial

Considerando que $b = 0$, al resolver la Ec. iii.1 para el gasto se tiene que:

$$q(t) = q_i e^{-D_i t} \quad \dots\dots\dots \text{iii.2}$$

mientras la producción acumulada es:

$$Q_p(t) = \frac{q_i - q}{D_i} \quad \dots\dots\dots \text{iii.3}$$

4.2.2 Declinación hiperbólica

Al resolver la Ec. iii.1, se obtiene que el modelo para la declinación hiperbólica es:

$$q(t) = \frac{q_i}{(1 + b D_i t)^{1/b}} \quad \dots\dots\dots \text{iii.4}$$

donde b usualmente posee valores entre 0 y 1, y cuando $b = 0$ el modelo se reduce al caso de la declinación exponencial, mientras que con $b = 1$ se obtiene la declinación armónica. A su vez, la producción acumulada es:

$$Q_p(t) = \frac{q_i}{(1 - b) D_i} \left[1 - \left(\frac{q}{q_i} \right)^{1-b} \right] \quad \dots\dots\dots \text{iii.5}$$

4.2.3 Declinación armónica

Cuando $b = 1$, al resolver la Ec. II.1 se llega a:

$$q(t) = \frac{q_i}{(1 + D_i t)}, \dots\dots\dots \text{iii.6}$$

mientras que la producción acumulada es:

$$Q_p(t) = \frac{q_i}{D_i} \ln \left(\frac{q_i}{q} \right). \dots\dots\dots \text{iii.7}$$

4.2.4 Parámetros adimensionales de las Curvas de Arps

Gentry (1972) desarrolló las curvas tipo para los modelos de Arps basado en las siguientes variables adimensionales:

$$t_{Dd} = D_i t, \dots\dots\dots \text{iii.8}$$

$$q_{Dd} = \frac{q}{q_i}, \dots\dots\dots \text{iii.9}$$

$$Q_{pDd} = \frac{Q_p}{q_i} D_i. \dots\dots\dots \text{iii.10}$$

De esta manera, los modelos de Arps resultan en:

$$q_{Dd} = \begin{cases} (1 + bt_{Dd})^{-1/b} & \text{para } 0 < b < 1 \\ e^{-t_{Dd}} & \text{para } b = 0 \\ \frac{1}{(1 + t_{Dd})} & \text{para } b = 1 \end{cases}, \dots\dots\dots \text{iii.11}$$

$$Q_{pDd} = \begin{cases} \frac{1}{1-b} (1 - q_{Dd}^{1-b}) & \text{para } 0 < b < 1 \\ 1 - q_{Dd} = 1 - e^{-t_{Dd}} & \text{para } b = 0 \\ \ln(1 + t_{Dd}) = -\ln q_{Dd} & \text{para } b = 1 \end{cases}, \quad \dots\dots\dots \text{iii.12}$$

Las curvas tipo de estos modelos se muestran en las Figuras 4 y 5 para diferentes valores de b .

4.2.5 Modificaciones de los parámetros del modelo exponencial de Arps

Para las modificaciones realizadas a los parámetros del modelo de declinación de Arps, se consideraron las siguientes definiciones (Gallardo, 2015):

$$D_i = \frac{k}{\phi \mu c_t r_e^2}, \quad \dots\dots\dots \text{iii.13}$$

$$q_i = \frac{2\pi kh(p_i - \bar{p})}{\mu B [\ln|r_e/r_w| - 1/2]}. \quad \dots\dots\dots \text{iii.14}$$

4.3 Análisis del inverso del gasto

Esta metodología requiere un gráfico del inverso del gasto y el tiempo de balance de materia (N_p/q_o). El uso de esta última función permite normalizar las tendencias de declinación sobre un gráfico base con una tendencia armónica a tiempos largos. Asimismo, el uso de estas dos funciones permite asociar cambios en las tendencias del gráfico con comportamientos característicos de los modelos de flujo utilizados en el análisis de pruebas de presión.

El método del inverso del gasto se basa en la ecuación de balance de materia para un sistema bajo-saturado:

$$\bar{p} - p_i = -\frac{B_o N_p}{NB_{oi} c_t}. \quad \dots\dots\dots \text{ii.1}$$

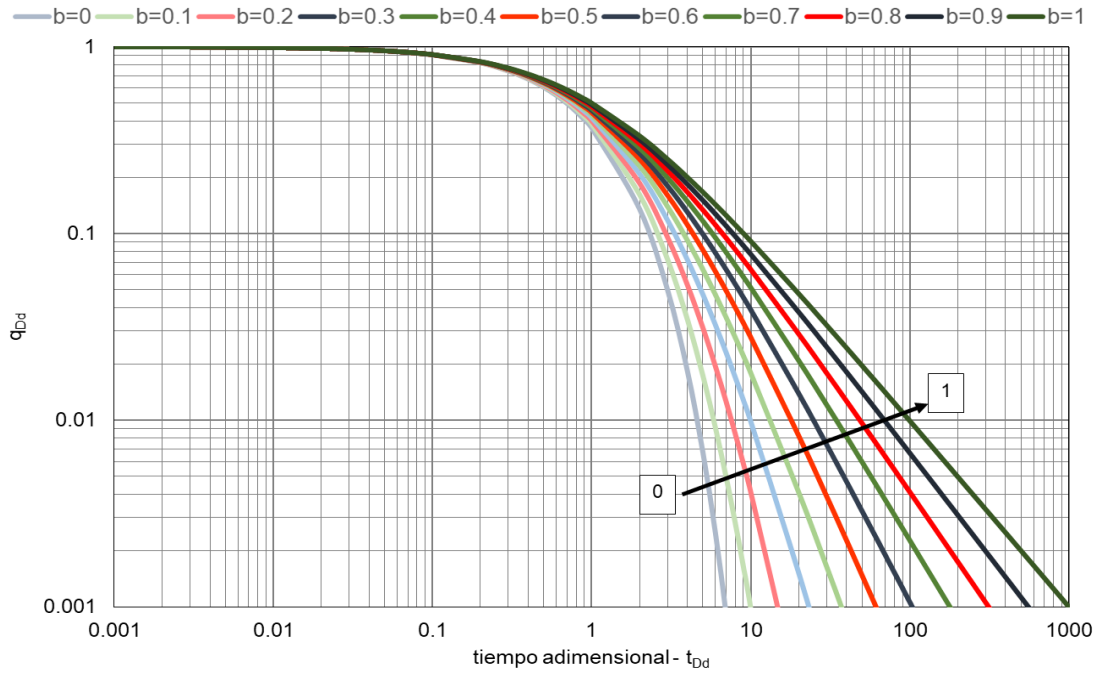


Figura 4. Curvas tipo de Arps para q_{Dd} valores de b de 0 a 1 (Gallardo, 2019).

