



LA VIDA PRODUCTIVA DE LOS YACIMIENTOS

ELABORADO POR:

MSC.ING.EVANNA FUENMAYOR/ ING. VICENTE BERRÍO

UNIDAD II | TÉCNICAS Y OPERACIONES DE YACIMIENTOS MADUROS

TEMA 1. VIDA PRODUCTIVA DE UN YACIMIENTO

La vida productiva de un yacimiento se puede separar en tres grandes etapas:

1. Exploración y Evaluación
2. Producción y Desarrollo
3. Abandono



Figura 1. Etapas de Desarrollo de un Yacimiento.

La Etapa **Exploratoria y de Evaluación** se inicia por medio de estudios geológicos y geofísicos los cuales permiten presumir condiciones favorables para la existencia de hidrocarburos en el subsuelo.

Cuando los geólogos y geofísicos descubren un yacimiento intentan establecer los límites de dicha acumulación. En esta etapa interviene un grupo multidisciplinario conformado por geocientistas e ingenieros de reservorios quienes deberán delinear y determinar el volumen aproximado de hidrocarburos (reservas) que puede producir ese yacimiento; y a su vez estimar la cantidad de pozos que se requerirán para poder extraer los hidrocarburos en un tiempo razonable, económicamente factible y amigable con el medio ambiente.

En esta etapa igualmente se lleva a cabo la primera perforación de uno o varios pozos, llamado comúnmente “Pozo (s) Exploratorio (s)” los cuales se perforan en ciertas regiones del área para conocer la existencia o no de hidrocarburos, y a su vez, la información adquirida durante su perforación servirá para delimitar el área del hallazgo.

El paso siguiente a la exploración petrolera es conocido como **Producción o Desarrollo**, fase durante la cual se busca extraer el hidrocarburo (petróleo o gas) desde un yacimiento hasta el pozo y de allí a la superficie; donde se separan, tratan, almacenan, miden y transportan para su posterior utilización, la producción forma parte de la cadena de actividades que realiza la industria petrolera.

Durante esta etapa los ingenieros de reservorios realizan estudios para la definición y evaluación de las mejores estrategias de explotación que permitan maximizar el factor de recuperación mediante la aplicación de diferentes métodos.

La producción, también llamada extracción, pasa por tres pasos esenciales:

- 1.- Comprobar la existencia de yacimientos de hidrocarburos en una región determinada, mediante la investigación geológica y geofísica, además de la perforación de pozos exploratorios.
- 2.- Determinar el área del yacimiento o yacimientos descubiertos por los pozos exploratorios, a través de la perforación de pozos de avanzada, que definirán los límites geográficos del yacimiento, aportando datos valiosos acerca del subsuelo de la región y los fluidos que contienen las rocas.
- 3.- Calcular el valor comercial del volumen recuperable de hidrocarburos. Si el estudio económico arroja resultados satisfactorios, se continúa la perforación de pozos de desarrollo y se construyen las instalaciones de superficie.

El ciclo de vida del campo finaliza con la **Etapas de Abandono** ya que la tasa de producción del yacimiento ha alcanzado su límite económico. Usualmente hay dos opciones para diferir esta fase, a través de la reducción de los costos operacionales o a través de un aumento en la producción.

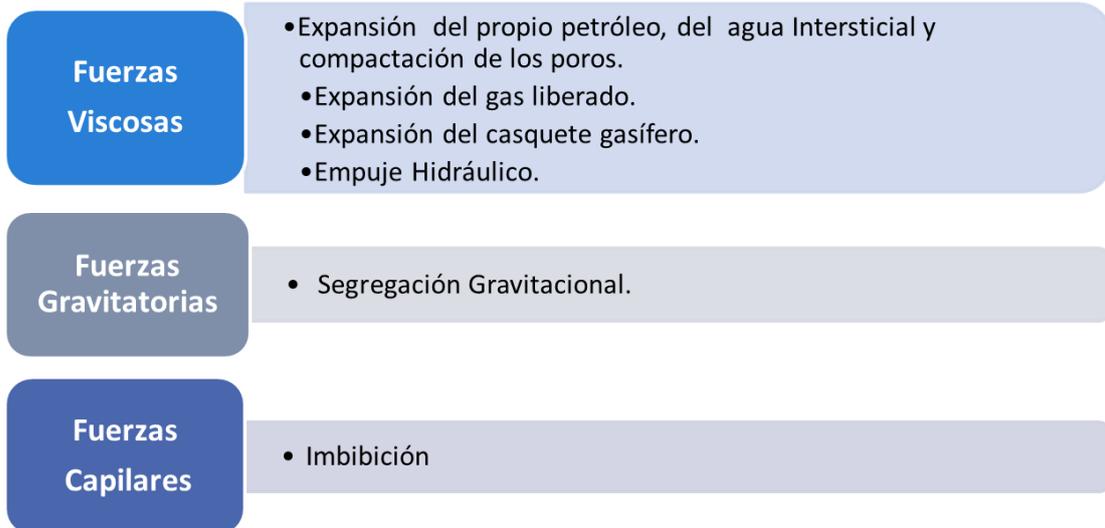
MECANISMOS DE DRENAJE O EMPUJE

El yacimiento inicia su producción de acuerdo a los mecanismos naturales denominados **Mecanismos de Drenaje o Empuje**. A estos se les define como aquellos fenómenos de desplazamiento que se asocian con los distintos tipos de energía existentes en el reservorio.

Los mecanismos de drenaje natural o primario, en los reservorios convencionales está dada por la existencia de tres fuerzas que determinan la dirección de desplazamiento de los fluidos en el subsuelo, estas se clasifican en:

- **Fuerzas de Impulsión o Viscosas:** Son las que provocan el movimiento de los fluidos desde las zonas de *mayor presión* a aquellas de *presión inferior*.
- **Fuerzas Gravitacionales:** Son las que hacen que los fluidos se muevan de acuerdo con su *densidad*: los de menor densidad relativa tenderán a elevarse, y los de mayor densidad, a bajar estructuralmente.
- **Fuerzas Capilares:** Son las responsables de que el *líquido mojante* tienda a entrar en las regiones de *menor radio capilar* y, por ende, de *menor permeabilidad*, o en las zonas con menor saturación de este fluido, y desplazan de ellas a los fluidos no mojantes.

