



# **Técnicas y Operaciones en Yacimientos Maduros y No Convencionales**

**Definición, Criterios y Características de los Yacimientos Maduros**



## Contenido a Desarrollar

---

Yacimientos  
Maduros

---

Definición

---

Criterios Básicos y Complementarios

---

Problemas que presentan los campos  
maduros

---

Actividades para Revitalizarlos

---

Caso de Aplicación

---



## Yacimientos Maduros: Primeros análisis

Campos Viejos / Muchos años en Producción / Mucha depletación



Factores de recuperación: que 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. Altas Perdidas / Bajas Perdidas

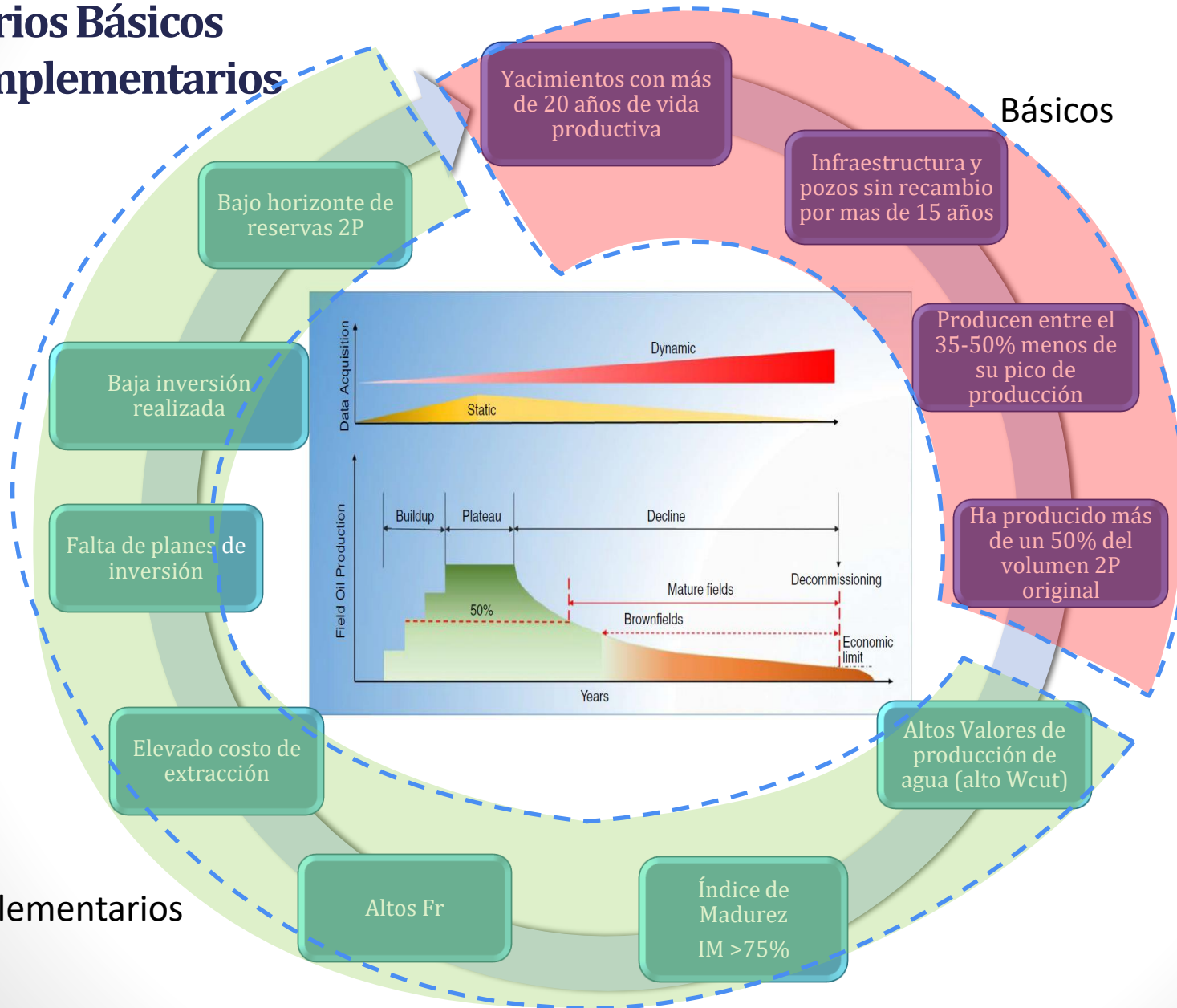


La producción actual es baja. ....Respecto a que?