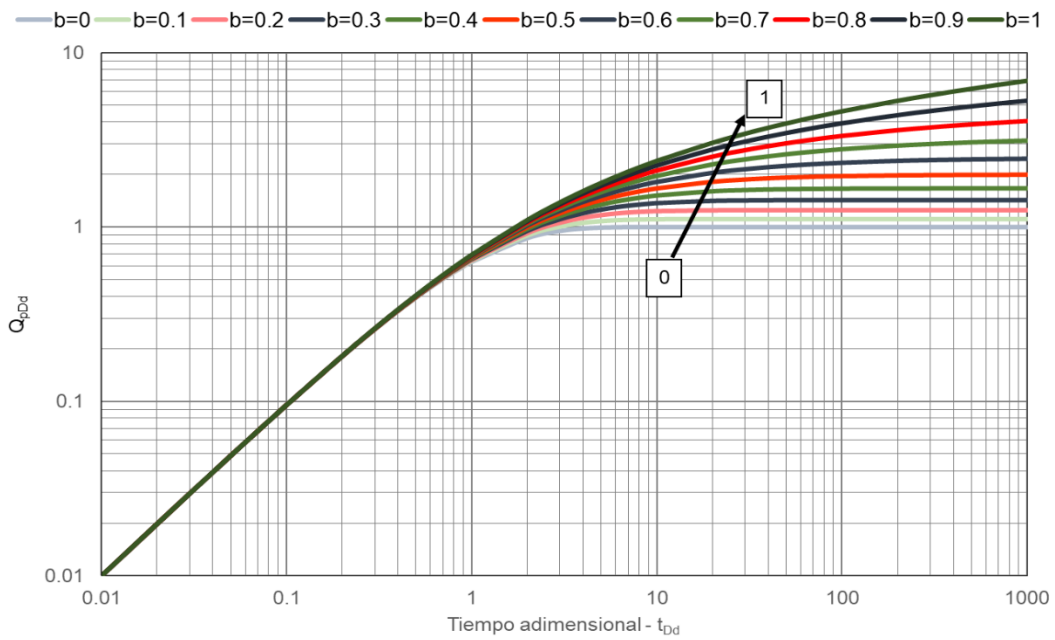


Figura 5. Curvas tipo de Arps para Q_{pDd} y valores de b de 0 a 1 (Gallardo, 2019).

Con base en esta ecuación, se define una relación con el modelo para flujo pseudo-estacionario:

$$\bar{p} - p_{wf} = 141.2 \frac{B\mu}{kh} \left[\ln|r_e/r_w| - \frac{3}{4} + s \right] q, \quad \dots\dots\dots \text{ii.2}$$

como

$$\frac{p_i - p_{wf}}{q} = \frac{B_o}{NB_{oi}c_t} \frac{N_p}{q} + 141.2 \frac{B\mu}{kh} \left[\ln|r_e/r_w| - \frac{3}{4} + s \right], \quad \dots\dots\dots \text{ii.3}$$

o bien, definiendo al tiempo de balance de materia (t_b) y a las constantes a_1 y b , se tiene

$$\frac{p_i - p_{wf}}{q} = a_1 t_b + b. \quad \dots\dots\dots \text{ii.4}$$

Si, además se considera una presión de fondo constante, al dividir la *Ec. ii.5* por la correspondiente caída de presión, se obtiene a la constante a :

$$\frac{1}{q} = at_b + b. \quad \dots\dots\dots \text{ii.5}$$

Esto demuestra que es posible identificar que un sistema se encuentra fluyendo a condiciones gobernadas por las fronteras.

La literatura sugiere el uso del inverso del gasto para diferentes aplicaciones:

- Para determinar el volumen de hidrocarburos inicial mediante el análisis de la caída de presión normalizada por el inverso del gasto (Blasingame y Lee 1986; Sun 2015). Esta es la aplicación más clásica de este método, no obstante, su uso requiere de mediciones precisas de los valores del gasto y la presión de fondo.
- Para determinar el volumen remanente de hidrocarburos en yacimientos que se encuentran en una etapa de declinación (Blasingame et al. 2007). Esta aplicación requiere de una medición precisa de los valores del gasto y puede

ser sensiblemente mejorada al incluir la presión como un vector para la normalización.

- Como funciones para el diagnóstico del comportamiento fluyente a través del uso del gráfico log-log (Doublet et al. 1994). Esta aplicación parte del uso del tiempo de balance de materia como una forma de deconvolución, relacionando modelos de pruebas de presión con condiciones de producción variables. La interpretación de parámetros a partir de estos datos requiere de una medición permanente y precisa, y el uso de datos de presión, así como de otras funciones especializadas, permite mejorar el análisis. No obstante, un análisis cualitativo puede obtenerse de las pendientes descritas por la función del gasto.

Es importante señalar que Blasingame et al. (2007) señalan la validez del método al analizar únicamente el gasto de aceite, aún con la presencia de otras fases.

5. Modelo dinámico del yacimiento

Para desarrollar el modelo dinámico del yacimiento, se estudió el comportamiento de los datos de producción utilizando la metodología del inverso del gasto del aceite y tiempo de balance de materia por pozo, Asimismo, se analizó esta información mediante los modelos de curvas de declinación.