Entonces el petróleo y el gas son desplazados hacia los pozos productores bajo la producción o recuperación primaria. Existen varios tipos de mecanismos de drenaje acorde a las fuerzas que actúen en el yacimiento. Para los reservorios convencionales de petróleo se encuentran los siguientes:



En lo que respecta a los reservorios de gas convencionales, los empujes posibles se reducen a:

- Expansión del propio gas (expansión monofásica).
- Empuje Hidráulico
- Imbibición

FACTOR DE RECOBRO O RECUPERACIÓN (FR)

Ahora bien, a partir de los mecanismos de desplazamientos presentes en el yacimiento se asigna un factor de recuperación (FR). Este se calcula como la relación entre recuperación final de hidrocarburos (EUR por su nombre en inglés) dividido por el petróleo original in situ (POIS u OOIP por su nombre en inglés):

$$FR = \frac{EUR}{POIS} \text{ (Ecuación 1)}$$

El FR representa el porcentaje del volumen total de hidrocarburos en fondo en un área determinada, extraíble, con el uso de la tecnología más adecuada y con rentabilidad económica. El FR en la etapa inicial de desarrollo del yacimiento estará asociado al tipo de drenaje presente en los mismo y en función al tipo de mecanismo que gobierne el sistema se obtendrá un porcentaje de eficiencia (ver figura 2).

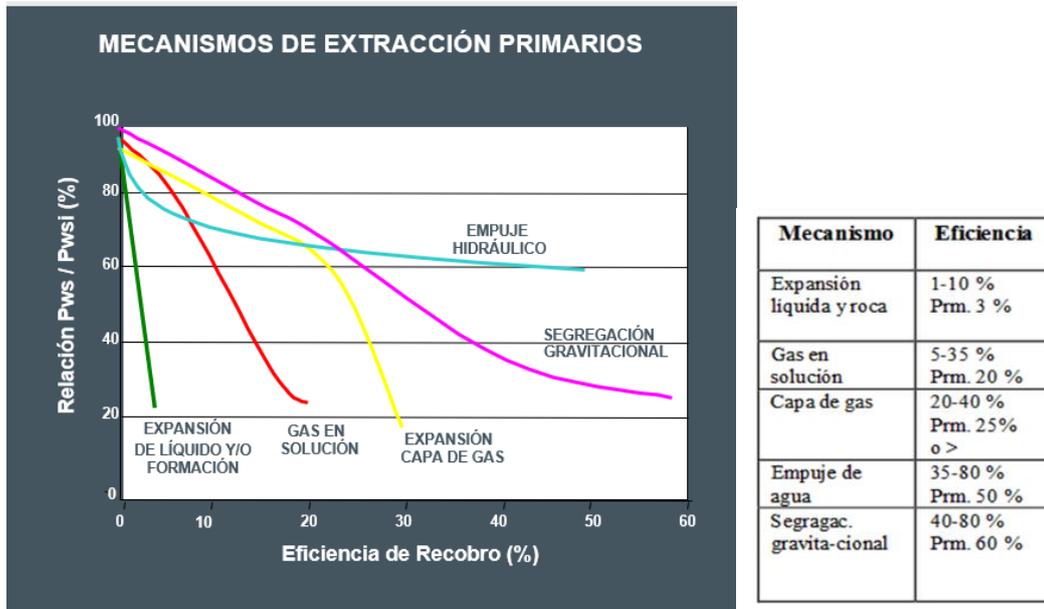


Figura 2. Mecanismos de Drenaje o Extracción Primaria.

No resulta sencillo asociar empujes con porcentajes de recuperación final de un yacimiento, debido justamente a la presencia simultánea de varios empujes y a las diferentes características de los reservorios. Además, es frecuente, que, durante la vida productiva de los yacimientos de petróleo, por ejemplo, actúen los cinco mecanismos en diferentes períodos.

Sin embargo, el porcentaje de recuperación (%FR) no solo dependerá de los mecanismos de drenaje primario, sino también de factores como:

- La geología del yacimiento.
- Características físicas de la roca, por ejemplo, la permeabilidad.
- Propiedades físicas del fluido, por ejemplo, la viscosidad.
- Técnicas de producción: Secundarios y/o Terciarios.

De manera que, al dejar de actuar los efectos de los mecanismos de drenaje primarios en el yacimiento, el factor de recuperación (FR) puede ser modificado a lo largo de su vida productiva.

En este sentido, cabe mencionar que los métodos secundarios y terciarios son dos de las actividades que permiten el incremento significativo del FR de un campo (ver figura 3). Numerosos trabajos científicos y de campo así lo comprueban. Es por ello, que se consideran tres tipos de recuperación:

- **Primaria:** Extracción de hidrocarburos hasta agotar los mecanismos de producción primaria por flujo natural y por levantamiento artificial.
- **Secundaria:** Consisten en inyectar al yacimiento agua o gas bajo presión, cuyo efecto de desplazamiento ha demostrado ser sumamente efectivo en el aumento de la recuperación del

petróleo. En los últimos años, estas técnicas son parte integral del proceso de producción, desde el comienzo de la explotación de un yacimiento.

La inyección de agua o gas se efectúa a través de pozos de inyección, cuya ubicación depende del tipo de yacimiento y de las características de las rocas y fluidos. Para esto se apoya en modelos de simulación computarizados y experimentales que permiten predecir con bastante precisión el comportamiento y la evolución de los diferentes parámetros involucrados. En algunas condiciones, la inyección de agua o gas no es aplicable o no es satisfactoria, y ello ha conducido al empleo de técnicas de recuperación terciaria, mejorada o mejorada.

- **Terciaria:** Con esta aplicación se modifican ciertas propiedades del petróleo en el yacimiento o de los fluidos inyectados a fin de mejorar la efectividad de su desplazamiento.

Por ejemplo: En los yacimientos de petróleo pesado y viscoso se ha logrado un aumento apreciable de la recuperación, mediante la aplicación de calor con agua caliente, vapor de agua y la generación directa de fuego en el subsuelo, inflamando el petróleo y manteniendo la combustión con inyección de aire.

