

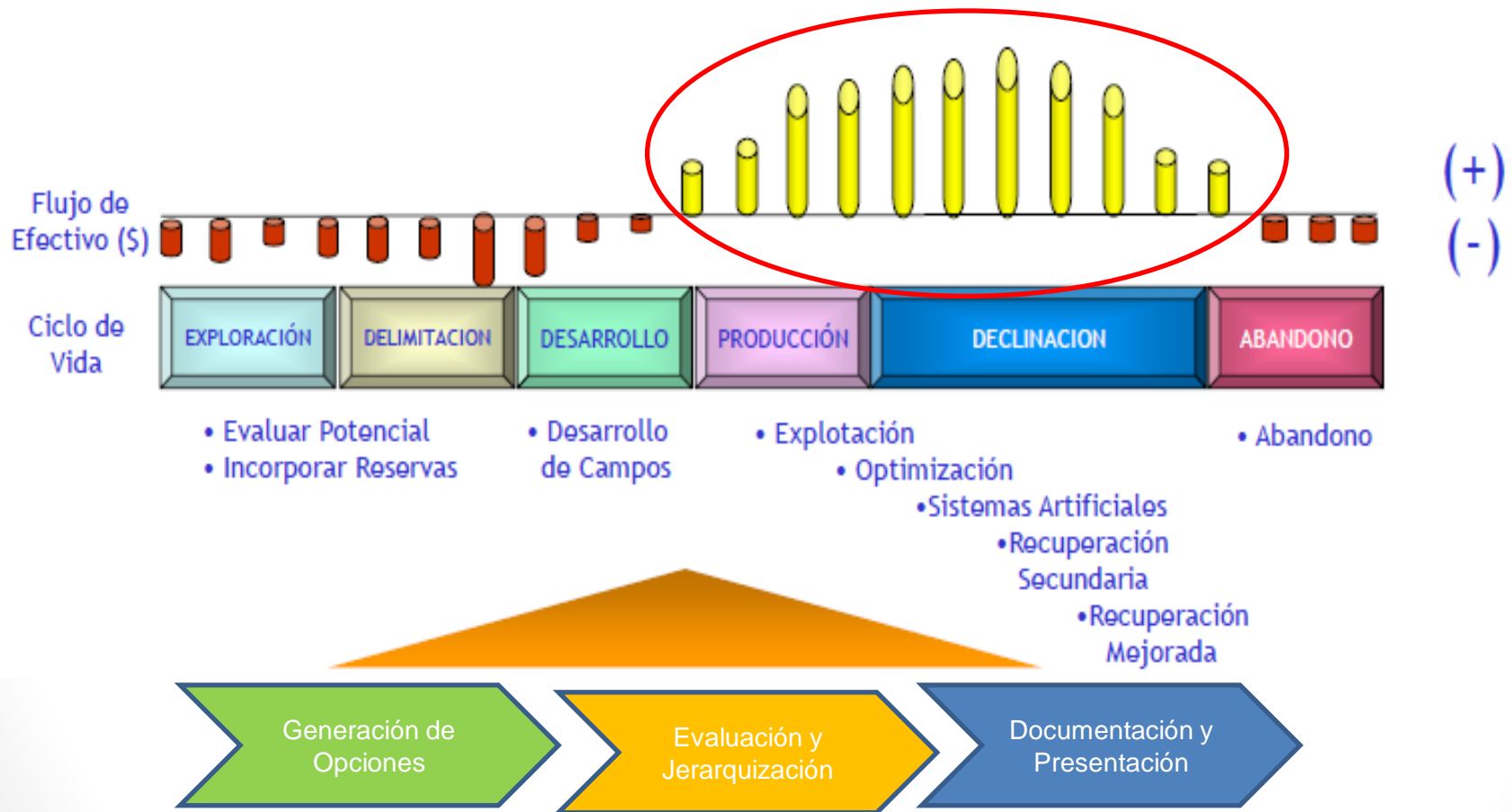
YACIMIENTOS MADUROS



¿ Qué Conocemos sobre los Yacimiento Maduros ?

- *Docentes: Msc. Ing. Evanna Fuenmayor*
- *Ing. Vicente Berríos*

Ciclo de Vida de un Yacimiento

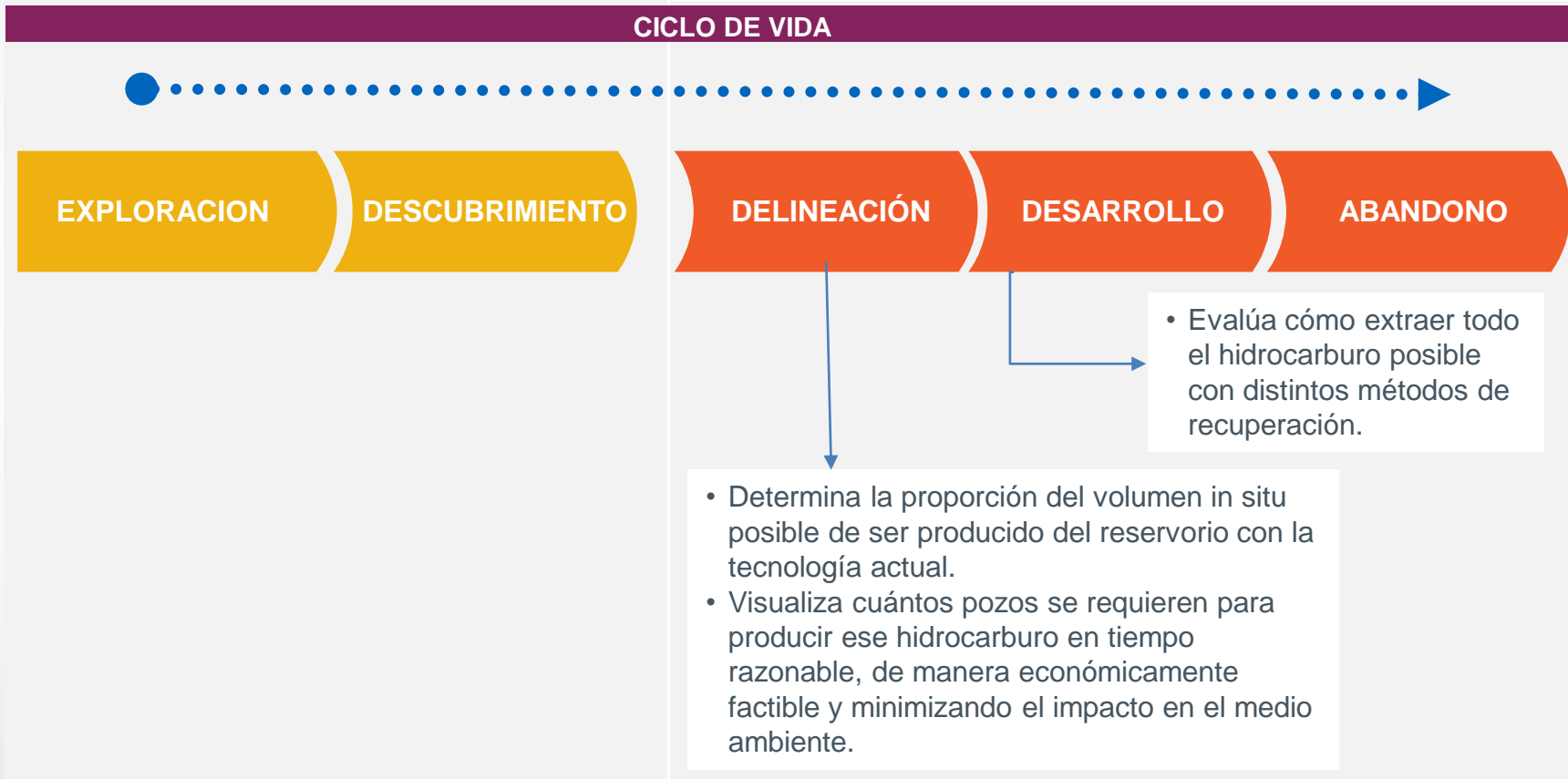


Etapas en la Vida productiva de un Yacimiento



Etapas en la Vida de un Yacimiento

Principales Funciones del Ingeniero de Reservorios en el ciclo de vida



Ciclo de vida de un Campo Petrolero



$$GE = \text{Grado Explotación} = \frac{P.ACUM (NP)}{REC.FIN (EUR)}$$

Etapas productivas de un Yacimiento

Campo de Desarrollo

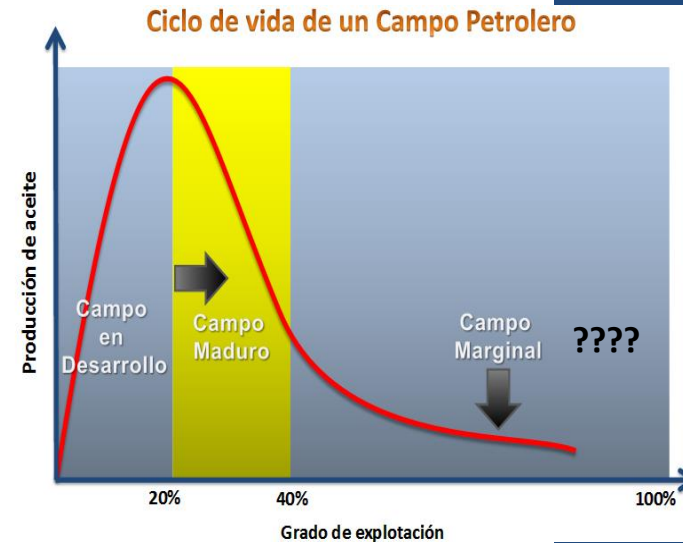
- Responde al momento donde el yacimiento esta en delineación y comienza su etapa productiva