El inverso del gasto de aceite ($1/q_o$) fue utilizado en conjunto con el tiempo de balance de materia (t_a) para validar que el comportamiento del sistema se encontrase a condiciones de producción gobernadas por las fronteras para el análisis mediante modelos de declinación clásicos. Tomando esto como base, al analizar el gráfico diagnóstico (log-log), **Figura 6**, se identificó una tendencia de los datos de producción concordante con la de una geometría de flujo lineal (con pendiente $n = 1/2$) y otra característica de flujo gobernado por las fronteras (con pendiente $n = 1$), indicando un canal alargado. Con esta información puede identificarse la tendencia que se señala en la **Figura 7**, con la que puede interpretarse un volumen máximo recuperable de 43.4 MMB, por lo que -dado que la producción acumulada es de 21.61 MMB- se interpreta un volumen potencial para la extracción de 21.78 MMB. Es importante señalar que, existe incertidumbre en la medición de los gastos para cada pozo y no hay mediciones de presión.

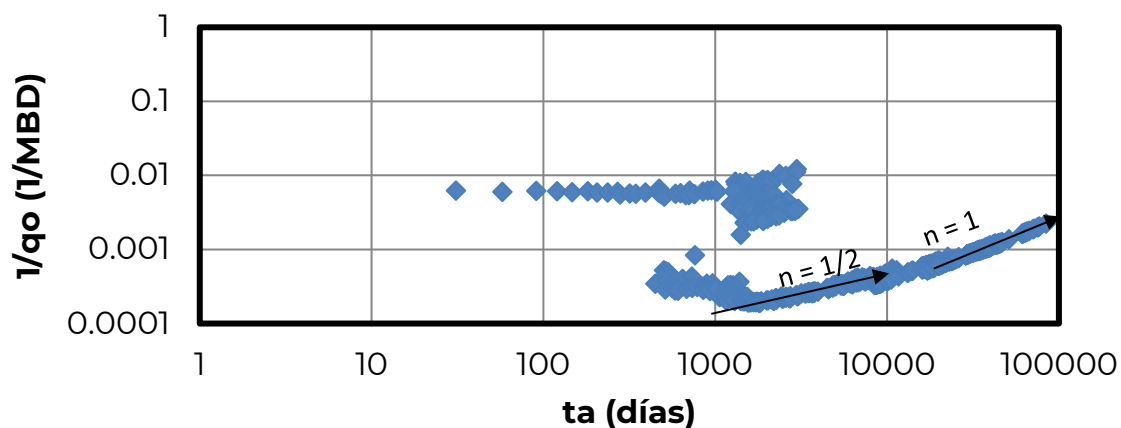


Figura 6. Gráfico diagnóstico del inverso del gasto (a nivel de campo).

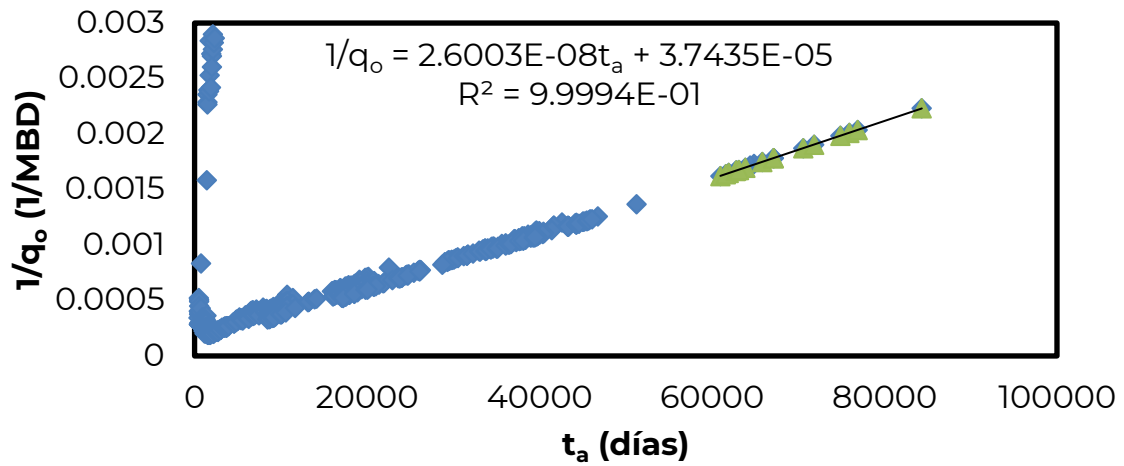


Figura 7. Gráfico especializado del inverso del gasto.

Por su parte, considerando que el sistema es producido a condiciones de flujo dominado por las fronteras, los modelos de declinación de Arps son utilizados para conformar el modelo del campo, **Figura 8.**

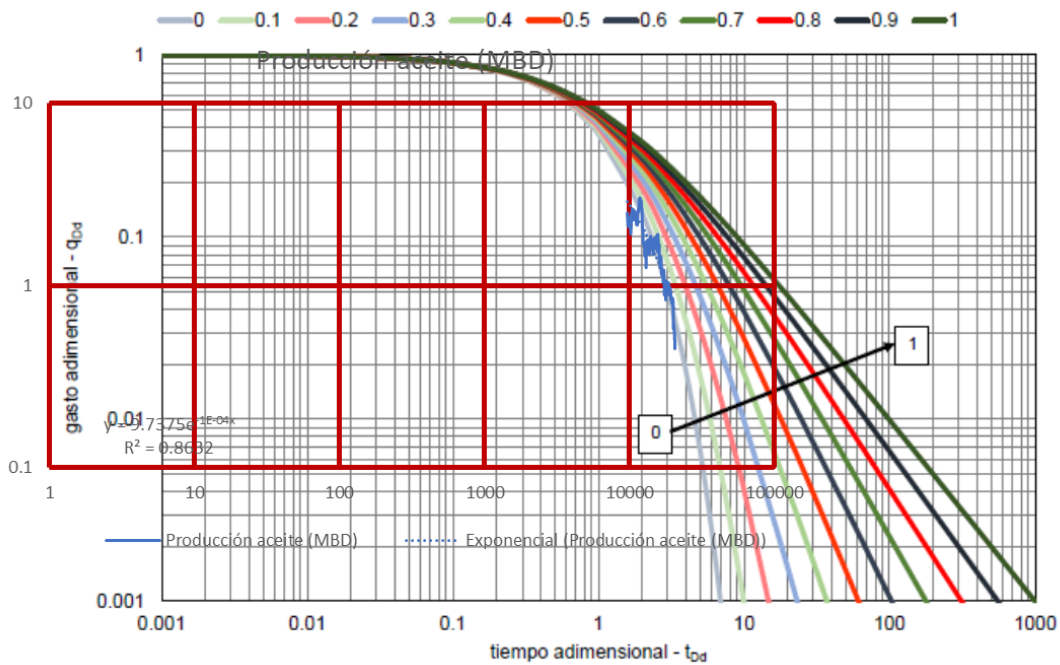


Figura 8. Análisis del comportamiento de la última tendencia de producción.

