



Definición, Criterios y Características de los Yacimientos Maduros

ELABORADO POR:

MSC.ING.EVANNA FUENMAYOR/ ING. VICENTE BERRÍOS

TEMA 2. DEFINICIÓN, CRITERIOS Y CARACTERÍSTICAS DE LOS YACIMIENTOS MADUROS

YACIMIENTOS MADUROS

El término Campo Maduro (Mature Fields) no tiene una definición única y muchas veces se lo usa indistintamente con el término en inglés "Brownfields". Combina conceptos de producción, edad de los campos, reservas e instalaciones de superficie, si bien las empresas operadoras tienen distintas definiciones la mayoría comparten los siguientes criterios básicos:

1. Caudal de petróleo: ha caído entre un 35% a un 50% de su valor máximo o pico de producción (pick oil o plateau)
2. Producción acumulada mayor al 50% de sus estimaciones originales de recursos/reservas probadas más probables
3. Tiempo en producción: reservorio en producción por más de 20-25 años.
4. Instalaciones de Superficie: en servicio y/o sin recambio por más de 10-15 años (envejecimiento de las instalaciones)

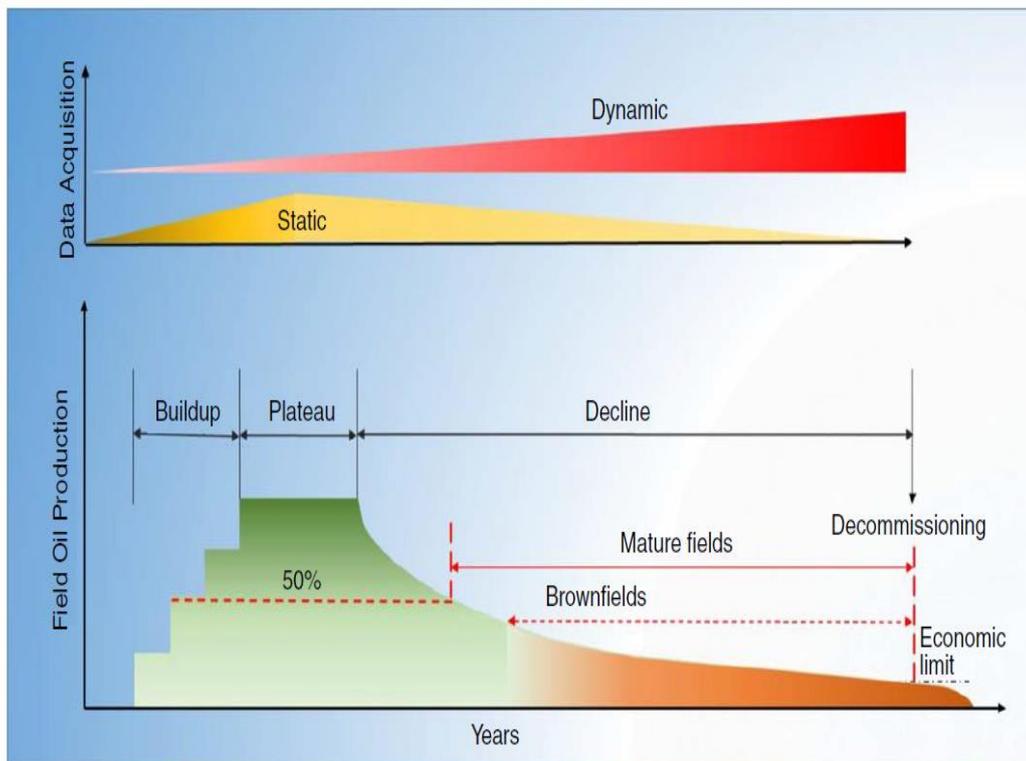


Figura 1. Ciclo de producción esquemático

Fuente: SPE-183013.

Además de los cuatros (4) criterios anteriormente mencionados, debemos agregar otros criterios complementarios que tienen que ver con la rentabilidad, los planes de actividad, costos de producción y las inversiones. Mientras que por un lado los criterios básicos definen a los campos como maduros cuando este cumple con 2 o 3 de estos, los criterios complementarios ayudan a definir las estrategias a desarrollar para revitalizar al campo y aumentar sus reservas.