Campo Maduro

- Asociada al tiempo en donde ha alcanzado su pico de producción e inicia su declinación. El grado de explotación estaría alrededor de un 40% aproximadamente. Es una consecuencia de la explotación.

Campo Marginal

- Campo maduro cuyo comportamiento de presión - producción impide que se le asignen recursos suficientes por tener bajos índices de rentabilidad. Es una clasificación puramente financiera.



Yacimientos Maduros: Otras Consideraciones

Yacimientos Maduros

Son aquellos que se encuentran en su última etapa de desarrollo productivo.

Son campos llegando a su límite económico después esfuerzos de recuperación primaria y secundaria

Son campos que están produciendo en el modo declinación.

Presentan bajos índices de rentabilidad, es por ello que los planes de inversión se encuentran condicionados por el mercado y nivel de costos de extracción y producción.

Requieren de tecnologías.

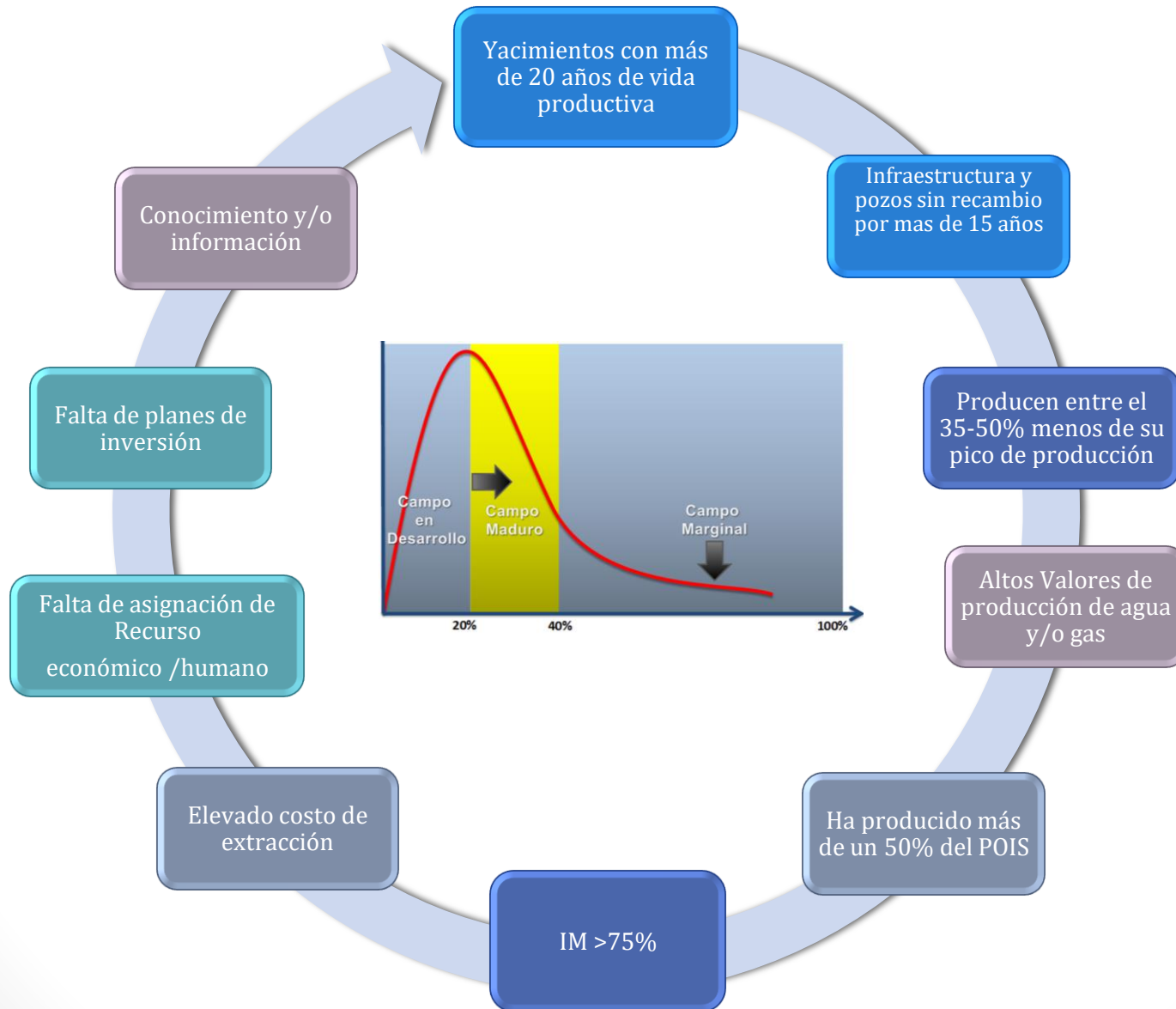
Índice de Madurez

Se define como el cociente entre la producción acumulada de petróleo a una fecha dada y la acumulada estimada al agotamiento.

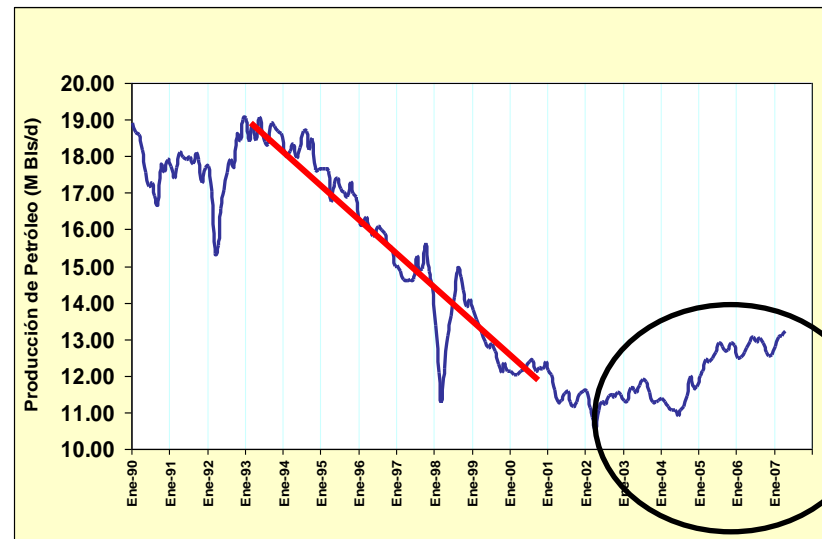
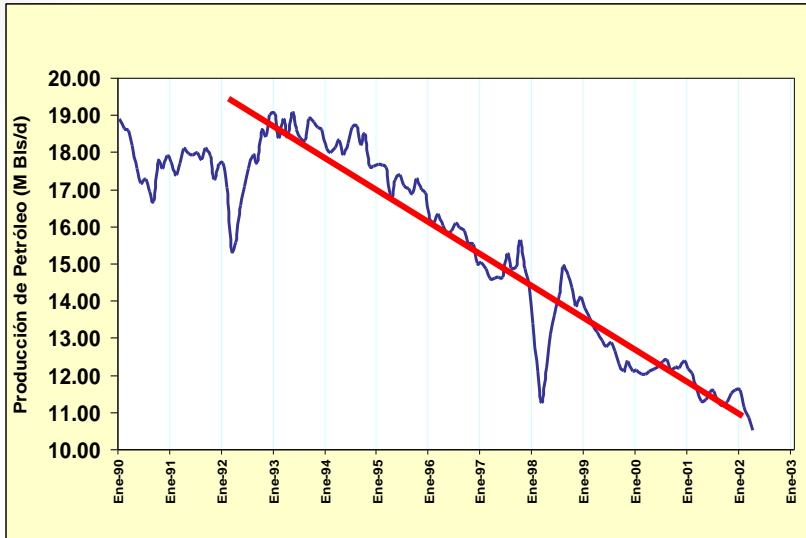
$$IM = \frac{Np}{EUR}$$