En este caso se observa el ajuste de los datos a un exponente de declinación de 0 (caso exponencial), con los parámetros (gasto inicial, q_i , e índice de declinación, D_i) señalados en la **Tabla 2**, considerando además aquellos para el último período de declinación identificado. El aumento en el índice de declinación presentado se debe al cierre operativo de los pozos que ocurrió durante el cambio de operador entre CANAMEX y PEMEX. El comportamiento en el gráfico semi-log especializado para ambos modelos se muestra en la **Figura 9**.

Tabla 2. Parámetros ajustados del modelo exponencial de Arps para la última tendencia de producción del Campo “N” (Fuente: CNH).

Datos interpretados del ajuste a las curvas tipo de Arps	
q_i , MBD	19.608
D_i para $b = 0$, 1/d	0.00018
Ajuste a los datos de producción durante el último período	
q_f , MBD	1.717
D_i para $b = 0$, 1/d	0.00024

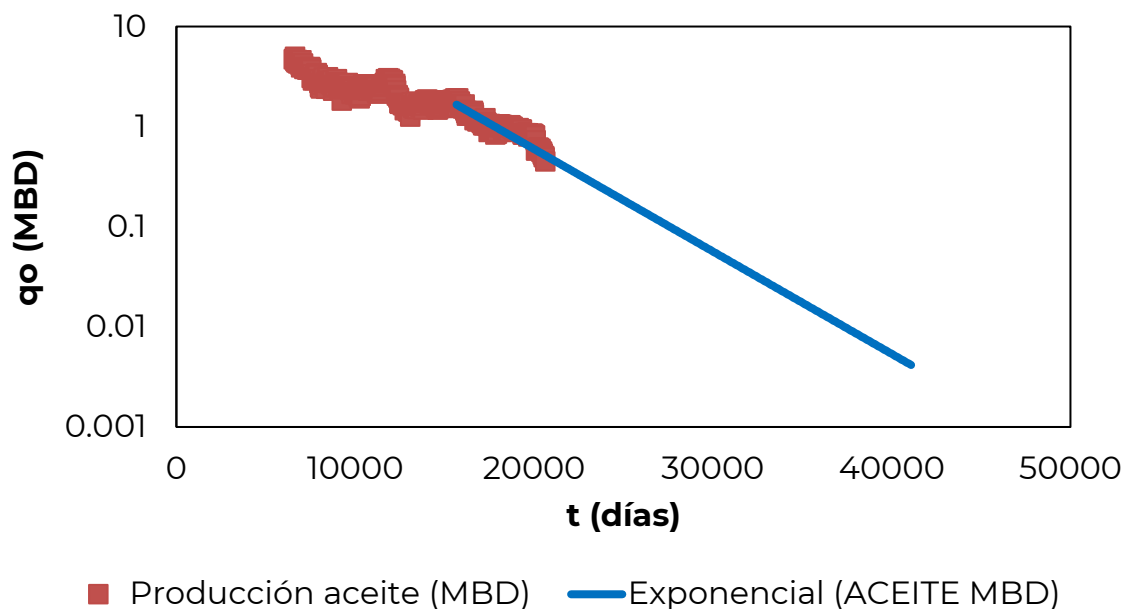


Figura 9. Ajuste del modelo exponencial de Arps considerando el último período de declinación del Campo “N”, gráfico semi-log.

6. Estrategias de desarrollo

Se realizó un comparativo entre diferentes campos análogos en el mundo, identificando el estado del factor de recuperación del Campo “N” respecto a los mismos. Los criterios de selección se muestran en la **Tabla 3** y los resultados de este ejercicio se muestran en la **Tabla 4** y la **Figura 10**. Para la comparativa entre los campos que se consideraron más semejantes al Campo “N”, se tomaron las siguientes definiciones:

- **Recuperación primaria.** Periodo de producción en el que la expulsión de aceite del yacimiento se debe directamente a la energía natural de expansión asociada al mismo (Muskat, 1949).
- **Recuperación secundaria.** Periodo de producción en el que, una vez que ha ocurrido un agotamiento substancial de la energía natural del yacimiento, la expulsión de aceite del yacimiento **se debe a la inyección de gas, aire o aire** que añaden o mantienen su energía (modificado de Muskat, 1949).
- **Recuperación terciaria.** Periodo de producción en el que la recuperación de aceite se ve favorecida por la inclusión de agentes (como gas, bacterias, calor o químicos) que modifican una o más propiedades del yacimiento (Hite et al. 2003).
- **Optimización.** Técnica de recuperación que permite mejorar los procesos de extracción o inyección en función de la evolución de los parámetros del campo. Su implementación no requiere que la energía natural del yacimiento se haya agotado y puede realizarse en cualquiera de las etapas anteriormente descritas. Entre las operaciones consideradas se incluye a la reinyección de gas durante la recuperación de primaria, el desarrollo de pozos de relleno, la implementación de sistemas artificiales, el rediseño de los patrones de inyección de agua, la reevaluación de intervalos, entre otras.

Se observa que todos los campos análogos presentan estrategias de optimización, esto debido a la baja energía de expansión disponible para la producción, la proximidad a la presión de saturación, la pobre retención natural en el yacimiento del gas asociado y la viscosidad de su aceite.

Tabla 3. Criterios de selección de los campos análogos² (CNH).