CRITERIOS COMPLEMENTARIOS

1. Índice de madurez: Sus reservas probables 2P representan menos del 25% de la EUR ("estimated ultimate recovery") total del campo. esto implica un IM mayor al 75%. El índice de madurez es uno de los criterios más utilizados para identificar a los yacimientos maduros. Este indicador se lo define como el cociente entre la producción acumulada de petróleo a una fecha dada y la acumulada estimada al agotamiento.

$$IM = 1 - \frac{R}{EUR} \dots (1)$$

$$EUR = Np + R \dots (2)$$

De (1) y (2) se obtiene (3)

$$IM = \frac{Np}{EUR} \dots (3)$$

Donde:

IM: Madurez del campo

Np: Producción Acumulada de petróleo

EUR: Estimated Ultimate Recovery (Producción Acumulada estimada al agotamiento).

R: Reservas Remanentes 2P.

Si comparamos los índices de dos campos, aquel que esté más cercano a 1 será más maduro que el otro. Por lo general se expresa en porcentaje. Generalmente, se ha adoptado que todos los campos que tengan un índice de madurez mayor o igual a 75% son campos maduros.

El IM puede ser graficado en función a otros parámetros, tales como: el tiempo de producción, corte de agua (WOR por su nombre en inglés) o el porcentaje de agua tal como se muestra en el siguiente gráfico.

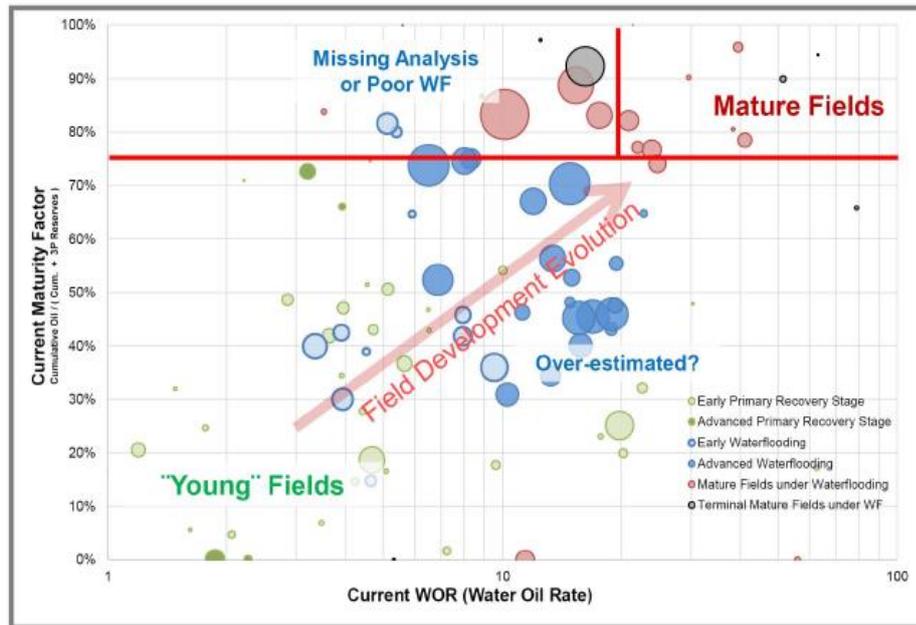


Figura 2. Índice de Madurez vs WOR
 Fuente: SPE185585.

2. Corte de agua o WOR: El petróleo es producido con un alto corte de agua. (“water oil ratio”) WOR > 20 ó Corte de Agua > 95%
3. Altos factores de recuperación: Para OOIP definido el FR está muy cercano al límite técnico que establece el mecanismo de producción o drenaje. Es aconsejable que este punto sea validado dinámicamente con más de una técnica de cálculo (Balance de Materiales, Streamlines y/o Simulación Numérica).
4. Elevado Costo de extracción: Dado que la producción de petróleo es baja y los cortes de agua elevados, el costo de extraer (lifting cost) medido en u\$/bbl es muy superior al promedio de la industria o empresa.
5. Falta de planes de Inversión: Los campos no tienen planes de perforación y/o reparación de pozos para ser llevados adelante en el corto plazo (1 a 2 años).
6. Integridad de las instalaciones: Los yacimientos presentan fallas de integridad en pozos (roturas de casing, cañerías guía y/o instalaciones de producción/inyección) y en instalaciones de superficie (roturas de líneas de producción/inyección, Rotura de tanques, Oleoductos y Acueductos, Equipos fuera de servicio en baterías y plantas).
7. Baja inversión realizada: No se han realizado inversiones de relevancia en perforación o cambio de instalaciones en los últimos 5 años.
8. Horizonte de reservas 2P: con menos de 10 años para producir las reservas 2P el fin de la vida útil del campo está cercano. Se calcula dividiendo las reservas 2P sobre la producción del ultimo año