Si $IM > 75\%$ el campo es maduro

Yacimientos Maduros: Características



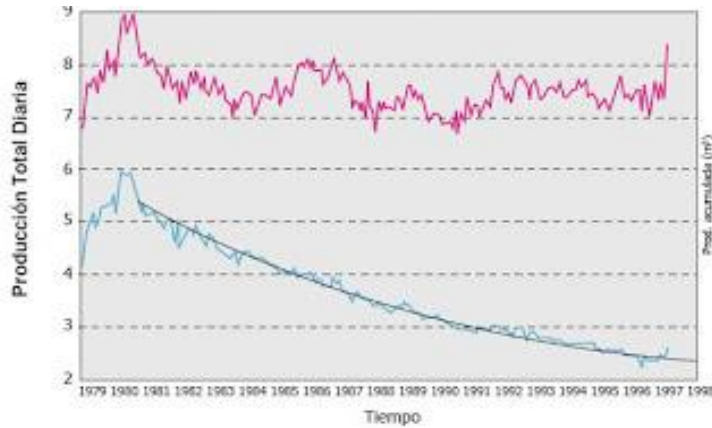
Campo Maduro Vs Marginal



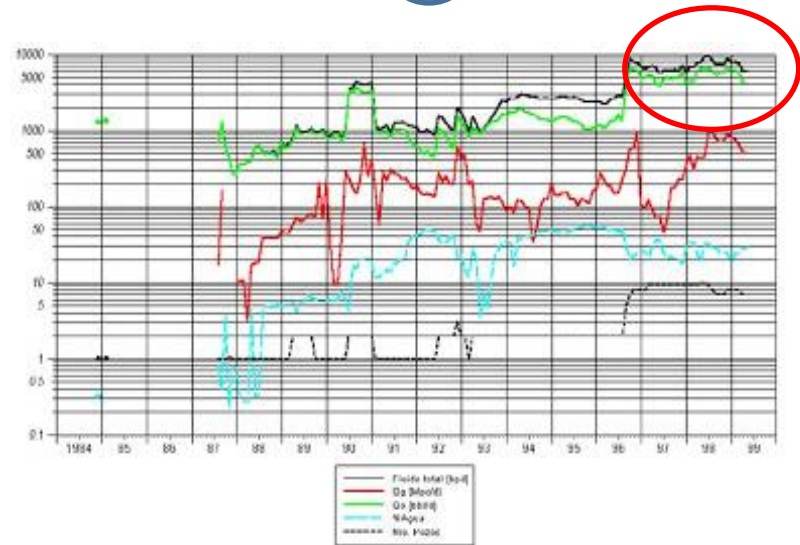
Comportamiento de Producción de un campo

¿Los pozos están produciendo a su potencial ?

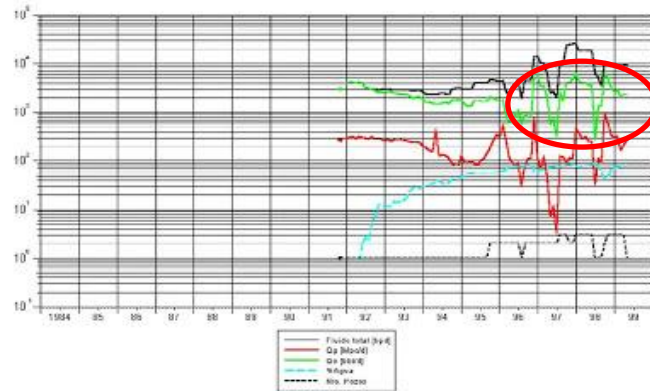
1



2



3



La Producción del pozo alcanzó su máxima producción después de varios años

La Producción del pozo inestable ¿porque?

Primeros Análisis

Campos Viejos / Muchos años en Producción / Mucha depletación

Factores de recuperación: ¿Qué debo esperar? ¿altos o bajos?

Valores de la declinación en la producción ¿altos o bajos?

Presencia de mucho pozos inactivos y los activos con problemas para producir.

¿La producción actual es baja? Respecto a que? Los pozos están produciendo a su potencial?

¿Cuántas Reservas me faltan por producir?





Reflexionemos sobre lo siguiente:

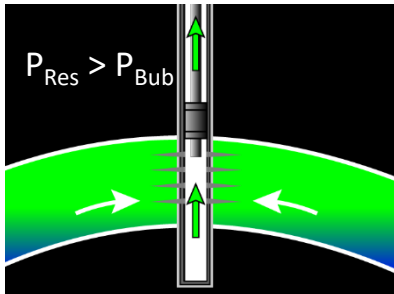
1. ¿Los mecanismos de drenaje presentes en un reservorio está relacionado con el FR?
2. ¿ Cual factor de recuperación ? Inicial, final o el total? de un reservorio.
3. ¿ El conocer el FR nos permite encarar los métodos de recuperación secundarios y/o mejorados?
4. ¿El FR se puede modificar ? ¿De que sirve modificarlo?

Recordemos algunos conceptos...

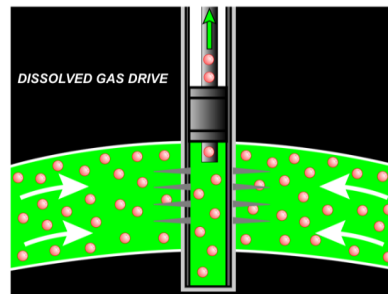


Mecanismo de Drenaje: Definición

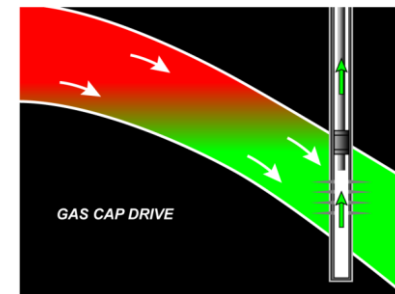
Se denominan Empujes o Mecanismos de Drenaje a los fenómenos de desplazamiento que se asocian con los distintos tipos de energía existentes en el reservorio. Los empujes pueden ser : Naturales o Artificiales.



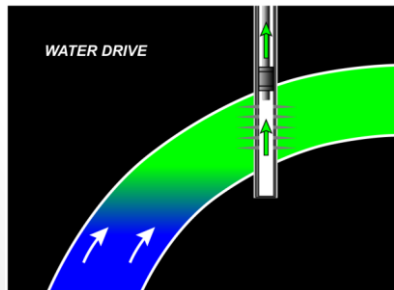
Expansión del propio petróleo, del agua Intersticial y Compactación de los poros.



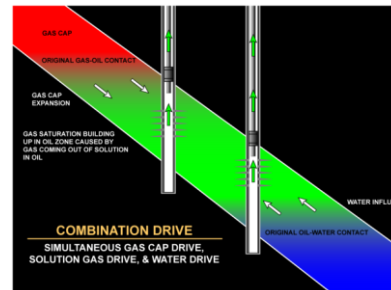
Expansión del gas Disuelto.



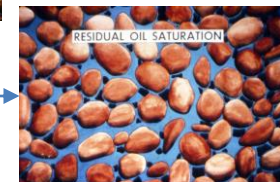
Expansión del casquete gasífero.



Empuje Hidráulico.



Segregación Gravitacional (Combinado).



Imbibición.

Mecanismo de Drenaje o Desplazamiento

- **Las 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**.
- **Las 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.
- **Las 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.

Mecanismo de Drenaje o Desplazamiento

Fuerzas Viscosas

Expansión del propio petróleo, del agua Intersticial y compactación de los poros.
Expansión del gas liberado.
Expansión del casquete gasífero.
Empuje Hidráulico.

Fuerzas Gravitatorias

- Segregación Gravitacional.