Tipo de hidrocarburo	Aceite y gas asociado
Edad del yacimiento	Mioceno
Litología	Clásticos, areniscas
Densidad API, °API	10 a 25
Viscosidad, cp	De 5 a 30
Tipo de porosidad	Primaria
Desarrollo	En tierra
Mecanismo de producción	Expansión del sistema roca fluido y del gas disuelto liberado

Tabla 4. Resumen del estudio de los campos análogos (CNH).

Campo: El Furrial	
País	Venezuela
Densidad (°API)	De 8 a 29
	En promedio 26
Viscosidad (cp)	De 0.2 a 136
	En promedio 0.6
Permeabilidad (mD)	De 50 a 480
Porosidad (%)	En promedio de 16.3
Saturación de agua (%)	De 53 a 57
Factor de recuperación (%)	48

² Se analizaron 15 campos para definir el conjunto presentado.

Tabla 4. Resumen del estudio de los campos análogos (CNH).

Corte de Agua (%)	95
Estrategias reconocidas	<ul style="list-style-type: none"> • Inyección de agua continua • Reinyección de gas
	<ul style="list-style-type: none"> • Perforación de pozos de relleno
Campo: Gamysldzha	
País	Turkmenistán
Densidad (°API)	En promedio 26
Viscosidad (cp)	En promedio 1.2
Permeabilidad (mD)	De 65 a 244
Porosidad (%)	19 - 21
Saturación de agua (%)	33
Factor de recuperación (%)	36
Corte de Agua (%)	58
Estrategias reconocidas	<ul style="list-style-type: none"> • Reevaluación de intervalos en pozos cerrados
	<ul style="list-style-type: none"> • Perforación de pozos de relleno
Campo: Lisama	
País	Colombia
Densidad (°API)	De 10 a 40
Viscosidad (cp)	De 0.58 a 0.95
Permeabilidad (mD)	De 10 a 220
Porosidad (%)	De 15 a 22
Saturación de agua (%)	N/A

Tabla 4. Resumen del estudio de los campos análogos (CNH).

Factor de recuperación (%)	25
Corte de Agua (%)	13
Estrategias reconocidas	<ul style="list-style-type: none"> • Bombeo mecánico
	<ul style="list-style-type: none"> • Reparaciones y estimulaciones selectivas
	<ul style="list-style-type: none"> • Perforación de pozos de relleno y perforación horizontal
Campo: La Cira Infantas	
País	Colombia
Densidad (°API)	De 16 a 28
Viscosidad (cp)	De 9 a 32
Permeabilidad (mD)	De 2 a 1500
Porosidad	En promedio de 27
Saturación de agua (%)	45
Factor de recuperación (%)	26
Corte de Agua (%)	85
Estrategias reconocidas	<ul style="list-style-type: none"> • Inyección de agua
	<ul style="list-style-type: none"> • Reinyección de gas
	<ul style="list-style-type: none"> • Bombeo mecánico
	<ul style="list-style-type: none"> • Perforación de pozos de relleno

Con base en los campos análogos estudiados, se definió un promedio aritmético de los factores de recuperación obtenidos. Al considerar la recuperación primaria, secundaria, terciaria y las estrategias de optimización, se observó un factor de recuperación promedio de 30.4% entre los análogos estudiados; mientras que, sin

considerar la recuperación terciaria este disminuye a un 28.7%, lo que en términos prácticos podría representar un incremento de entre 8.6 y 10% del factor de recuperación del Campo “N”.

Como se observa, sólo uno de los campos considerados reporta estrategias de recuperación terciaria, lo que indica que la potencialidad de estos métodos requiere de un mayor estudio. Además, se aprecia que el incremento principal en la producción de estos se debe a actividades de optimización. Es importante indicar que, con la información utilizada para elaborar este estudio, en el Campo “N” no es posible discretizar qué estrategias fueron implementadas para optimizar las etapas de recuperación; no obstante, al comparar las métricas establecidas, se considera que deben realizarse estudios para evaluar el impacto de distintas estrategias de recuperación adicional sobre el factor de recuperación, en condiciones económicamente viables.

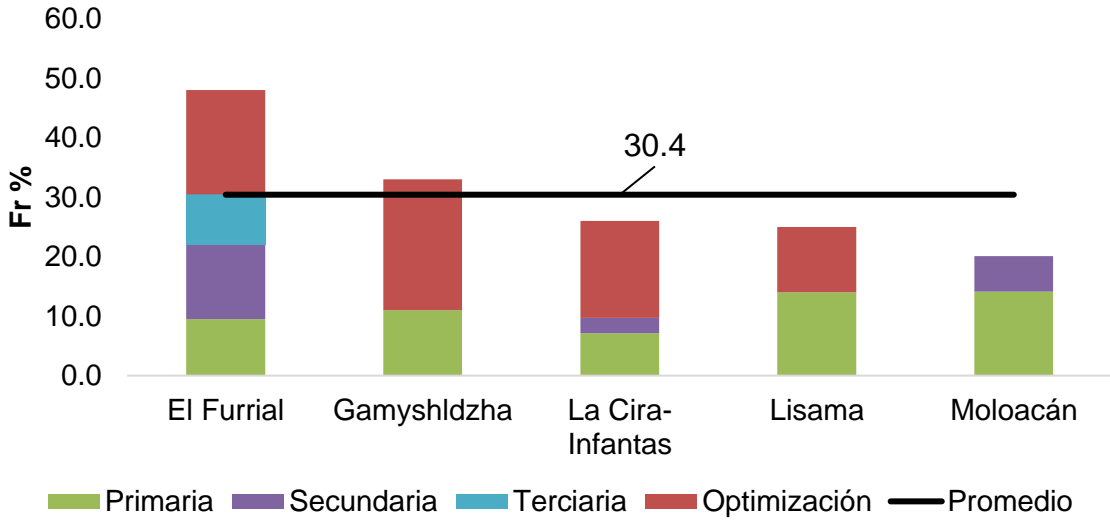


Figura 10. Comparativa del factor de recuperación de diferentes campos análogos al Campo “N” (CNH).