Veamos algunas otras definiciones de yacimientos maduros por algunas empresas:

- **PEMEX:** Aquel campo al que no se le asignan recursos (inversiones) suficientes, presenta bajos índices de rentabilidad, altos costos de producción, así como requerimiento de tecnologías especializadas.
- **Total** considera aspectos de la superficie y el subsuelo. Desde el punto de vista del subsuelo, un campo es maduro cuando la producción acumulada ha alcanzado el 50% de las reservas iniciales 2P (probadas más probables). Y para la superficie, consideran un campo maduro después de 10 años de producción.
- **Halliburton:** un campo maduro es aquel donde la producción ha alcanzado su punto máximo y ha comenzado a declinar.
- **YPF:** lo define como aquellos que tienen procesos de recuperación secundaria muy avanzados, con cortes de agua elevados (mayores al 90%), altos lifting cost e instalaciones de superficie con más de 25 años.

Por otro lado, la madurez de un yacimiento se encuentra también referida al conocimiento que se tiene del mismo, es decir, a los datos que se han logrado adquirir u obtener durante toda su vida productiva (ver figura 1).

El conocimiento del yacimiento es lo que permitirá a la distintas operadoras visualizar, conceptualizar e implementar propuestas de trabajos que permitan drenar la mayor cantidad de reservas del mismo, de una forma eficiente, rentable y segura.

PROBLEMAS QUE SE GENERAN EN LOS CAMPOS MADUROS

Tal como se mencionó anteriormente la producción por varios años de un yacimiento supone disminución de su energía, deterioro del estado mecánico de los pozos e infraestructura, baja rentabilidad de los proyectos a implementar, entre otras consecuencias. A continuación, se mencionan algunos de los problemas más comunes que se presentan en los yacimientos maduros.

Presión de Reservorio

Yacimientos Depletados: $P_f < P_i$

- En reservorios en su etapa de recuperación primaria la caída de presión es el principal mecanismo de producción y esta debe caer para que exista producción, pero hay límites. Como buena práctica la presión de un reservorio subsaturado nunca debe pasar por debajo del P_b (presión de burbuja) para evitar la liberación de gas. Se deben iniciar acciones de mantenimiento de presión o una recuperación secundaria cuando se está por llegar a una $P_f = 1,1P_b$.

- Si la presión de reservorio está por debajo de la original en reservorios bajo recuperación secundaria se debe a un desbalance entre inyección y producción (se extrae más de lo que se inyecta)

Yacimientos sobre-presionados por secundaria: ($P_f > P_i$) se genera una sobrepresión cuando se inyecta más de lo que se produce, esto puede suceder por un desconocimiento del subsuelo y/o de la conectividad entre los reservorios. Puede tener consecuencias operativas (fallas/roturas), pérdida de reservas o ambas.

Perforación

Pérdidas de circulación o surgencia: una pérdida de circulación se produce cuando la presión de la columna del lodo es mayor a la presión de la formación y una surgencia cuando la presión de lodo es menor a la de formación. En los campos maduros ocurren ambas y a veces en forma simultánea.

Costo de lodo y horas de equipo: es una consecuencia directa del punto anterior. Cualquier desbalance de presiones afecta a los parámetros de perforación al momento de atravesar la capa o reservorios sub o sobre presionado. El diseño del lodo de perforación parte de la premisa de una gradiente normal de presiones o un gradiente hidrostático. Es fundamental que el ingeniero de perforación diseñe la curva de avance en función de los datos conocidos de presión de formación a la fecha de la perforación. De esta manera se minimizan las pérdidas de circulación o surgencia por anomalías en la presión de formación.