Limitado uso de la tecnología



# Criterios Básicos y Complementarios



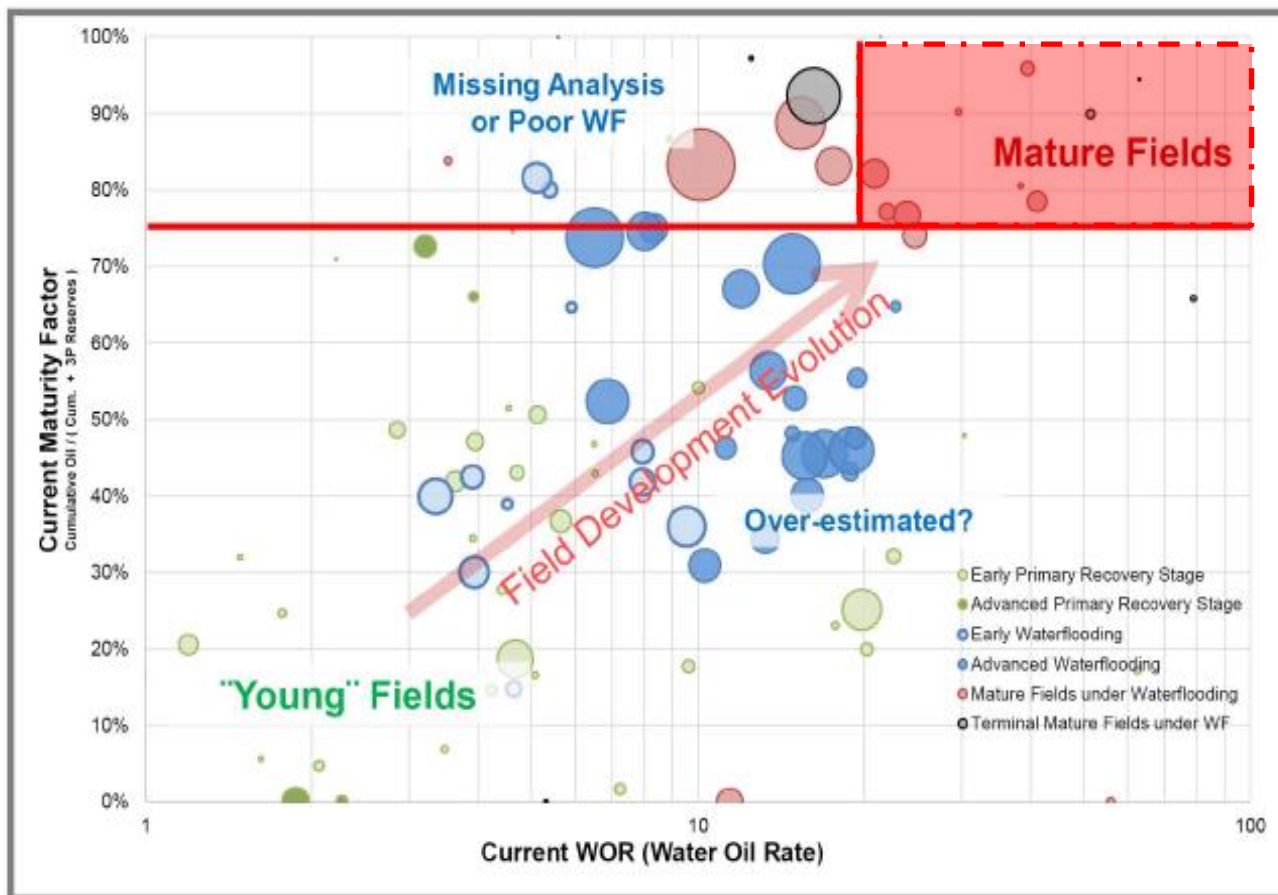
Complementarios

# Combinación de Indicadores: Índice de Madurez vs WOR

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

$$IM = \frac{N_p}{EUR} \quad \text{Si } IM > 75\% \text{ el campo es maduro}$$