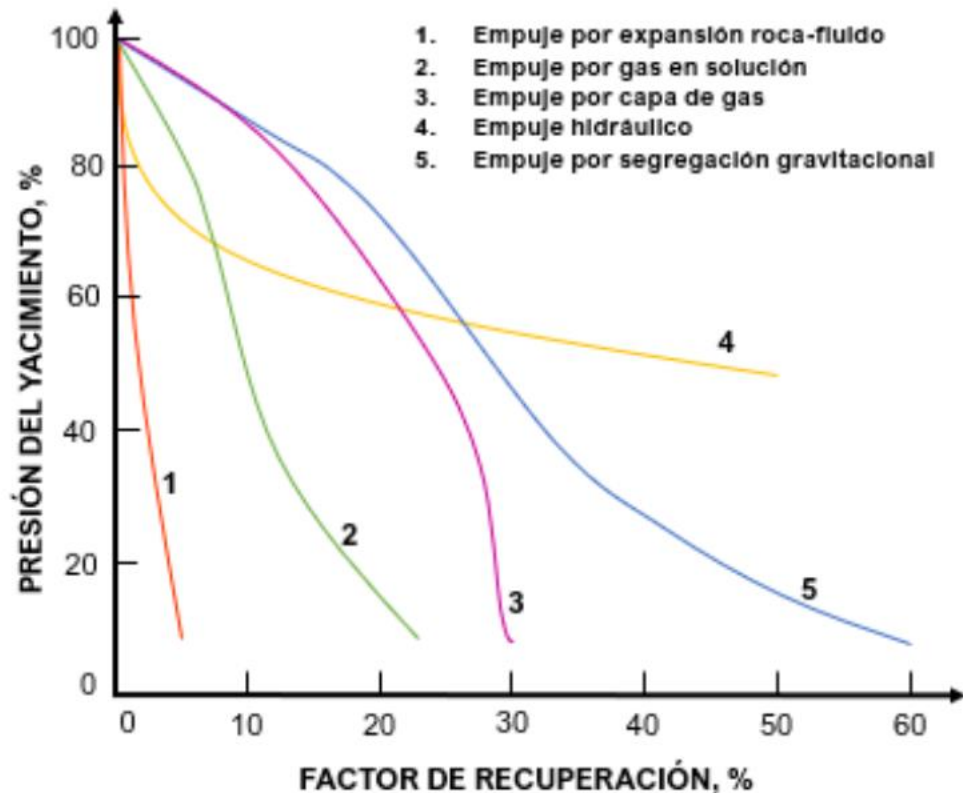
Fuerzas Capilares

- Imbibición

Factor de Recobro: Definición

Es la cantidad recuperable de hidrocarburos existente en el lugar, normalmente expresada como un porcentaje.

$$FR = \frac{EUR}{POIS}$$



Relación Fr con la Estrategia de Desarrollo

Recuperación Primaria

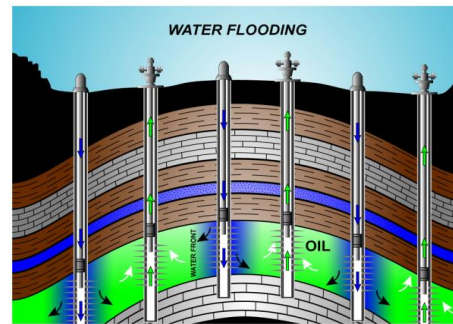
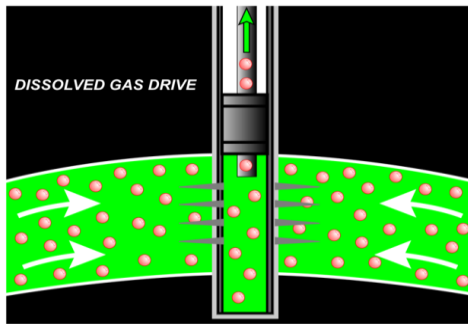
Extracción de hidrocarburos hasta agotar los mecanismos de producción primaria por flujo natural y por levantamiento artificial.

Recuperación Secundaria

Consiste en inyectar al yacimiento agua o gas encaminado a mantener o incrementar la energía y/o recuperación de hidrocarburos del yacimiento.

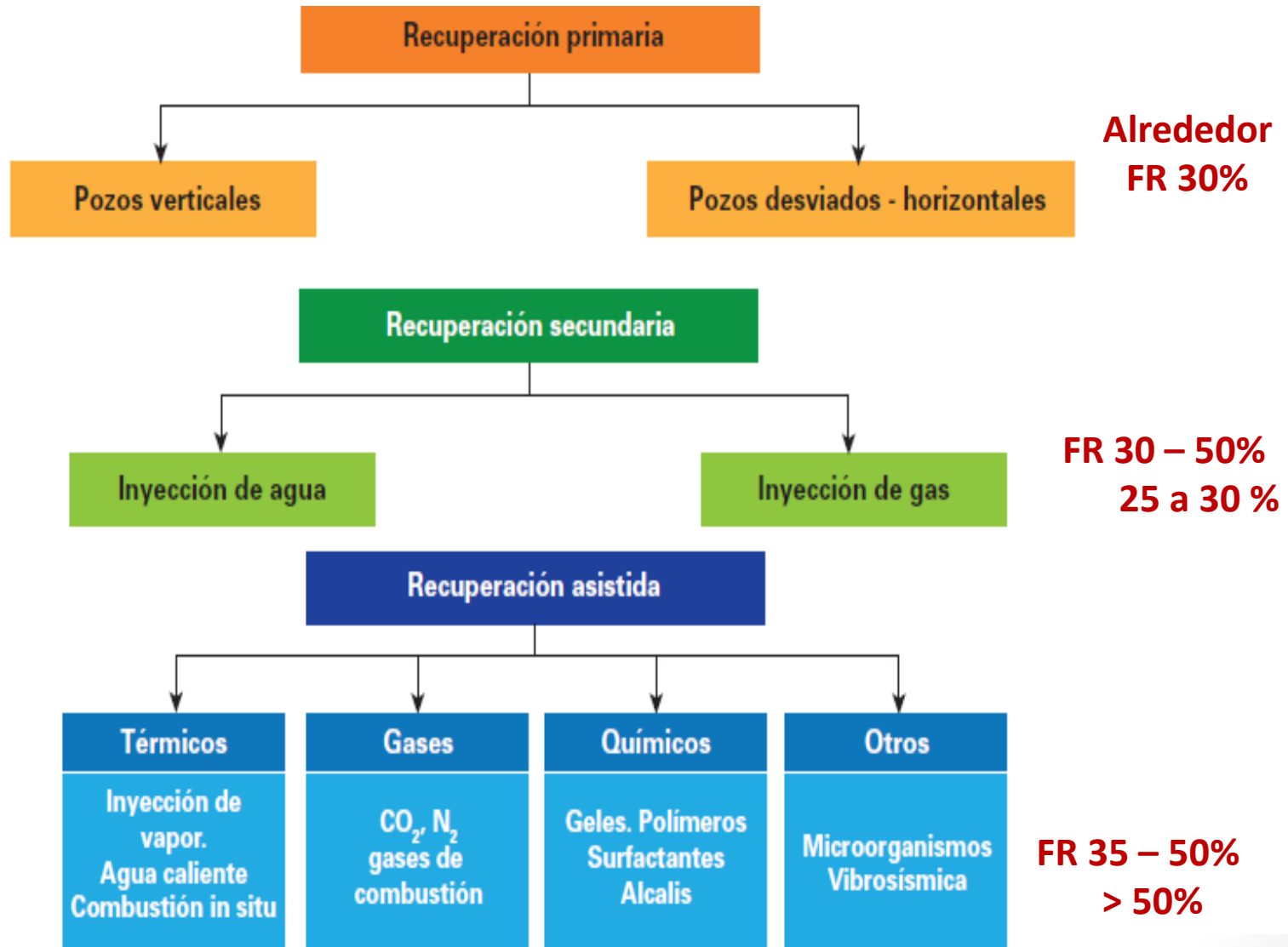
Recuperación Terciaria

Considera cambios en las propiedades de la roca (como la mojabilidad) o del fluido (como la viscosidad o la tensión interfacial).