Reparación

Cañerías en mal estado: tanto el casing como el tubing pueden sufrir proceso de corrosión por bacterias o galvánica (diferencias de potencial eléctrico) que terminan indefectiblemente en roturas. Pueden mitigarse con un mantenimiento preventivo adecuado (anticorrosivos / protección catódica). Una vez producida la rotura es necesario una intervención con WO para intentar su reparación.

Aislación de cemento deficiente: una cementación primaria deficiente es una de las peores noticias para la vida del pozo. Desde el punto de vista de reservorios la principal consecuencia es la falta de aislación entre las capas (comunicación entre capas o crossflow) que genera problemas graves tanto en la producción como en la inyección, impidiendo el correcto monitoreo y optimización del campo. Las consecuencias son pérdidas de producción y de reservas en el mediano y largo plazo. Desde el punto de vista de la integridad del pozo que tenga una mala cementación primaria genera corrosión externa del casing que puede producir el colapso del pozo.

Productividad

Baja producción total: en campos maduros una baja productividad puede deberse a problemas mecánicos dentro del pozo como fallas del sistema de extracción, roturas de tubing, roturas de casing

o una combinación de las tres. La otra puede ser daño de formación y/o falta de presión en el reservorio/capa productiva. Un correcto monitoreo del reservorio permitirá discernir la causa raíz del problema y de esta manera tomar la decisión correcta para restaurar la productividad.

Alta producción total con alto corte de agua: en general los campos con secundarias muy maduras ($40 < WOR < 50$) los pozos productores tienen altos índices de productividad (IP) y necesitan sistemas de extracción para altos caudales (BES: bombeo electrosumergible).

Producción

Grandes volúmenes de agua en superficie: los altos caudales de producción bruta generan cuellos de botella en las instalaciones de superficie como baterías y plantas de tratamiento. También los grandes volúmenes de agua en superficie acarrearán problemas de erosión y corrosión en líneas de conducción/inyección, oleoductos y acueductos.

Producción de arena de formación: la producción de arena puede tener una causa raíz en el reservorio cuando este es friable o bien en reservorios consolidados con pozos de alto IP las fuerzas de arrastre en las cercanías del pozo son altas dado que como el flujo es radial las velocidades del fluido en el near wellbore pueden producir migración de finos que taponan o cortan la producción del pozo.

Rentabilidad

Ecuación económica muy ajustada: el barril de petróleo que se extrae debe pagar por su propio levantamiento y su tratamiento para su venta. Pero también por el levantamiento y tratamiento del agua ya sea para inyección secundaria o marginal. A medida que suben los cortes de agua el volumen a tratar es mayor y las necesidades de mantenimientos preventivos y correctivos también se ven incrementados por la naturaleza corrosiva del agua. Todo esto aumenta los costos fijos y variables, mientras el ingreso por venta de petróleo permanece constante o cae, el resultado de esto es una caída del margen de rentabilidad del campo. La falta de rentabilidad también es responsable de pérdida de reservas ya que por definición estas son económicas como se verá más adelante.

En función a los “problemas” que podemos encontrar en los yacimientos maduros estos a su vez se convierten en una oportunidad para las empresas operadoras para aplicar actividades que permitan contrarrestar dichos efectos. Ahora veamos algunas de las propuestas de trabajo que nos permitirán resolver algunos de los problemas mencionados anteriormente.

PROBLEMAS

- Yacimientos Depletados
- Alta producción de Arena
- Daño de Formación
- Reservas By-paseadas

PROPUESTA DE TRABAJO

- Métodos Secundarios y Terciarios
- Sistemas de control de arena.
- Fluidos de perforación acorde a las características de la formación. Estimulación.
- Perforación de pozos infill. Apertura de arenas adicionales.

VISUALIZANDO OPORTUNIDADES

Una de las grandes ventajas que presentan los yacimientos maduros es que poseen una infraestructura existente, información e interpretaciones disponibles y además oportunidades para continuar su desarrollo, pero que han sido desaprovechadas.