Por otro lado, en yacimientos de petróleo mediano y liviano se inyectan solventes y productos químicos, conjuntamente con el gas o agua, con el objeto de reducir las fuerzas capilares que promueven la adhesión del petróleo a las rocas, reducir la viscosidad del petróleo para facilitar su movilidad o aumentar la viscosidad del fluido inyectado para mejorar la efectividad de su empuje.

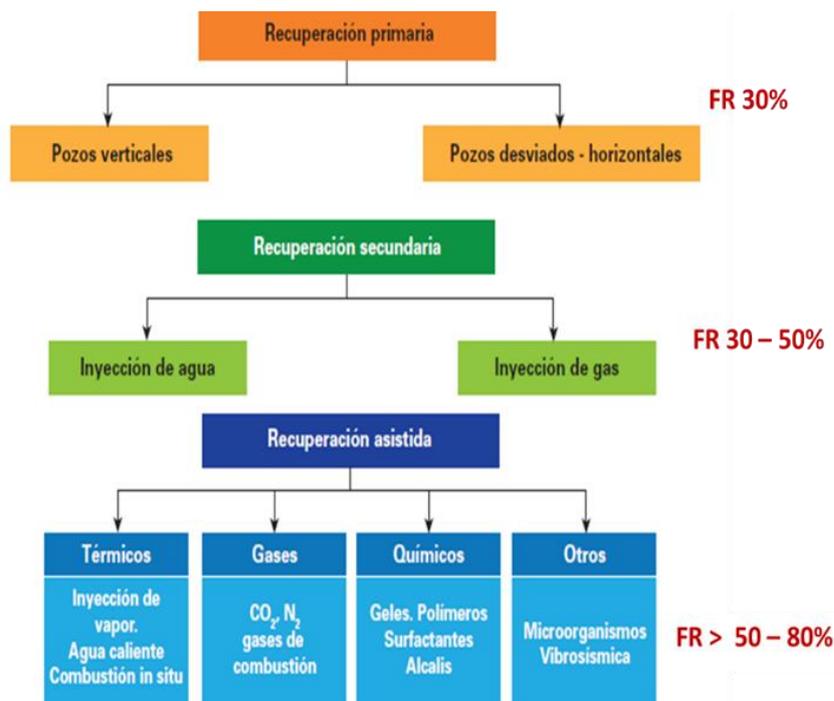


Figura 3. Tipos de Recuperación de hidrocarburos.

Veamos un ejemplo local de cómo se encadenan las distintas etapas para llegar a maximizar el factor de recuperación de un yacimiento:

La mayoría de los reservorios de petróleo de Argentina contienen petróleo subsaturado y la presión estática original (P_i) se encuentra por encima o muy cerca de la presión de burbuja (P_b). En estas condiciones una caída grande de la presión de reservorio por debajo del P_b hace que el gas en solución se libere formando una fase continua generando dos efectos que disminuyen la recuperación del petróleo:

1. Aumento abrupto de la viscosidad del petróleo.
2. Disminución de la permeabilidad relativa del petróleo (K_{ro}) y la permeabilidad relativa al gas (k_{rg}) frente a la presencia de una nueva fase más móvil y menos viscosa. Como ambos efectos no son deseables, las buenas prácticas indican que cuando la presión estática de fondo se encuentre entre un 5% a un 10% por encima de la presión de burbuja se debe empezar a inyectar agua, ya sea para mantenimiento de presión o recuperación secundaria.

Por lo tanto, el FR de primaria estarían entre el 10 al 15 % en promedio en la gran mayoría.

Una regla empírica muy usada es mencionada por Wilhite, G.P en la página 207 del libro *Waterflooding*:*“un buen proyecto de recuperación secundaria producirá la misma cantidad de m^3 que produjo la primaria.....”*. Esto en términos de FR, siguiendo con nuestro ejemplo, es un FR secundaria del 15% incremental sobre la primaria (mismo OOIP).

Por último, en lo que respecta a la recuperación terciaria, la inyección de polímeros es la tecnología probada y desarrollada. Cuenta con varios proyectos a nivel mundial en escalas piloto y masificadas.

A modo de ejemplos: en Daqing (China) se desarrolla el proyecto más grande de inyección de polímeros, sus resultados han permitido incrementar su FR en un 12%. En Argentina existe un proyecto en etapa de masificación (Grimbeek) y varios pilotos. Los rangos incrementales del FR terciaria, sobre una secundaria van del 5% al 15%, podemos asumir un 10%.

En resumen de lo expresado en los párrafos anteriores podemos sumar los Fr de las tres etapas de recuperación (Fr Primaria + Fr Secundaria + Fr Terciaria = 40 %) siempre y cuando estén referidos al mismo POIS/OOIP.

¿POR QUÉ ES IMPORTANTE CONOCER EL FR?

El FR es el parámetro que nos indica el grado de explotación de un yacimiento. El FR nos permite medir y evaluar el desarrollo del yacimiento, es decir, que cantidad de volumen de hidrocarburos estamos dejando sin extraer y el que estamos produciendo.

El FR es el número clave que necesitamos y podemos modificar de manera de extraer el mayor volumen de hidrocarburos. De aquí la importancia de estimar las reservas de un yacimiento, dado que, las reservas a extraer, viene dada por la siguiente ecuación:

$$\text{Reservas} = \text{POIS} \times \text{FR} \text{ (Ecuación 2)}$$

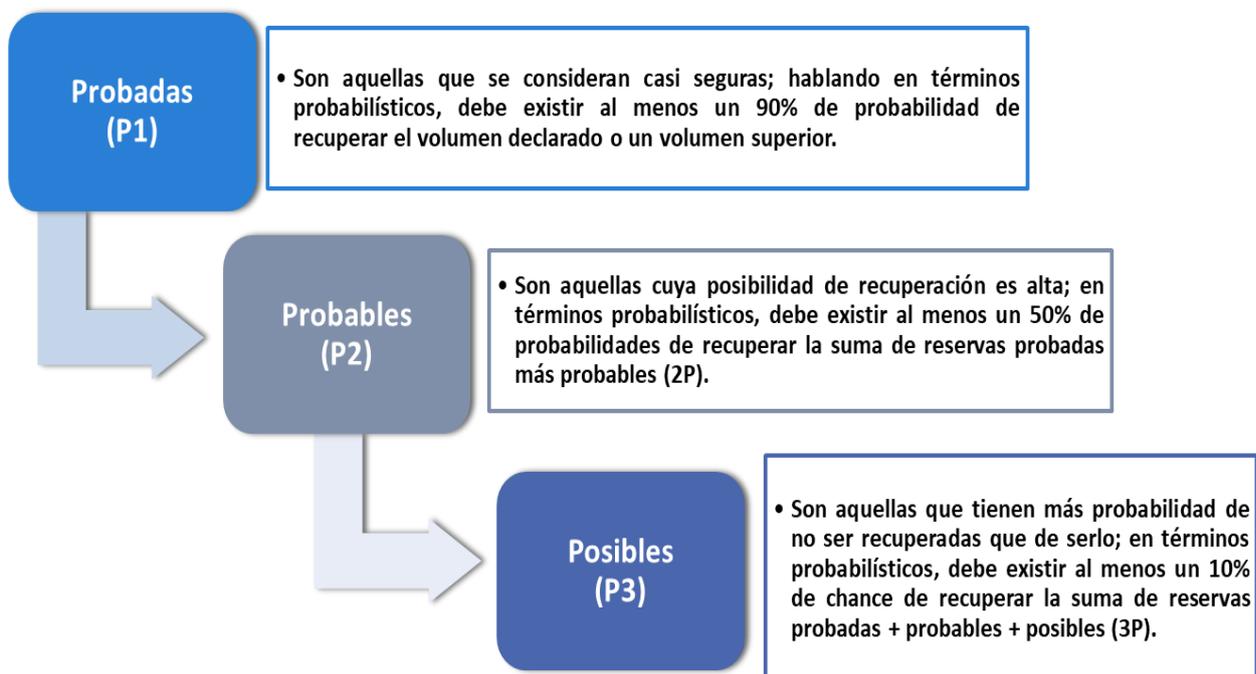
El factor de recuperación final que se obtenga en un yacimiento dependerá, en una buena parte, de la forma en que se lo ha explotado. Además, de los ritmos de producción del mismo y de la manera en que se aprovechó la energía natural que contenía el yacimiento al momento de descubrirlo

RESERVAS

El principal activo de una empresa de hidrocarburos son sus reservas.

Las reservas son aquellas cantidades de petróleo anticipadas a ser comercialmente recuperables, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo, en acumulaciones conocidas, a partir de una fecha dada en adelante bajo condiciones definidas. Las Reservas deben satisfacer cuatro criterios: descubiertas, recuperables, comerciales y remanentes (a partir de la fecha efectiva de evaluación) basadas en el(los) proyecto(s) de desarrollo aplicado(s).

En términos probabilísticos las reservas se clasifican de la siguiente forma:



Fuente: Society of Petroleum Engineers (SPE).

La industria ha volcado los conceptos de clasificación y categorización de recursos y reservas en documento denominado PRMS: Petroleum Resources Management System <https://www.spe.org/en/industry/reserves/>

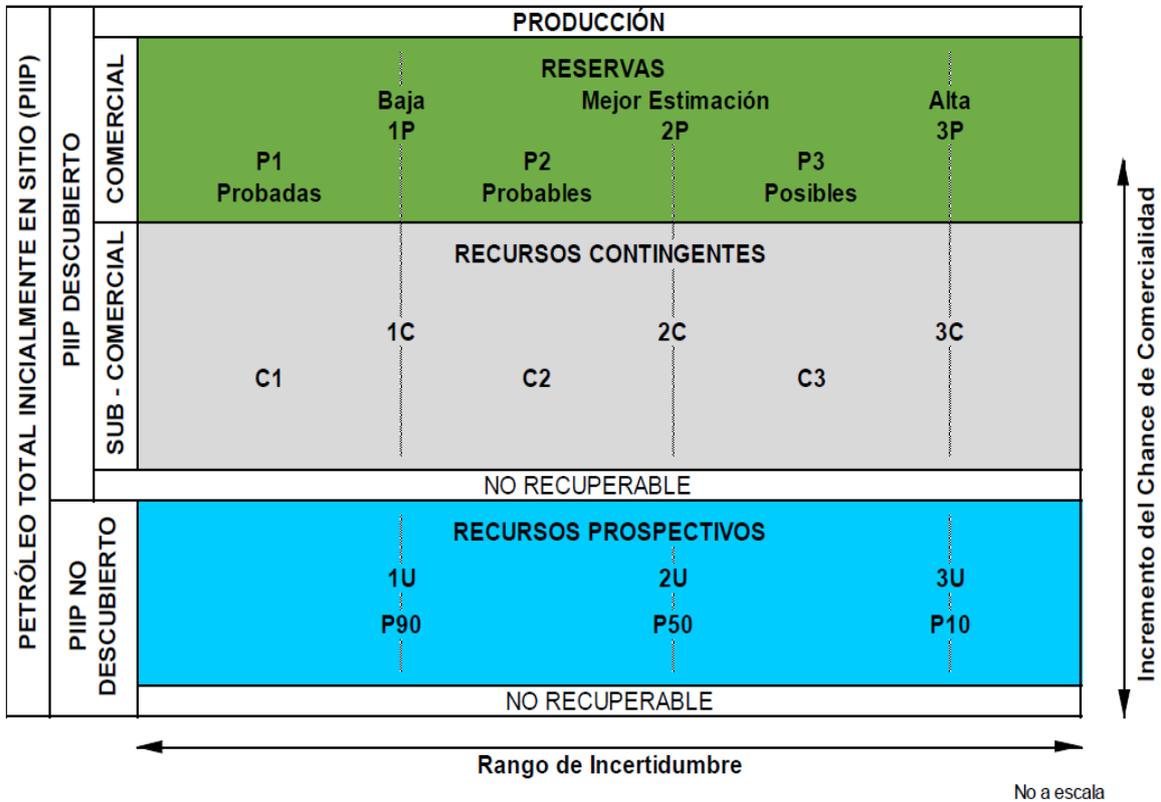


Figura 4. Marco de Clasificación de Recursos.