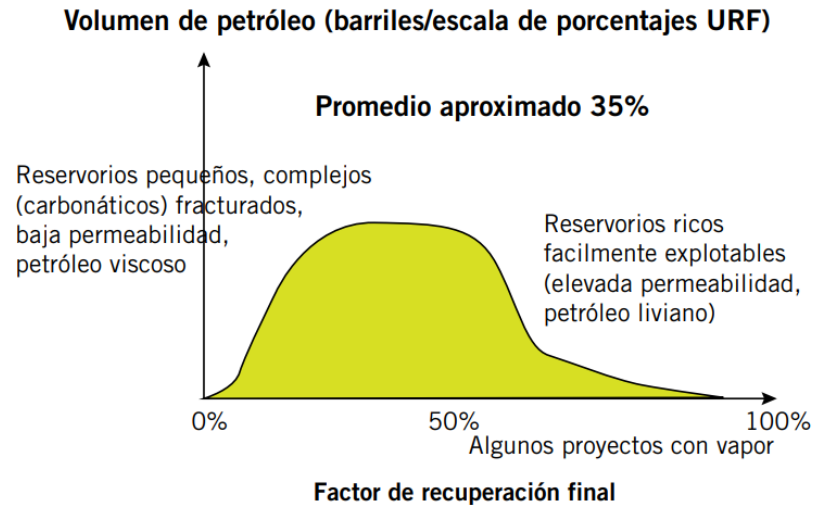
$$Fr_{total} = Fr_{Primaria} + Fr_{Secundaria} + Fr_{Terciaria}$$

Etapas de Recuperación



% FR a Nivel Mundial

- Casi el 70% de la producción mundial acumulada proviene de campos maduros. Cerca del 48% - 60 de la producción mundial procede de campos maduros
- Estudios de benchmarking del Fr (evaluación comparativa realizada por IHS® y otro de SOGIC®) arroja un promedio global de 35%.
- El valor alcanzado depende del grado de complejidad estática y dinámica del reservorio.



©2013, SOGIC, All rights reserved

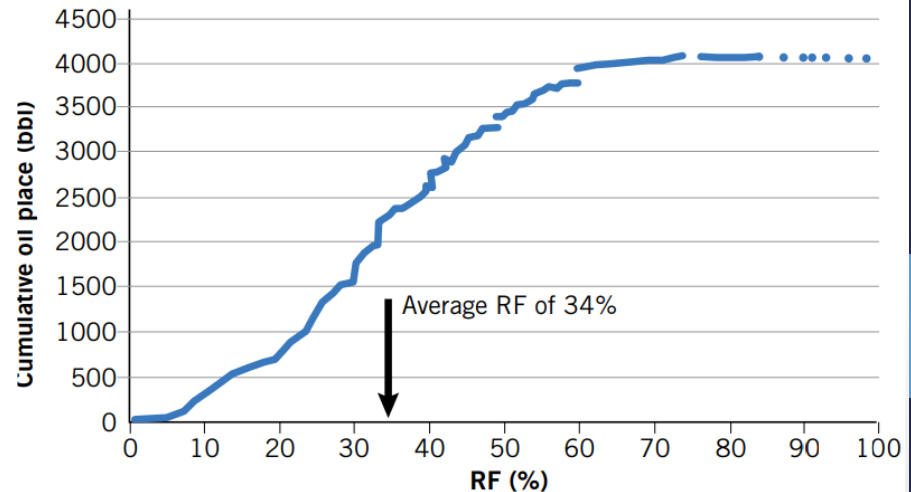
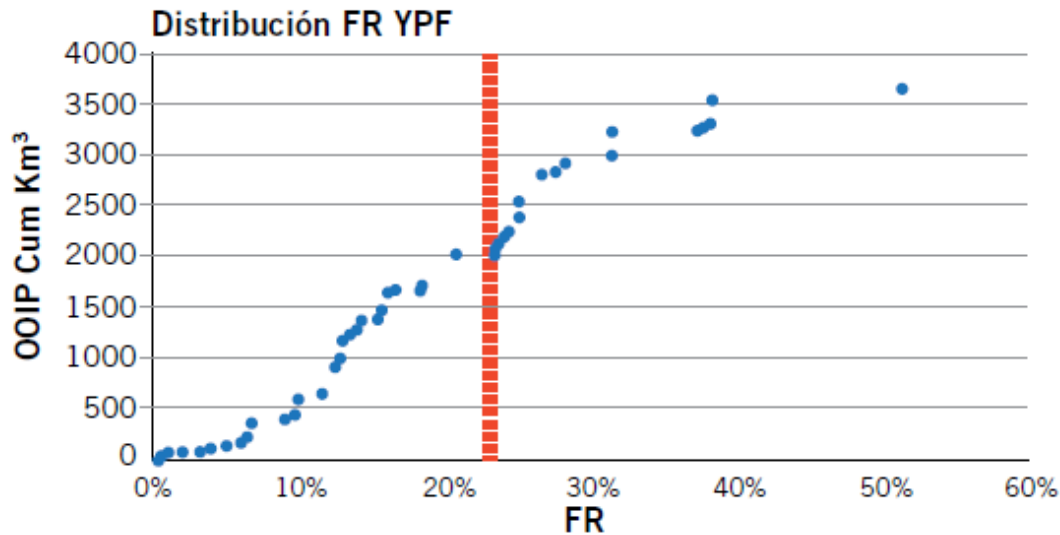


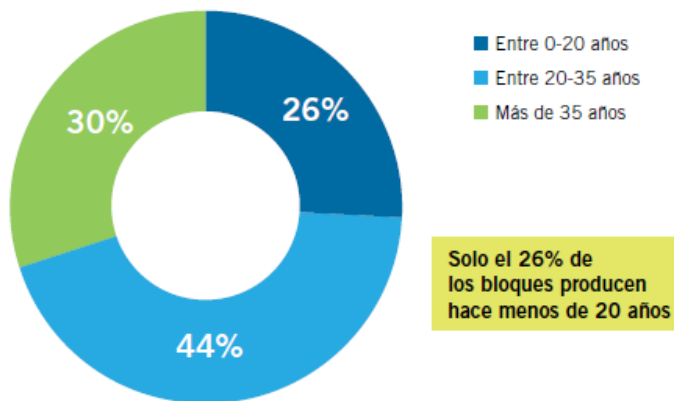
Figura 11. Factor de Recobro Global (IHS Database®).

% FR en Argentina en Campos Maduros



Fr entre el 22% y 23%

Años en producción (% de bloques)*



Solo el 26% de los bloques producen hace menos de 20 años

35 años

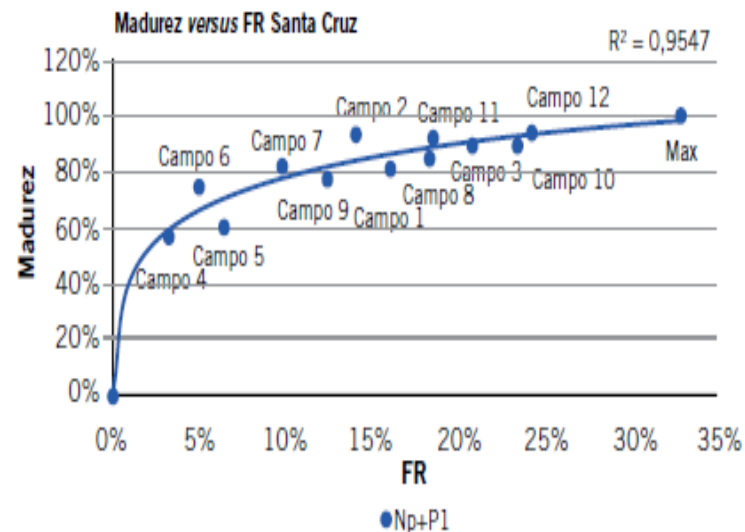
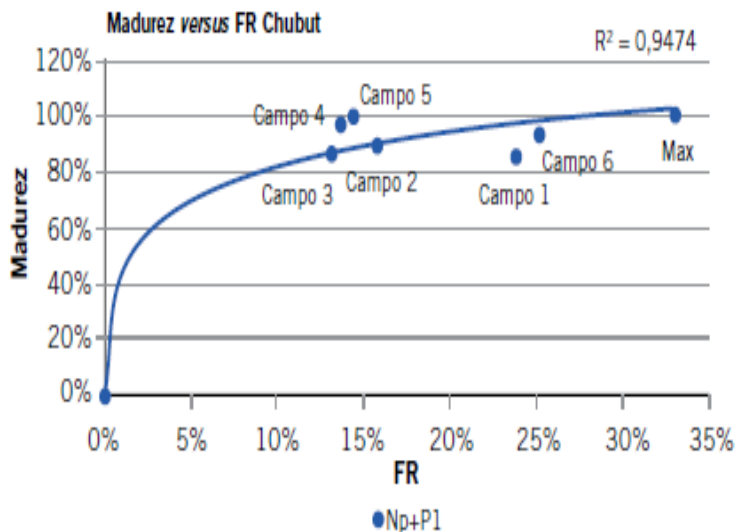
Promedio de años de producción de los 10 principales yacimientos de petróleo.