7. Pronósticos

Las estimaciones realizadas en este trabajo fueron desarrolladas a través del modelo de declinación exponencial de Arps (con una declinación de $b = 0$). Es importante aclarar que, por la falta de información requerida para evaluar los métodos de recuperación seleccionados, se optó por modificar los parámetros del modelo de declinación de acuerdo con valores reportados en la literatura (Taber 1997a y 1997b), siempre con un factor de $b = 0$ para favorecer pronósticos realistas y conservadores, por lo que las predicciones presentadas deben ser tomadas con cautela.

Con base en el análisis del comportamiento de diferentes campos análogos en el mundo, se identificaron las siguientes estrategias para maximizar el factor de recuperación:

- Análisis para intervención selectiva de pozos, perforación de pozos de relleno, así como un monitoreo continuo de las operaciones para su optimización.
- Uso de bombeo mecánico y reevaluación de pozos cerrados.
- Implementación de inyección de agua continua.
- Reinyección de gas.
- Reinterpretación de información geológica.

Como escenario base de operación se considera mantener la operación con bombeo mecánico que existía hasta su cierre en 2016. Los resultados obtenidos para esta se presentan en la **Tabla 5**, donde se aprecia una potencialidad técnica para incrementar el factor de recuperación hasta un 21.1%.

Tabla 5. estimaciones del factor de recuperación del Campo “N”

Gastos de abandono del campo	$D_i = 0.00024, b = 0$			
	N_p MMB	ΔN_p MMB	Δt años	Fr %
Máxima recuperación ($q_{ab} = 0$)	39.68	1.90	∞	21.1

Escenario 1 ($q_{ab} = 0.4$ MBD)	37.98	0.20	1.32	20.2
Escenario 2 ($q_{ab} = 0.3$ MBD)	38.41	0.63	4.67	20.4
Escenario 3 ($q_{ab} = 0.2$ MBD)	38.83	1.05	9.38	20.6
Escenario 4 ($q_{ab} = 0.1$ MBD)	39.26	1.48	17.44	20.9
Escenario 5 ($q_{ab} = 0.05$ MBD)	39.47	1.69	25.50	21.0

Por otro lado, la **Tabla 6** muestra un resumen de los volúmenes estimados a recuperar considerando diferentes estrategias de extracción en el campo. Cabe señalar que los porcentajes indicados guardan una buena correspondencia con aquellos encontrados como referencia en la literatura y que en todos los casos se considera la optimización continua de los métodos.

Tabla 6. Estimaciones del volumen final recuperado en el Campo “N”, mediante los modelos de Arps, para diferentes estrategias de recuperación.

Casos	N_p MMBLS	ΔN_p MMBLS	Fr %
Reinyección del gas producido			
Máxima recuperación ($q_{ab} = 0$)	45.91	8.14	24.4
Escenario 1 ($q_{ab} = 0.4$ MBD)	42.76	4.99	22.7
Escenario 2 ($q_{ab} = 0.3$ MBD)	43.55	5.77	23.1
Escenario 3 ($q_{ab} = 0.2$ MBD)	44.33	6.56	23.6
Escenario 4 ($q_{ab} = 0.1$ MBD)	45.12	7.35	24.0
Escenario 5 ($q_{ab} = 0.05$ MBD)	45.51	7.74	24.2
Inyección de agua			
Máxima recuperación ($q_{ab} = 0$)	48.61	10.84	25.8
Escenario 1 ($q_{ab} = 0.4$ MBD)	44.83	7.06	23.8
Escenario 2 ($q_{ab} = 0.3$ MBD)	45.78	8.00	24.3
Escenario 3 ($q_{ab} = 0.2$ MBD)	46.72	8.95	24.8
Escenario 4 ($q_{ab} = 0.1$ MBD)	47.67	9.89	25.3
Escenario 5 ($q_{ab} = 0.05$ MBD)	48.14	10.36	25.6
Reinyección de gas producido con inyección de agua			
Máxima recuperación ($q_{ab} = 0$)	58.29	20.52	31.0
Escenario 1 ($q_{ab} = 0.4$ MBD)	52.26	14.48	27.8
Escenario 2 ($q_{ab} = 0.3$ MBD)	53.77	15.99	28.6
Escenario 3 ($q_{ab} = 0.2$ MBD)	55.28	17.49	29.4
Escenario 4 ($q_{ab} = 0.1$ MBD)	56.79	19.01	30.2

Escenario 5 ($q_{ab} = 0.05$ MBD)	57.54	19.76	30.6
------------------------------------	-------	-------	------

Considerando el factor de recuperación actual del Campo "N" (20.1 % del volumen dentro del LKO), la máxima recuperación de aceite se logra con la implementación de la inyección de agua y gas (donde se observa un incremento en el valor del Fr de 10.9%). No obstante, se cree que, por las características del campo y los escenarios de demanda nacional del gas, un rejuvenecimiento a través de inyección de agua y técnicas de optimización, que consideren la reevaluación y reparación de pozos cerrados, así como un diseño adecuado del patrón de inyección, el uso de productos químicos para controlar el agua o la implementación de cambios en la salinidad de la misma, puede resultar el mejor escenario de extracción técnico-económico (incremento del Fr de 5.7%).

8. Análisis económico

Se realizó una evaluación económica de los escenarios señalados. Para ello se tomó como base el volumen técnicamente recuperable del escenario 4, para la reinyección de gas, la inyección de agua y la reinyección de gas con inyección de agua; una sensibilidad de los precios de venta del aceite de +-15% del valor base y la aplicación del régimen fiscal de asignaciones en áreas terrestres. Los resultados para el Campo "N" se muestran en la **Tabla 7**, mostrando en todos los escenarios un Valor Presente Neto (VPN) negativo después de impuestos para el Operador.

Tabla 7. Estimaciones del volumen final recuperado en el Campo "N", mediante los modelos de Arps, para diferentes estrategias de recuperación.

Perfil	Precio Aceite (USD/bbl)	VPN @10% antes de impuestos (mmUSD)	VPN @10% después de impuestos (mmUSD)
Condiciones de operación actuales del campo	Base: 60.00	21.54	-9.82
	Sensibilidad a los precios de +15%: 69.00	29.17	-7.44
	Sensibilidad a los precios de -15%: 51.00	13.92	-12.09

Nomenclatura. USD/bbl: Dólares americanos por barril de aceite crudo; mmUSD: Millones de dólares americanos.