La figura previa resume el sistema de clasificación de recursos del PRMS. Este sistema clasifica los recursos en descubiertos y no descubiertos y define clases de recursos recuperables: Producción, Reservas, Recursos Contingentes y Recursos Prospectivos, así como Petróleo No Recuperable.

El eje horizontal refleja el rango de incertidumbre (categorización) de las cantidades estimadas potencialmente recuperables de una acumulación por medio de un proyecto, mientras el eje vertical representa la chance de comercialidad (clasificación), que es el chance de que se comprometa un proyecto al desarrollo y alcance el estado de producción comercial.

DECLINACIÓN

Es otro parámetro a considerar en el desarrollo de un yacimiento.

Luego de que dejan de actuar los mecanismos de drenaje naturales debido a la disminución de su energía (presión), el yacimiento inicia su etapa de declinación. La declinación es el *descenso* de la capacidad de producción de un yacimiento.

Existen dos tipos de declinaciones:

1. Declinación Energética

Es la declinación de la tasa de producción debido al **agotamiento de energía** del yacimiento y/o a la disminución de la permeabilidad relativa al petróleo y saturación de petróleo alrededor del pozo.

2. Declinación Mecánica

- Problemas inherentes a la formación, tales como: arenamiento, daño a la formación, producción de parafinas o asfaltenos, entre otros.
- Estados Mecánico del pozo (Deterioro de la tubería de producción y/o empaaduras, nivel de fluido, entre otros).
- Disminución de la efectividad de los métodos de producción.

Debemos considerar que la declinación energética no podemos modificarla, ya que responde a los efectos naturales del yacimientos, mientras que la declinación mecánica si la podemos modificar, realizando actividades que permitan disminuir su valor para así aumentar el FR.

Luego de haber planteados los conceptos sobre Mecanismos de Drenaje, Factor de Recuperación (FR), Reservas y Declinación, evidenciamos como cada uno de ellos forman parte de la vida productiva de un yacimiento (ver figura 5).

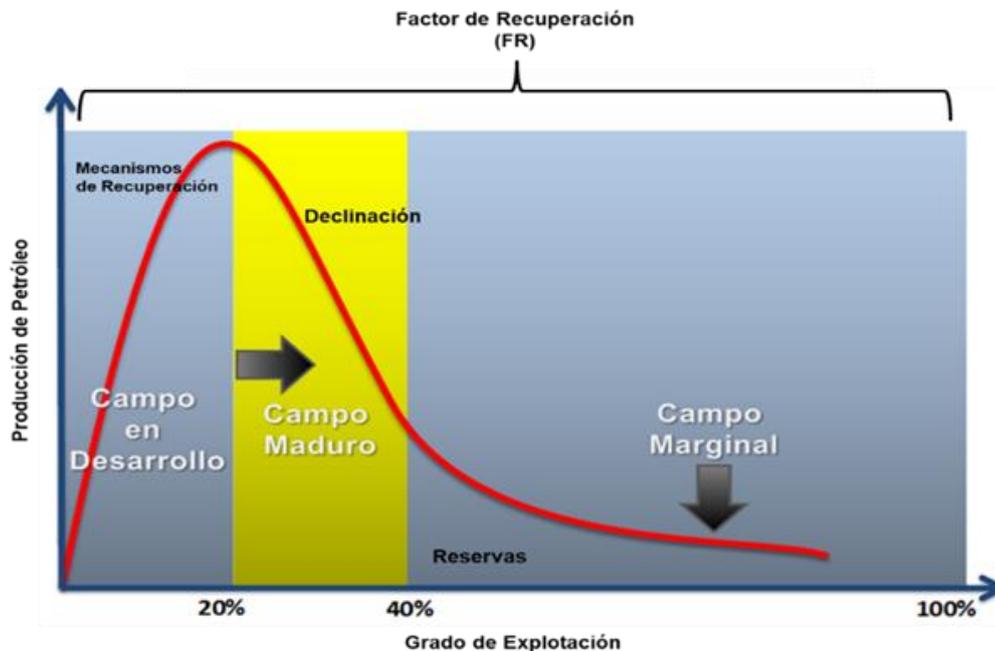


Figura 5. Vida productiva de un Yacimiento.

En la figura anterior se clasifica la vida productiva de un reservorio en tres (3) etapas o ciclos: Campo en Desarrollo, Campo Maduro y Campo Marginal.

- **Campo en Desarrollo**, básicamente responde al momento donde el yacimiento inicia su producción por recuperación primaria y el grado de explotación se encuentra aproximadamente en un 20%.
- **Campo Maduro**, se encuentra generalmente asociada al tiempo en donde el yacimiento ha dejado de producir naturalmente, ha alcanzado su pico o máxima producción e inicia su declinación. El grado de explotación estaría alrededor de un 40% aproximadamente. Este concepto lo desarrollaremos ampliamente más adelante.
- **Campo Marginal**, es aquel campo maduro cuyo comportamiento de presión - producción impide que se le asignen recursos suficientes por tener bajos índices de rentabilidad, posee altos costos de producción y además genera requerimientos de tecnología especializada. En ocasiones recibe recursos de otros proyectos para mantenerlos con actividad. Esta definición es la más aceptada en la actualidad por PEMEX.

Relacionados con el bajo valor económico, se tiene los conceptos siguientes:

Pauzi (1999) mencionan que "marginal se refiere a estar en la línea de frontera entre lo económico y lo no económico para su desarrollo".

Schiozer (2005) define "campo marginal es todo aquel que está próximo al límite de la viabilidad económica por cualquier razón técnica o económica".

El bajo valor económico, es para estos autores, y para la mayoría de la gente que trabaja en la industria, la característica principal para la definición de un campo marginal. Es importante resaltar que el bajo valor económico de un campo está relacionado directamente a algunas variables, así como a la compañía operadora y al precio de la venta del petróleo.