WOR: Relación agua petróleo (RAP), en secundarias maduras este indicador es mayor a 20 que equivale al 95% de agua.



# Problemas que se presentan en los Campos Maduros



# Problemas Vs Oportunidad

## PROBLEMAS

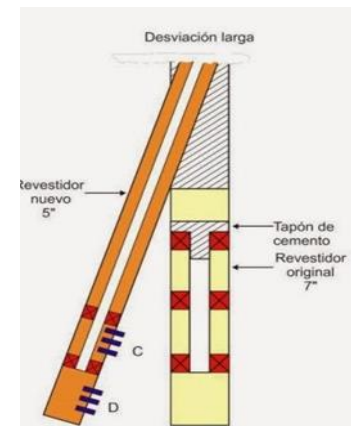
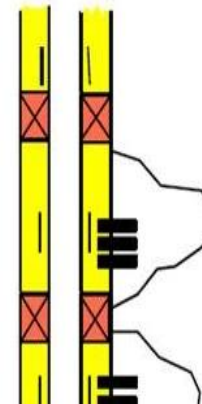
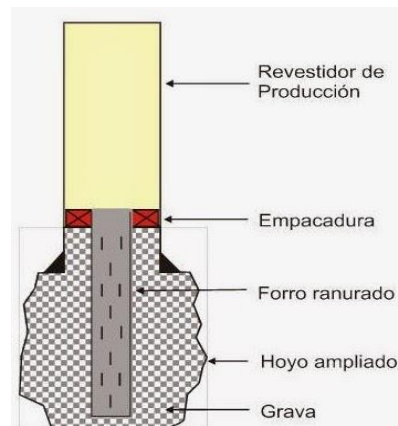


- Yacimientos Depletados
- Alta producción de Arena
- Daño de Formación
- Reservas By-paseadas