Asimismo, se evaluó la factibilidad económica del Campo, considerando el beneficio fiscal publicado por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público el pasado 24 de mayo de 2019 en el DOF, resultando igualmente, en un VPN negativo después de impuestos para el Operador.

Por último, se evaluaron escenarios a partir de los cuales se concluye que el Campo podría alcanzar un VPN positivo después de impuestos bajo regímenes fiscales que favorezcan los elevados requerimientos de gastos operativos del proyecto del Campo "N".

Lo anterior se observa en la **Figura 11**, donde se presenta la tendencia del VPN después de impuestos bajo 2 casos: el primero, variando el porcentaje aplicable para el Derecho por la Utilidad Compartida (DUC) y, el segundo, el Límite de recuperación de Costos (LRC).

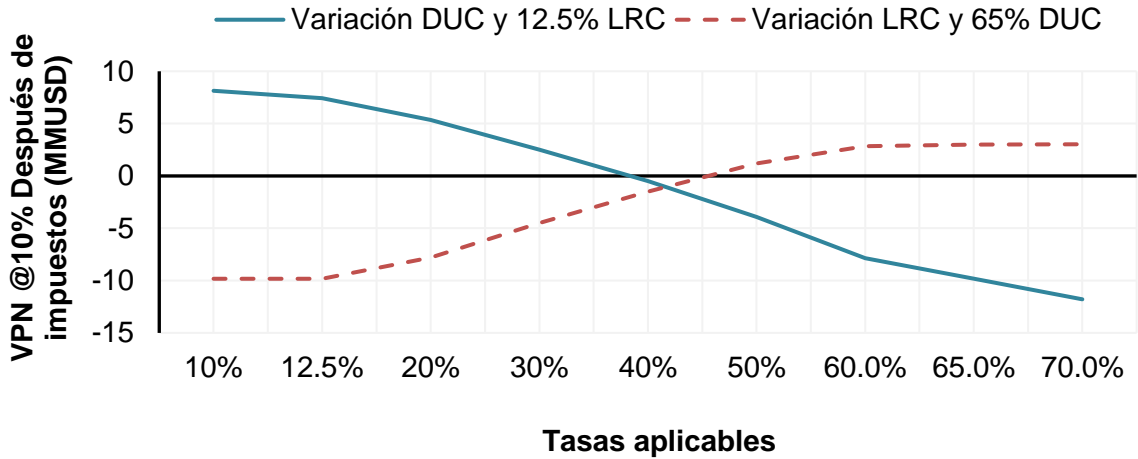


Figura 11. Comportamiento del VPN @10% después de impuestos al variar el DUC y el LRC.

9. Conclusiones

Las siguientes conclusiones se obtienen del presente estudio:

- Se realizó un estudio considerando diferentes tipos de técnicas para maximizar el Fr del Campo "N". Este se realizó a través del análisis de datos de producción, mediante los métodos del inverso del gasto y los modelos de declinación de Arps.
- Cabe mencionar que no existe prácticas internacionales reconocidas para determinar el momento en que un campo se encuentra agotado; sin embargo, se aprecia, de acuerdo con el histórico de producción y la energía natural del yacimiento, que la recuperación asociada puede ser muy sensible a las actividades físicas a desarrollar, principalmente a proyectos de recuperación secundaria y de optimización de la producción, por lo que se considera que el Campo "N" -aun cuando se encuentra en una etapa de franca declinación- posee posibilidades técnicas para recuperar un volumen adicional de aceite. De continuar con la tendencia natural actual del campo, este se estima en un aumento del Fr de entre 1 y 1.2% a condiciones de abandono de $q_{ab} = 0$.
- Se analizaron campos análogos en el mundo, identificando como mejores prácticas los siguientes métodos de recuperación: reinyección de gas, inyección de agua, reparación y reevaluación de pozos cerrados, construcción de pozos de relleno y optimización continua de las operaciones.
- Respecto a la reinyección del gas, debido a las bajas presiones existentes naturalmente en el yacimiento, así como a la cercanía al punto de saturación y lo somero de los objetivos, se pueden alcanzar condiciones de miscibilidad durante la inyección.
- El estudio realizado permite observar que el Fr para distintos escenarios posee un rango de mejora de entre 4.3 y 10.9% del volumen original dentro del LKO, considerando estrategias de optimización de operaciones, recuperación secundaria y recuperación terciaria.
- En caso de continuar el desarrollo de este campo, es necesario realizar estudios de caracterización dinámica con el objetivo de definir la tendencia de presiones del yacimiento, así como construir y validar un modelo dinámico

con datos de presión y producción para los pozos. Esto permitirá simular consistentemente, con los datos históricos del campo, las estrategias de recuperación adicional a implementar.

- Considerando el estado actual del campo, la obtención de volúmenes adicionales requerirá de un aumento considerable en los costos de operación del proyecto, ya que será necesario implementar estrategias de optimización continua en los pozos. Esto debe ser considerado al momento de realizar la evaluación financiera con el modelo económico correspondiente para el operador.

10. Recomendaciones

Recomendaciones para considerar en la Ejecución de las Actividades:

- Realizar una revisión exhaustiva del estado de los materiales en el Campo, asegurando que estos cuentan con las condiciones de integridad requeridas para su operación.
- En caso de encontrarlo necesario, atender cualquier anomalía detectada en materia de seguridad industrial, a fin de evitar situaciones que pongan en riesgo al personal y las instalaciones.
- Medir los niveles de los fluidos y las presiones de los pozos.
- Realizar un control de calidad que permita normalizar y corregir la información disponible.
- Desarrollar estudios de integrales, considerando toda la información disponible, para identificar áreas de oportunidad para la adquisición de nuevos datos que reduzcan la incertidumbre geológica del campo.
- Reinterpretar los modelos geológico y estático del campo mejorar las definiciones de las facies sedimentarias, identificar los cuerpos productores y con potencial, establecer una distribución de aceite remanente y ubicar oportunidades de desarrollo en zonas con un drenado ineficiente.
- Toma de información con registros geofísicos para reinterpretar atributos en las vecindades de los pozos que permitan identificar volúmenes potenciales detrás de las tuberías de revestimiento.
- Caracterizar dinámicamente los diferentes cuerpos productores, definir sus mecanismos de producción, propiedades de flujo e inyectividad, así como la continuidad lateral en el campo.
- Separar los yacimientos del campo para mejorar su administración y evaluación, evitando sobre agrupamientos en las unidades de flujo.
- Establecer un estudio PVT representativo para el aceite del campo.
- Definir el comportamiento histórico de la presión estática de los yacimientos, considerando las herramientas de balance de materia pertinentes.