Ahora bien, los **Campos o Yacimientos Maduros** presentan características interesantes de discutir y analizar a la hora de evaluar el cómo ha sido su explotación, ya que existen campos que por la magnitud de sus reservas remanentes o por su bajo factor de recuperación son candidatos a implementarse en ellos procesos adicionales de recuperación.

Es por ello, que los dos (2) parámetros que nos ayudan a determinar si el yacimiento ha sido explotado eficientemente estarán en función de sus reservas remanentes o el factor de recuperación.



LECTURA COMPLEMENTARIA

A continuación les comparto una sección de un artículo científico realizado por profesionales de la empresa YPF S.A, en donde podrán conocer los factores de recuperación de los principales campos en Argentina.

EOR: una estrategia sustentable

Por **Lic. Ing. Sebastián Kaminszcik** e **Ing. Andrés López Gibson** (YPF S.A.)

Según estudios de universidades y de consultoras internacionales, la demanda global de energía esta pronosticada en crecimiento a una tasa de 1/3 desde ahora hasta 2035. Como las reservas “fáciles” se están depletando, el foco debería ser puesto en el desarrollo de reservorios complejos y en la optimización de los campos maduros que aún no han alcanzado su límite técnico. Otra fuente de suministro para cubrir la demanda vendrá de las técnicas de EOR aplicadas a los campos existentes.

Según el análisis de diferentes consultoras que recopilan información de campos alrededor del mundo como IHS, el factor actual de recobro para campos de petróleo es aproximadamente del 35%. Esto significa que, al menos, las 2/3 partes del petróleo descubierto se deja en el reservorio, llevando el factor de recobro del 35% al 45%, lo cual debería traer un adicional de un trillón de barriles a un mundo hambriento de energía. Incluso si el precio del petróleo no es elevado, es necesario construir una cultura de EOR.

En la figura 10 se presenta la tendencia global. Revisando la bibliografía y la literatura especializada se pueden encontrar trabajos en los que se presentan distintas distribuciones de factores de recobro global.

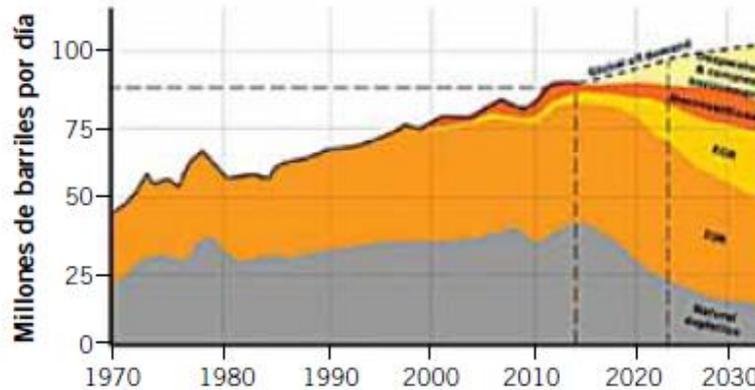


Figura 10. Producción y demanda futura de petróleo (Modificado después de IEA (International Energy Agency, 2014).

En las figura 11 y 12 se muestran dos ejemplos: uno basado en los datos de la consultora IHS® y otro presentado por SOGIC®. De las figuras se desprende que el promedio global de factor de recobro se mueve alrededor del 35% y que el valor alcanzado depende mucho del grado de complejidad que tienen los reservorios.

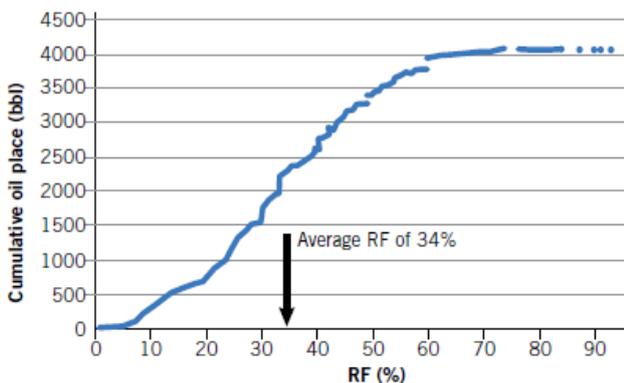


Figura 11. Factor de Recobro Global (IHS Database®).

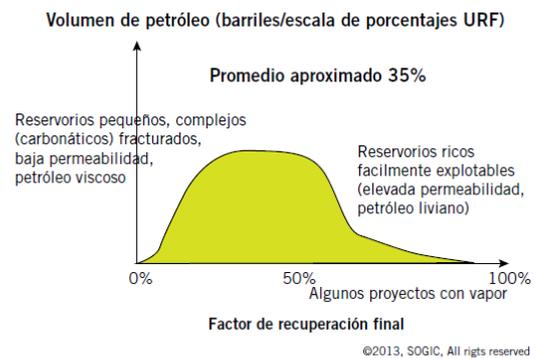


Figura 12. Factor de Recobro Global (Willem Shulte-SOGIC®).

En la figura 13 se muestra un ejemplo de distribución para 50 campos de YPF. Se puede observar que a nivel país se registra un valor promedio en torno al 22%-23%, valor que aún se encuentra lejos del promedio global. Tengamos en cuenta que aumentar en apenas un 1% este rendimiento dentro de las cuencas actualmente activas equivaldría a unos 500 millones de barriles, es decir, cerca de dos años de producción. En resumen, hay aún un importante premio en muchos campos para incrementar el factor de recobro. Esto puede alcanzarse a través de mejores ejecuciones y más efectivas en costos de los desarrollos convencionales aprovechando las mejores prácticas.