## PROPUESTA DE TRABAJO

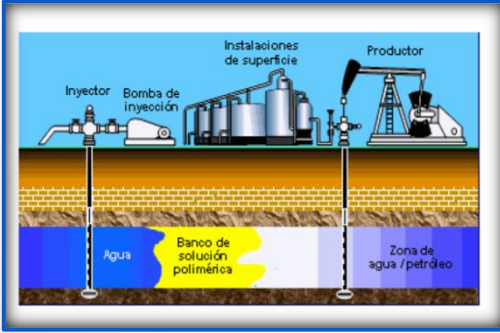
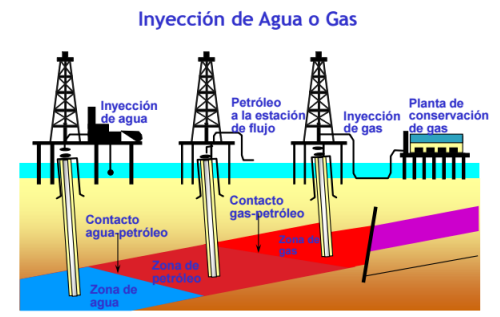
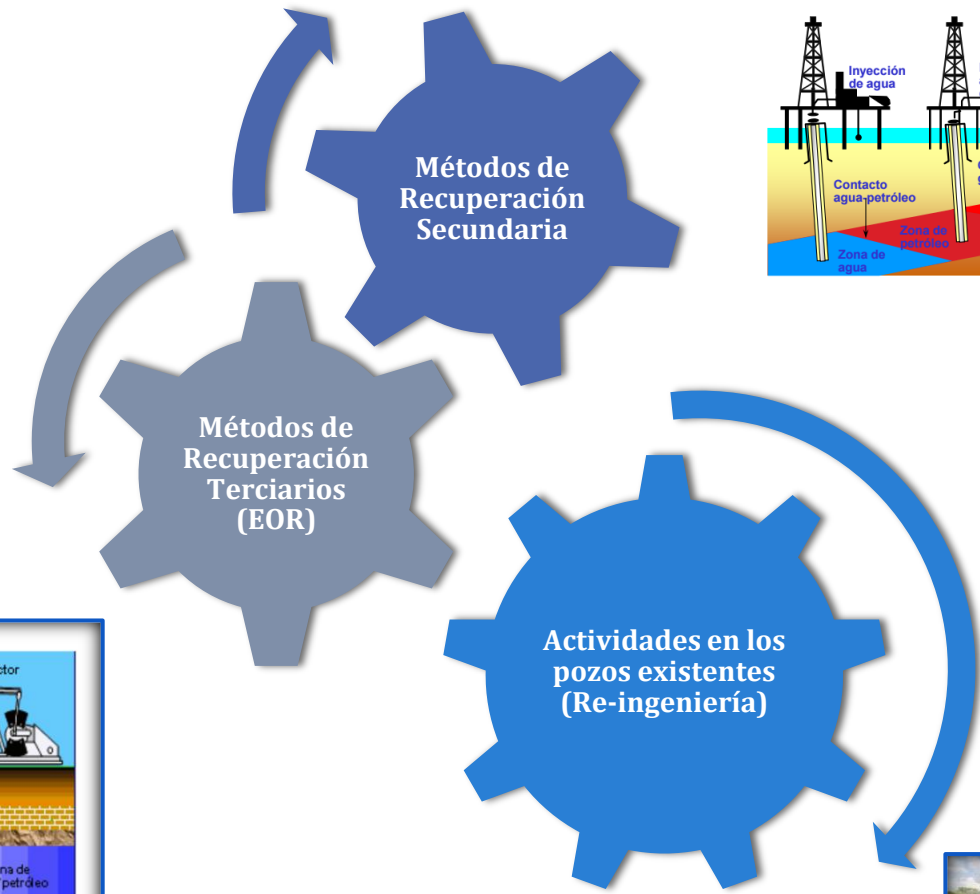


- Métodos Secundarios y Terciarios
- Sistemas de control de arena.
- Fluidos de perforación acorde a las características de la formación.  
Estimulación.
- Perforación de pozos infill.  
Apertura de arenas adicionales.





# ¿ Cómo contrarrestar la declinación y aumentar el Fr?



# Consideraciones a la hora de evaluar y proponer actividades de desarrollo de un Yacimiento

Revisar los Estudios Previos	<ul style="list-style-type: none"><li>• Modelo Estático</li><li>• Modelo Dinámico</li></ul>
Analizar el Comportamiento de Producción	<ul style="list-style-type: none"><li>• ¿Los pozos están produciendo a su potencial?</li></ul>
Prestar Particular atención	<ul style="list-style-type: none"><li>• Mecanismos de desplazamientos</li><li>• Factor de Recuperación</li><li>• Historia de presión</li><li>• Reservas</li></ul>
Factibilidad de aplicar Métodos Secundarios o Terciarios	<ul style="list-style-type: none"><li>• ¿Se han aplicado? ¿Es rentable aplicarlos?</li></ul>
Factibilidad de realizar actividades de Re-ingeniería	<ul style="list-style-type: none"><li>• A nivel de pozo o reservorio</li></ul>