20%

Factor de recobro en campos de petróleo de Argentina. Podría elevarse hasta un 35%

% FR en Argentina en Campos Maduros

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



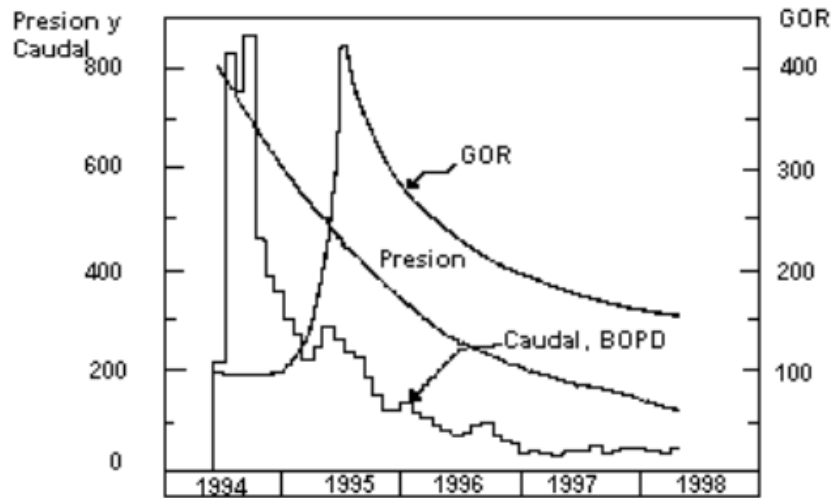
- Existe una correlación entre el factor de recobro y la madurez en volúmenes de los campos.
- Más del 40% de los campos poseen un alto grado de madurez, pero con un factor de recobro menor al promedio.



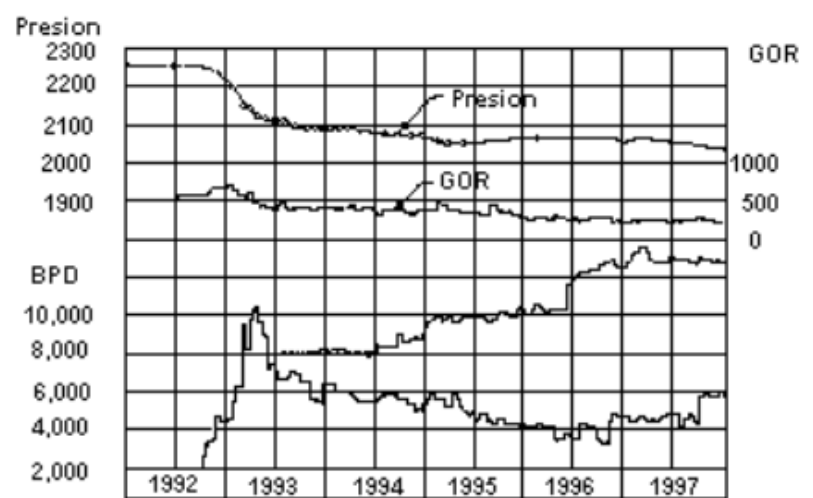
Reflexionemos sobre lo siguiente:

1. ¿Por que la producción de un pozo alcanza un nivel máximo de producción (o pico), y a partir de allí declina hasta un límite económico o hasta un límite físico por las características del yacimiento?
2. ¿Qué o cuales factores afectan la declinación de un reservorio?
3. ¿La declinación de un reservorio puede modificarse?

Los Yacimientos Producen y Declinan



DATOS DE PRODUCCION - RESERVORIO DE GAS DISUELTO

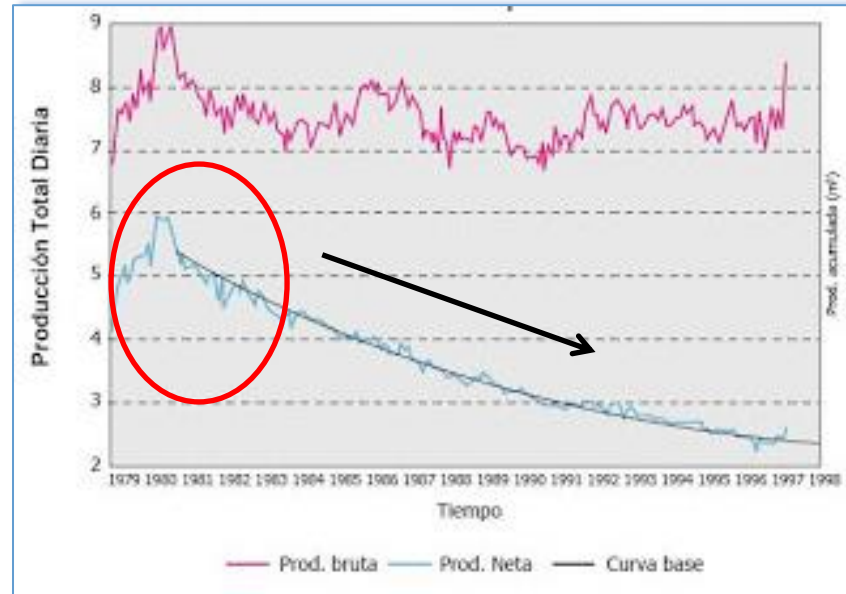
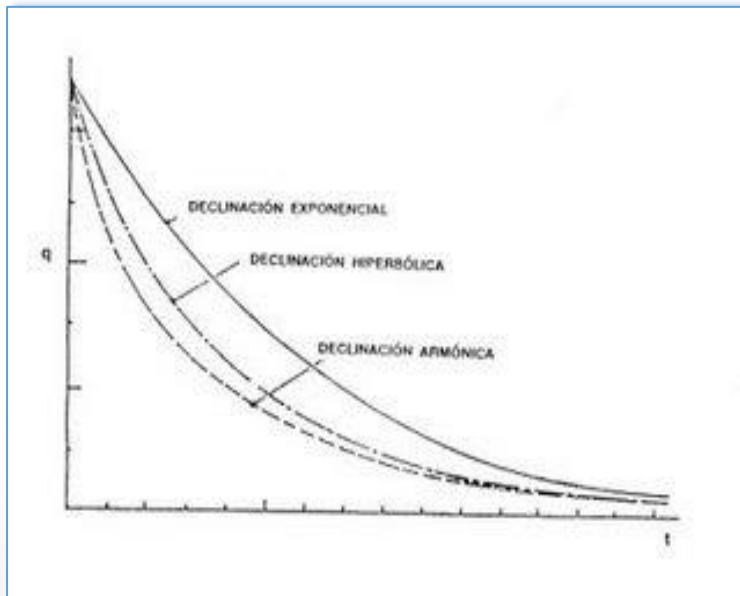


PRODUCCION EN UN RESERVORIO DE EMPUJE POR AGUA

Declinación de un Yacimiento

La declinación es el *descenso* de la capacidad de producción de un yacimiento.

Declinación Energética (Natural): 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.



Declinación de un Yacimiento

Declinación Mecánica:

- Disminución de la efectividad de los métodos de producción.
- Problemas inherentes a la formación, tales como: arenamiento, daño a la formación, producción de asfaltenos.
- Estados Mecánico del pozo (Deterioro de la tubería de producción, empaaduras, etc).