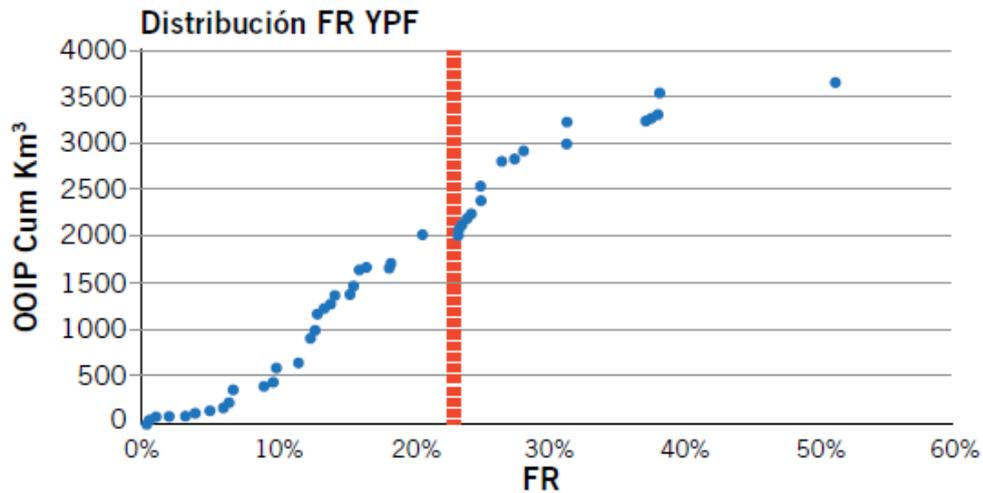


Figura 13. Factor de Recobro País-YPF®.

Asimismo en muchos campos el despliegue de tecnologías IOR-EOR son requeridas para alcanzar más altos factores de recobro sobre el ciclo de vida del campo. El debate que se desarrolla dentro de YPF y que debería ocurrir en compañías con una importante cantidad de activos es cuál es la relación entre la madurez de un campo y su factor de recobro. En la Argentina solemos hablar de campos maduros y son diversos los aspectos que se deben tener en cuenta para definirlos y además se encuentran ampliamente discutidos en la literatura, pero intuitivamente se los asocia a campos viejos.

En la figura 14 se puede observar un análisis realizado por YPF junto a la consultora Wood MacKenzie donde se destaca la relación entre los años de explotación de los 60 principales campos de la Argentina y su factor de recobro.

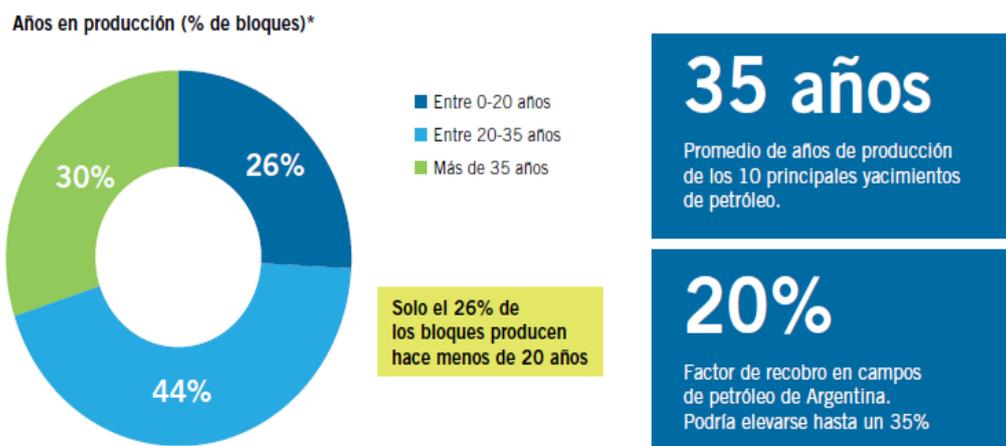


Figura 14. Años de producción versus Factor de Recobro (Fuente: Wood MacKenzie, elaboración propia. Basado en los 60 campos principales de Argentina).

En base a esto se realizó un análisis detallado de los principales campos de petróleo con el fin de tener un punto de partida en la evaluación del potencial. Para tener un estimado del límite técnico target de cada uno de los campos y sin entrar en el microdetalle del grado de complejidad de los mismos se realizó un Benchmarking basado en datos oficiales de CyC reservoirs®.

A partir de la información disponible en dicha base de datos (936 Formaciones productivas en el nivel mundial), se evaluaron qué campos eran comparables, por analogía, con los campos operados por YPF. A los fines prácticos la definición del factor de recobro máximo se realizó a nivel cuenca. Se aplicaron dos criterios de selección que tuvieron en cuenta aspectos geológicos y aspectos dinámicos del reservorio.

Aspectos geológicos:

- Se filtró por ambientes sedimentarios que están presentes en nuestras cuencas productivas, como ambientes fluviales, barras y dunas. Eliminamos, por ejemplo, ambientes tipo arrecifes/corales o domos salinos.
- El segundo criterio geológico fue la relación net/gross, para eliminar los grandes reservorios que si bien son del mismo ambiente nada tienen que ver con los que vemos en nuestras cuencas.

Aspectos dinámicos:

- Mecanismo de drenaje: se eliminaron, por ejemplo, los mecanismos de compresión de roca y se dejaron los que tenemos documentados (Gas en Solución Expansión de Gas Expansión Monofásica Acuíferos Moderados y Acuífero Fuerte).
- Grado API°: entre las propiedades de fluidos, si bien es la más simple también es la que todos los reservorios de la base de datos tenían medida y da una idea de la viscosidad clave para los procesos de terciaria.

De esta manera de las 936 formaciones productivas iniciales quedaron 19 formaciones análogas a la CGSJ, 21 para la Cuyana y 26 para la Neuquina. Para ese set por cuenca se promediaron los factores de recuperación al abandono (Fr al EUR).

Luego de obtener el Límite Técnico target se realizó un Análisis para cada región con la idea de estimar el potencial upside, como ejemplo en la figura 15 se presenta lo obtenido para la Región Chubut y Santa Cruz.