Algunas de las actividades que podemos realizar para identificar y priorizar las actividades que permitirán incrementar las reservas en un yacimiento, encontramos las siguientes:

Revisar los Estudios Previos	<ul style="list-style-type: none"> • Modelo Estático • Modelo Dinámico
Analizar el Comportamiento de Producción	<ul style="list-style-type: none"> • ¿Los pozos están produciendo a su potencial?
Prestar Particular atención	<ul style="list-style-type: none"> • Mecanismos de desplazamientos • Factor de Recuperación • Historia de presión • Reservas
Factibilidad de aplicar Métodos Secundarios o Terciarios	<ul style="list-style-type: none"> • ¿Se han aplicado? ¿Es rentable aplicarlos?
Revisar el Espaciamiento entre pozos	<ul style="list-style-type: none"> • Pruebas de interferencia
Considerar las condiciones de las instalaciones de superficie y de subsuelo	<ul style="list-style-type: none"> • Tuberías • Bombas • Facilidades de superficies

La búsqueda de oportunidades en un yacimiento es el trabajo que realizan a diario los ingenieros de yacimientos, geólogos y petrofísicos de desarrollo avocados al estudio de yacimientos y generando nuevas propuestas de trabajo con el propósito de optimizar la vida y el recobro de petróleo de cada pozo y yacimiento, especialmente en la etapa de desarrollo de los yacimientos.

Según L. P. Dake (The Practice of Reservoir Engineering, Elsevier 1994). Los cuatro responsabilidades básicas de un ingeniero en reservorio son:

- Determinar el POIS/GOIS.
- Estimar Reservas.
- Realizar Pronóstico de Producción (Declinación, Métodos Analíticos, Simulación, entre otros).
- Seguimiento y control operativo del reservorio, durante toda su vida.

Seguimiento y control operativo del reservorio, durante toda su vida es la cuarta y última responsabilidad técnica del ingeniero de reservorios, según la enumeración de Dake. Mientras que las tres primeras se realizan fundamentalmente en gabinete (oficina), esta última es más operativa y requiere de un fuerte contacto con el campo.

Conceptualmente consiste en “escuchar” al reservorio, seguir la evolución de la presión y la producción, y analizar su reacción ante distintos estímulos, para introducir posteriormente los cambios necesarios para optimizar la recuperación. Es, en definitiva, encontrar el régimen de explotación óptimo del reservorio.

Bibliografía Citada

1. Cuaderno de Producción. Colección de Soberanía Petrolera. PDVSA.
<http://www.pdvsa.com/images/pdf/cuadernos/Produccion.pdf>
2. Reversed Geo-Dynamic Approach for Brownfield Rejuvenation. <https://doi.org/10.2118/183013-MS>
3. Mature Basins Characterization and Opportunities Assessment. Case Study on Golfo San Jorge Basin Argentina. <https://doi.org/10.2118/185585-MS>
4. PRMS: Petroleum Resources Management System: <https://www.spe.org/en/industry/reserves/>
5. Wilhite, G.P. (1986): Waterflooding, SPE Textbook Series Volume 3, Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers.
6. 5to. Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas de Hidrocarburos: Yacimientos ¿Maduros? <https://www.iapg.org.ar/congresos/2013/produccion/trabajos.pdf>
7. Jornadas Técnicas IAPG 2008:
http://www.iapg.org.ar/sectores/eventos/eventos/eventos_iapg/2008/JornadasComahue/Martes20/Marana/Mesa%20Redonda%20Petr%F3leo%20Gesti%F3n%20de%20yacimientos%20maduros/Gestion%20de%20Campos%20Maduros_PESA.ppt
8. EOR: una estrategia sustentable: http://www.petrotecnica.com.ar/diciembre16/Petro_6-16/SIN_publicidad/EOR.pdf
9. Hedong Sun - Advanced Production Decline Analysis and Application-Gulf Professional Publishing (2015)

10. Resumen de reservas al 31/12/2018 Secretaria de Energía de la Nación.
http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/informacion_del_mercado/mercado_hidrocarburos/informacion_estadistica/reservas/Reporte_de_Reservas_2018-Version_Final_24-Oct-19.pdf
11. Dake, L., The Practice of Reservoir Engineering, Amsterdam: Elsevier. 1994.
12. Top 15 Countries by Oil Production (1965-2018):
https://www.youtube.com/watch?app=desktop&v=1ZiOjO_5gjQ