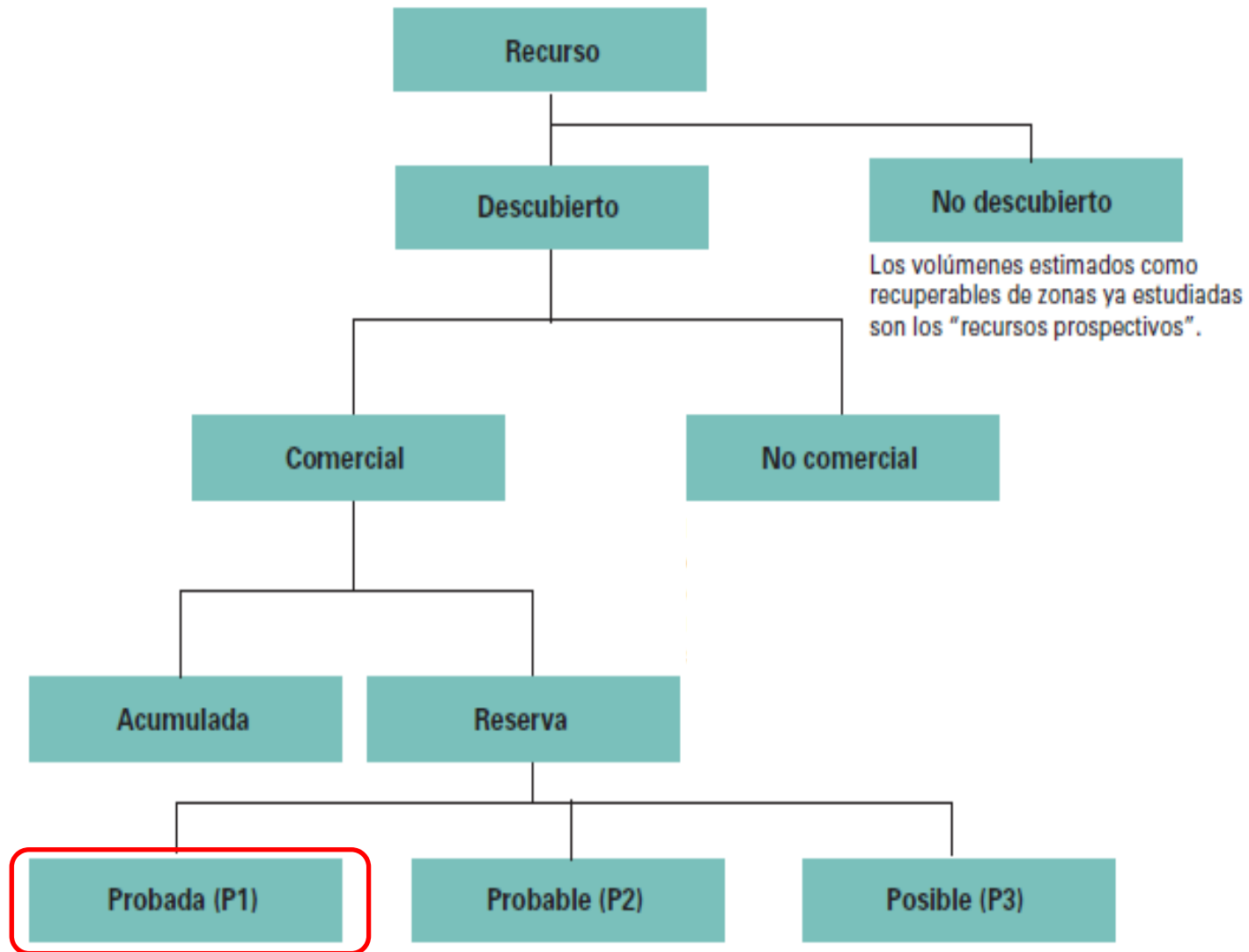
Las curvas de declinación permiten estimar las reservas a recuperar (EUR) durante la vida productiva y hacer comparaciones con los estimados por otros métodos como el de ***Balance de Materiales***.



Reflexionemos sobre lo siguiente:

1. ¿Cuáles de los tipos de reservas (recuperables o remanentes) nos da una idea del grado de explotación de un reservorio?
2. ¿Las reservas son variables con el tiempo?
3. ¿Se puede adicionar reservas? ¿cómo?
4. ¿Las reservas remanentes permitirá hacer una mejor valoración económica del campo?
5. ¿De qué dependerá la recuperación final de un reservorio?

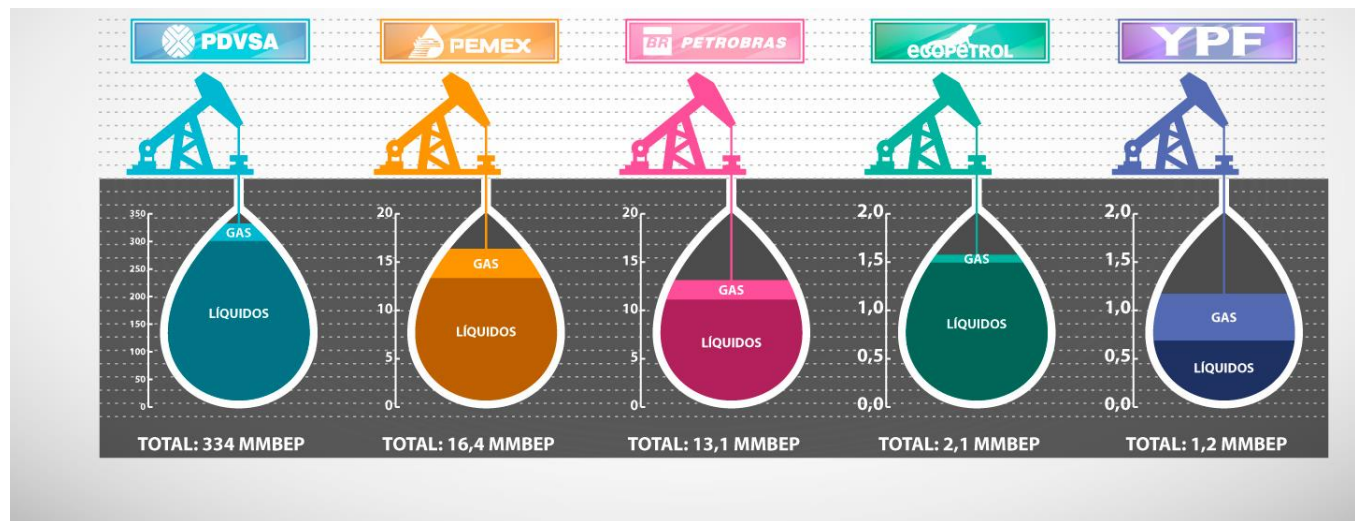
Reservas



Reservas Probadas

Son los volúmenes de hidrocarburos estimados con razonable certeza y recuperables de yacimientos conocidos, de acuerdo con la información geológica y de ingeniería disponibles, bajo condiciones operacionales económicas y regulaciones gubernamentales prevalecientes.

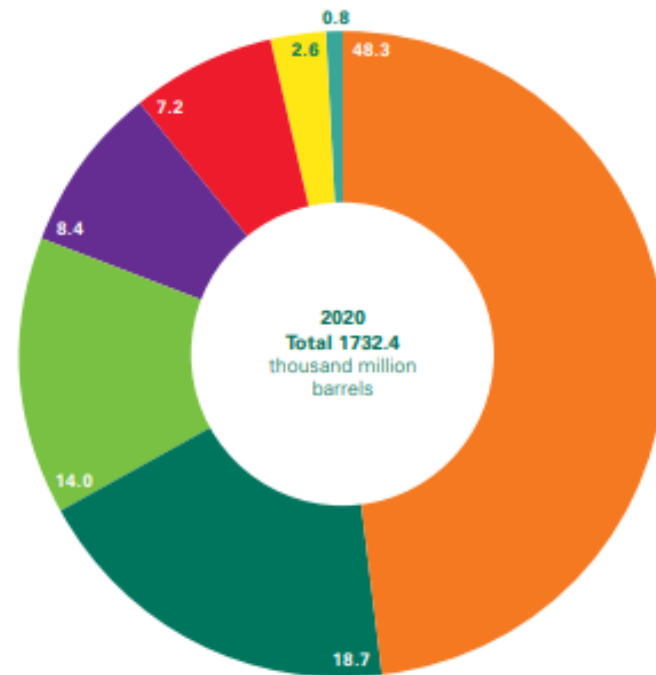
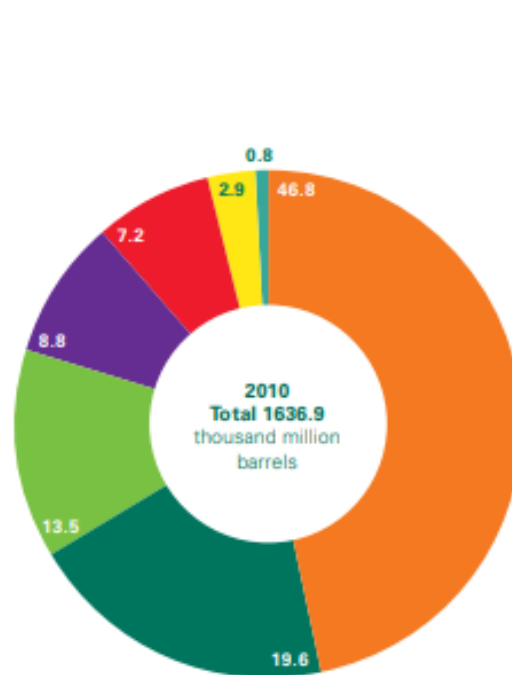
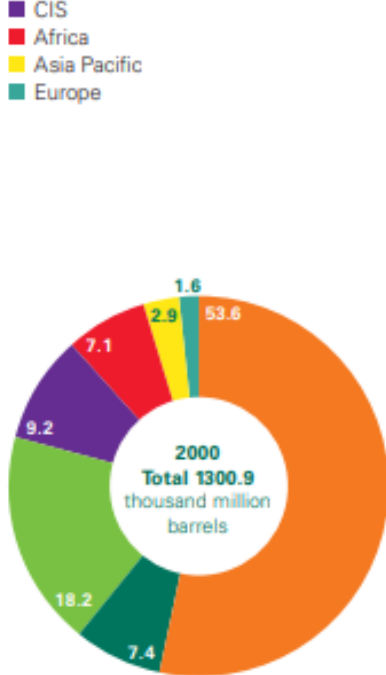
El término "*razonable certeza*" indica un alto grado de confianza de que las cantidades estimadas serán recuperadas.



$$\text{Reservas} = \text{POIS} \times \text{FR}$$

Distribución de las Reservas Probadas en el Mundo

- Middle East
- S. & Cent. America
- North America
- CIS
- Africa
- Asia Pacific
- Europe



Fuente: Bp Stastical Review World Energy 2021.