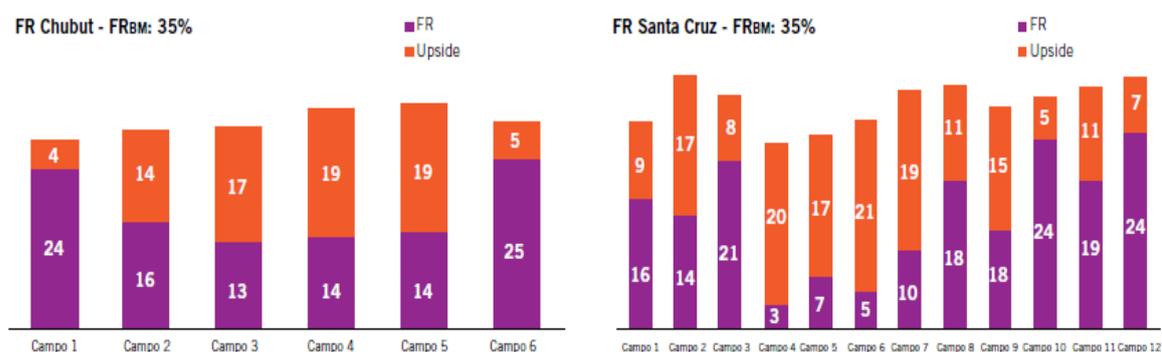


Figura 15. FR actual versus Upside, ejemplo Chubut y Santa Cruz.

Luego se realizó el cálculo de madurez como la diferencia entre el 100% y las reservas comprobadas (P1) en función del total acumulado, es decir una relación entre todo lo que se tenía de volumen y lo que se consumió de ese volumen. En la figura 16 se presenta un ejemplo para Chubut y Santa Cruz.

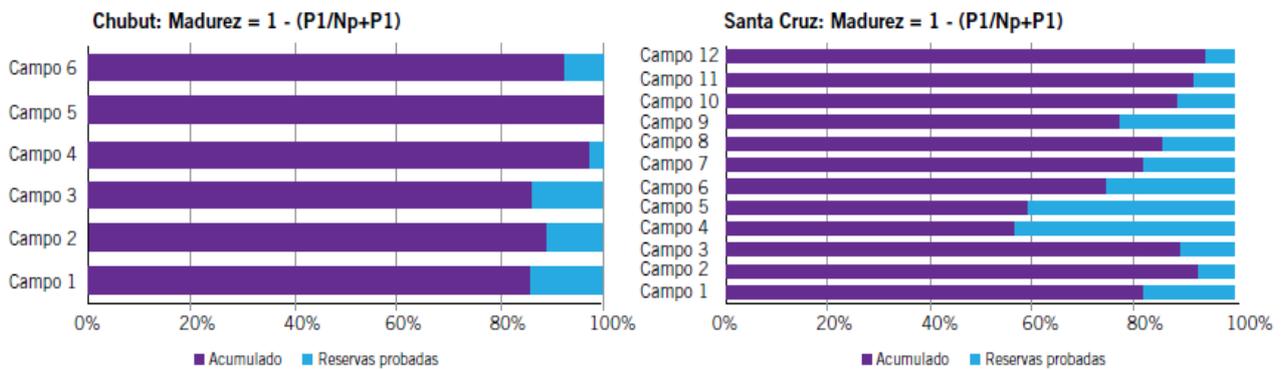


Figura 16. Madurez, ejemplo Chubut y Santa Cruz.

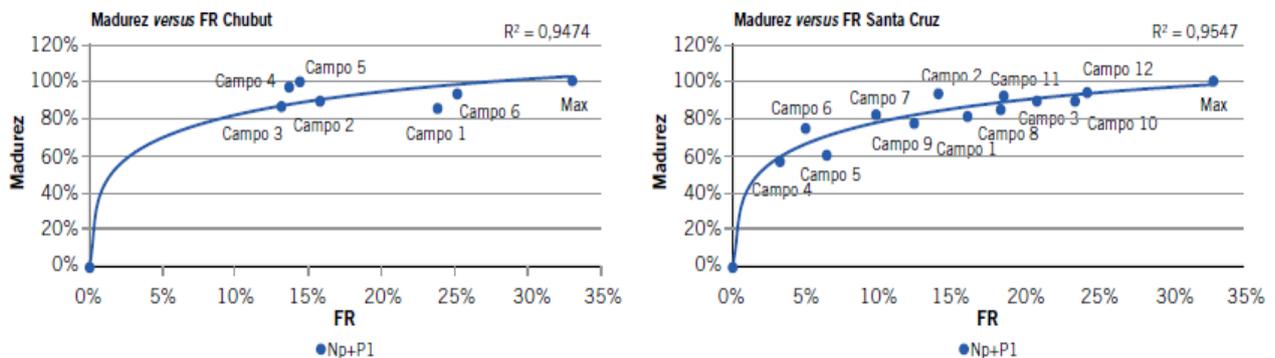


Figura 17. Correlación Madurez-Factor de Recobro, ejemplos Chubut y Santa Cruz.

Una vez obtenidos los gráficos de madurez, se buscó si existía una correlación entre esta variable y el factor de recobro. En la figura 17 se presenta como ejemplo dicha correlación para Chubut y Santa Cruz. De los gráficos anteriores se pueden obtener las siguientes conclusiones:

- Existe una correlación entre el factor de recobro y la madurez en volúmenes de los campos.
- La tendencia es hacia un valor aproximado al 35% que es el estimado como target al hacer el Benchmarking.
- Más del 40% de los campos poseen un alto grado de madurez, pero con un factor de recobro menor al promedio.

Es importante destacar que una vez realizado el análisis macro de la situación es necesario abordar el detalle para comprender por qué los bajos factores de recobro. En la literatura y en diversas conferencias se mencionan algunas causas:

- La presión del reservorio ha caído muy por debajo de la presión de burbuja.

- La inyección de agua no es suficiente.
- El diseño de patterns no cubre el campo de forma irregular.
- Inyección fuera de zona.
- Geología más compleja que la reflejada en los modelos.
- Fenómenos complejos a escala poral que redundan en una mayor saturación residual de petróleo.
- Subzonas con mayor viscosidad que generan un bypass de la inyección y no permite barrer todo el petróleo contactable.

Todas estas causas juntos con otras pueden resumirse en un indicador que represente la complejidad del reservorio, son muchas las compañías que poseen un sistema para la evaluación de dicho índice para luego contrastarlo contra los factores de recobro y así poder tener un banco de análogos.

Podrán acceder al artículo completo en el siguiente enlace:

http://www.petrotecnia.com.ar/diciembre16/Petro_6-16/SIN_publicidad/EOR.pdf