- Evaluar estrategias para maximizar la recuperación y reducir los costos operativos del campo, considerando para ello la participación de entidades educativas en procesos de investigación aplicada que coadyuven a este fin.
- Actualizar los volúmenes y parámetros técnicos relacionados a la certificación de reservas del campo, conforme a los resultados obtenidos durante las evaluaciones técnico-económicas correspondientes.
- La revisión de la literatura, sobre campos con características similares, indica que es pertinente considerar procesos de recuperación adicional dentro de las estrategias de desarrollo de este campo, encontrándose que los procesos de recuperación secundaria (a través de la inyección de agua o gas) en combinación con estrategias continuas de monitoreo y optimización de las condiciones operación pueden resultar de especial interés para el Asignatario.
- En el supuesto de que el Asignatario decida emplear algún método de recuperación adicional, deberá observar y atender los Lineamientos técnicos en materia de recuperación secundaria y mejorada los cuales fueron publicados en el Diario Oficial de la Federación el 22 de noviembre del 2018.
- Al respecto, se hace especial énfasis en la importancia de realizar los estudios de laboratorio y simulación correspondientes, así como las pruebas en campo que permitan valorar su eficiencia y masificación.”

Referencias

1. Reporte de Evaluación del Campo Casabe, Colombia.
2. Reporte de Evaluación del Campo Forest, Venezuela.
3. Reporte de Evaluación del Campo Gangdong, China.
4. Base de datos especializada. (2011). Reporte de Evaluación del Campo Gudao, China. Ciudad de México: Comisión Nacional de Hidrocarburos.
5. Base de datos especializada. (2011). Reporte de Evaluación del Campo Inglewood, EUA. Ciudad de México: Comisión Nacional de Hidrocarburos.
6. Base de datos especializada. (2011). Reporte de Evaluación del Campo Mene Grande, Venezuela. Ciudad de México: Comisión Nacional de Hidrocarburos.
7. Base de datos especializada. (2011). Reporte de Evaluación del Campo Ivanic, Croacia. Ciudad de México: Comisión Nacional de Hidrocarburos.
8. Base de datos especializada. (2011). Reporte de Evaluación del Campo Lisama, Colombia. Ciudad de México: Comisión Nacional de Hidrocarburos.
9. Base de datos especializada. (2011). Reporte de Evaluación del Campo El Furrial, Venezuela. Ciudad de México: Comisión Nacional de Hidrocarburos.
10. Base de datos especializada. (2011). Reporte de Evaluación del Campo Algyö, Hungría. Ciudad de México: Comisión Nacional de Hidrocarburos.
11. Base de datos especializada. (2011). Reporte de Evaluación del Campo Gamysldzha, Turkmenistan. Ciudad de México: Comisión Nacional de Hidrocarburos.
12. Base de datos especializada. (2011). Reporte de Evaluación del Campo Gasikule, China. Ciudad de México: Comisión Nacional de Hidrocarburos.
13. Base de datos especializada. (2011). Reporte de Evaluación del Campo Yowlumne, EUA. Ciudad de México: Comisión Nacional de Hidrocarburos.

14. Base de datos especializada. (2011). Reporte de Evaluación del Campo Patos-Marinza, Albania. Ciudad de México: Comisión Nacional de Hidrocarburos.
15. Base de datos especializada. (2011). Reporte de Evaluación del Campo La Cira-Infantas, Colombia. Ciudad de México: Comisión Nacional de Hidrocarburos.
16. Blasingame, T. A., Ilk, D., & Reese, P. D. (2007, January 1). Estimation of Reserves Using the Reciprocal Rate Method. Society of Petroleum Engineers.
17. Blasingame, T.A. and Lee, W.J.: "Variable-Rate Reservoir Limits Testing," paper SPE 15028 presented at the SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, TX, 13-14 March 1986.
18. CNH. (2019). CNIH - Producción. Revisado 11 Julio 2019, de <https://produccion.hidrocarburos.gob.mx/>
19. Doublet, L.E., Pande, P.K., McCollum, T.J., and Blasingame, T.A.: "Decline Curve Analysis Using Type Curves — Analysis of Oil Well Production Data Using Material Balance Time: Application to Field Cases," paper SPE 28688 presented at the 1994 Petroleum Conference and Exhibition of Mexico held in Veracruz, MEXICO, 10-13 October 1994.
20. Gallardo-Ferrera, H., & Becerra Zepeda, M. (2019). Fundamentos de la Caracterización Dinámica de Yacimientos (1era ed.). Ciudad de México: UNAM.
21. Hite, J. R., Stosur, G., Carnahan, N. F., & Miller, K. (2003, June 1). IOR and EOR: Effective Communication Requires a Definition of Terms. Society of Petroleum Engineers.
22. Muskat, M. 1949. Physical Principles of Oil Production. New York City: McGraw-Hill Book Co. Inc.
23. Sun, H. (2015). Dynamic description technology of fractured vuggy carbonate gas reservoirs (1st ed.). Waltham, Massachusetts, USA: Gulf Professional.
18. Taber, J. J., Martin, F. D., & Seright, R. S. (1997, August 1). EOR Screening Criteria Revisited - Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects. Society of Petroleum Engineers.

24. Taber, J. J., Martin, F. D., & Seright, R. S. (1997, August 1). EOR Screening Criteria Revisited—Part 2: Applications and Impact of Oil Prices. Society of Petroleum Engineers.