Reservas Probadas en Argentina

Reservas de petróleo (Mm3)

	Comprobadas	Probables	Posibles	Recursos
2010	401,308	138,162	114,191	85,372
2011	393,996	131,534	101,186	73,986
2012	374,289	124,249	92,527	82,527
2013	370,374	132,287	91,101	147,589
2014	380,028	135,100	96,173	141,308
2015	380,730	131,344	95,165	141,461
2016	344,525	119,987	79,972	162,918
2017	320,916	116,762	80,165	169,775
2018	379,796	163,257	86,849	169,501
2019	407,420	174,453	86,973	163,252
2020	383,280	193,865	99,667	155,374
% 2019-2020	-5.9%	11.1%	14.6%	-4.8%
% 2010-2020	-4.5%	40.3%	-12.7%	82.0%
% eq.	-0.5%	3.4%	-1.4%	6.2%

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

Reservas de Gas (MMm3)

	Comprobadas	Probables	Posibles	Recursos
2010	358,726	132,789	180,237	206,742
2011	332,510	137,398	155,601	197,608
2012	315,508	143,269	145,814	203,847
2013	328,260	142,011	135,033	214,391
2014	332,217	149,562	145,084	221,215
2015	350,483	160,441	158,299	251,969
2016	336,526	148,578	134,881	235,185
2017	355,459	188,987	147,640	359,924
2018	371,566	188,607	171,042	399,584
2019	400,225	190,523	134,670	415,020
2020	397,246	191,661	153,560	360,068
% 2019-2020	-0.7%	0.6%	14.0%	-13.2%
% 2010-2020	10.7%	44.3%	-14.8%	74.2%
% eq.	1.0%	3.7%	-1.6%	5.7%

Fuente: IAE en base a Secretaría de Energía

Formas de Adicionar Reservas

- Descubrimiento de nuevos yacimientos.
- Extendiendo yacimientos conocidos.
- Redefiniendo reservas debido a innovación en las tecnologías (por ejemplo: registros a hoyo entubados, sísmica 4D, casing drilling, trazadores, entre otros,)
- Caracterización integrada del reservorio (Modelo estático y dinámico)

Los campos maduros ofrecen datos de muchos años de producción acumulada y presiones, lo que los hace candidatos ideales para usar el balance de materiales y refinar el cálculo del volumen inicial de hidrocarburos.

Principales tareas de la ingeniería de reservorios

Según L. P. Dake (*The Practice of Reservoir Engineering*, Elsevier 1994).

Las cuatro responsabilidades básicas del Ingeniero de Reservorios son:

Determinar
POES/GOES

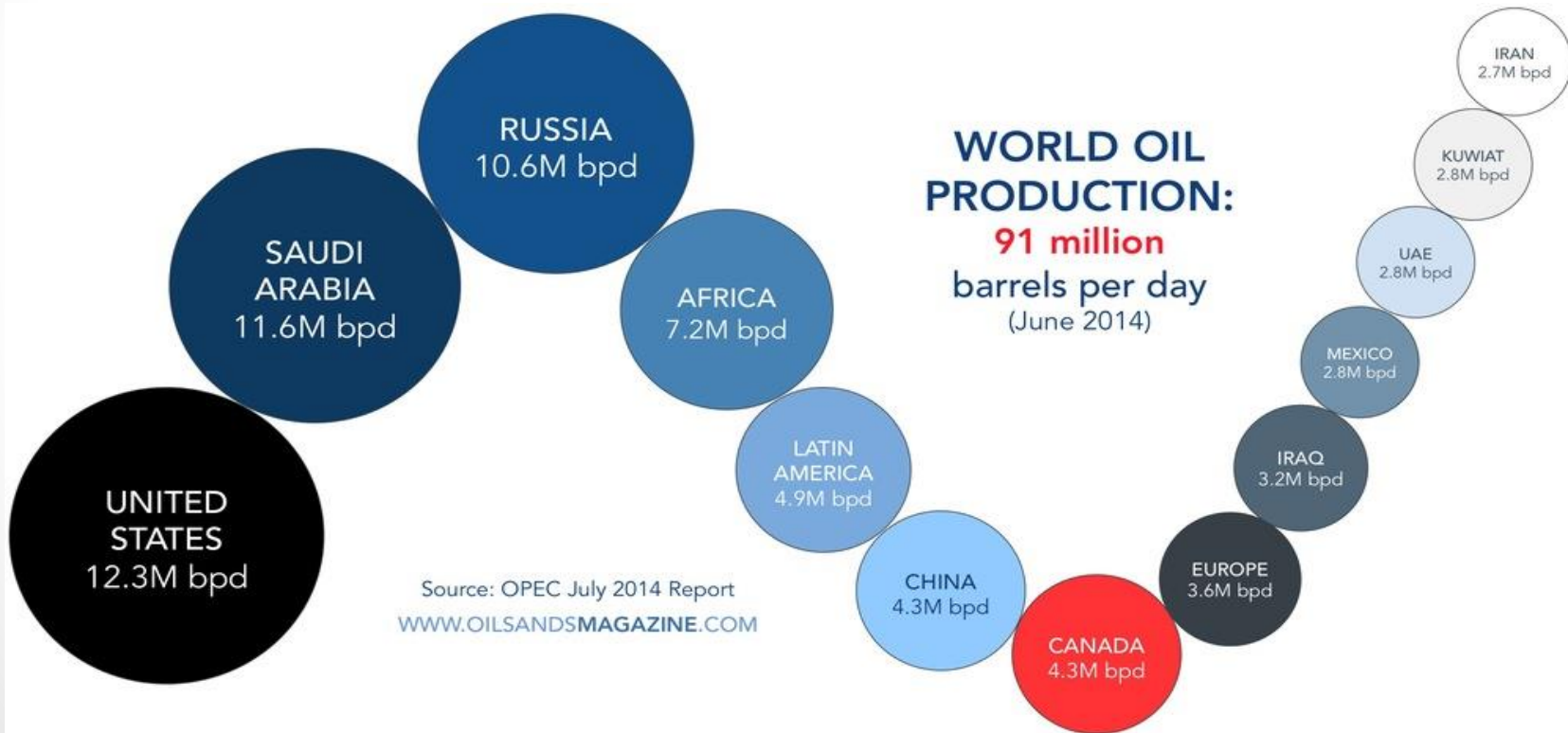
Calcular
Reservas

Pronóstico de
Producción
(IPR, Declinación,
estadísticos, simulación,
entre otros)

Seguimiento y control
operativo del reservorio,
durante toda su vida

Yacimientos Maduros: Escenario Mundial

Alrededor de un 70% del petróleo producido en la actualidad proviene de campos de más de 30 años de Producción. Sin embargo, virtualmente dos tercios (2/3) del crudo en estos campos y un tercio (1/3) del gas no se recupera.



Escenario Nacional

La producción de Petróleo y Gas de los yacimientos convencionales representa para Argentina el 67% de petróleo y 52% de gas de la producción total, el resto de la producción (petróleo y gas) se extrae de los yacimientos no convencionales (tict/shale); según el último reporte anual 2021 de La Secretaria del Gobierno de Energía

**AREA MARINA DE
AMERICA DEL NORTE**

MAR DEL NORTE



Yacimientos Maduros: Escenario Nacional