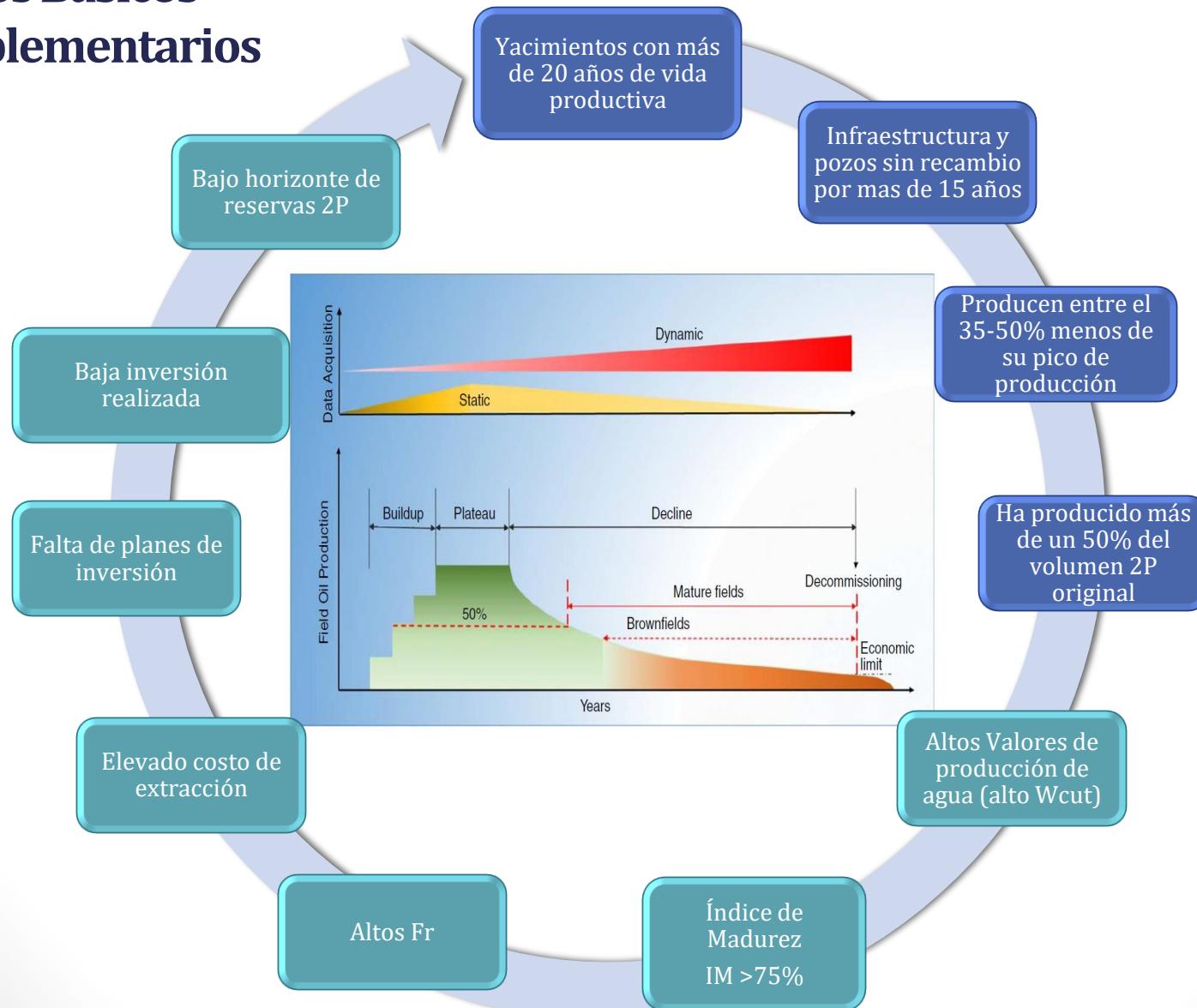
## Actividades que nos permiten adicionar de reservas

En general para adicionar reservas, en sus distintas categorías comprobadas, probables y posibles, contamos con dos opciones:

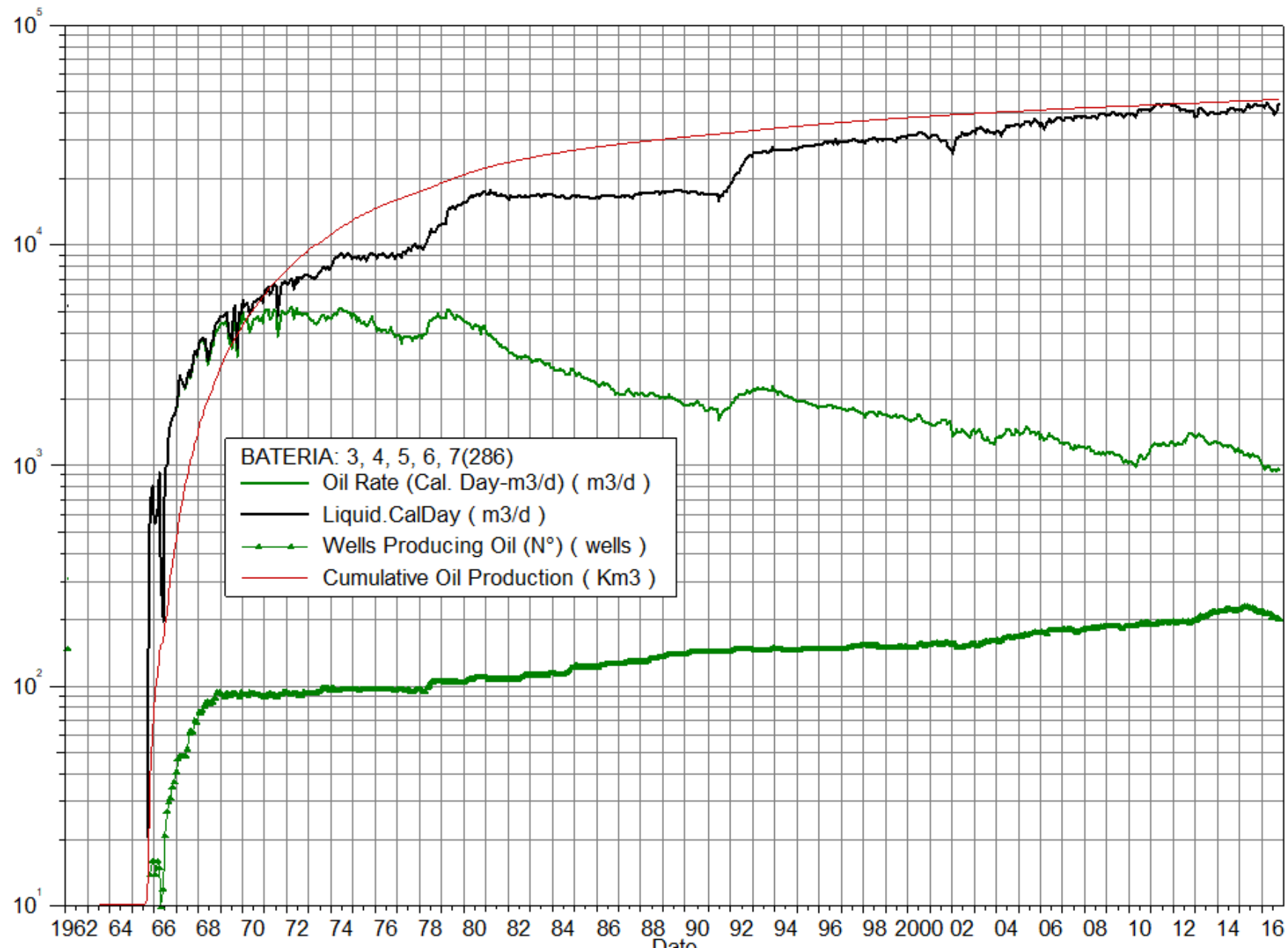
# EJEMPLO en Mendoza



# Criterios Básicos y Complementarios



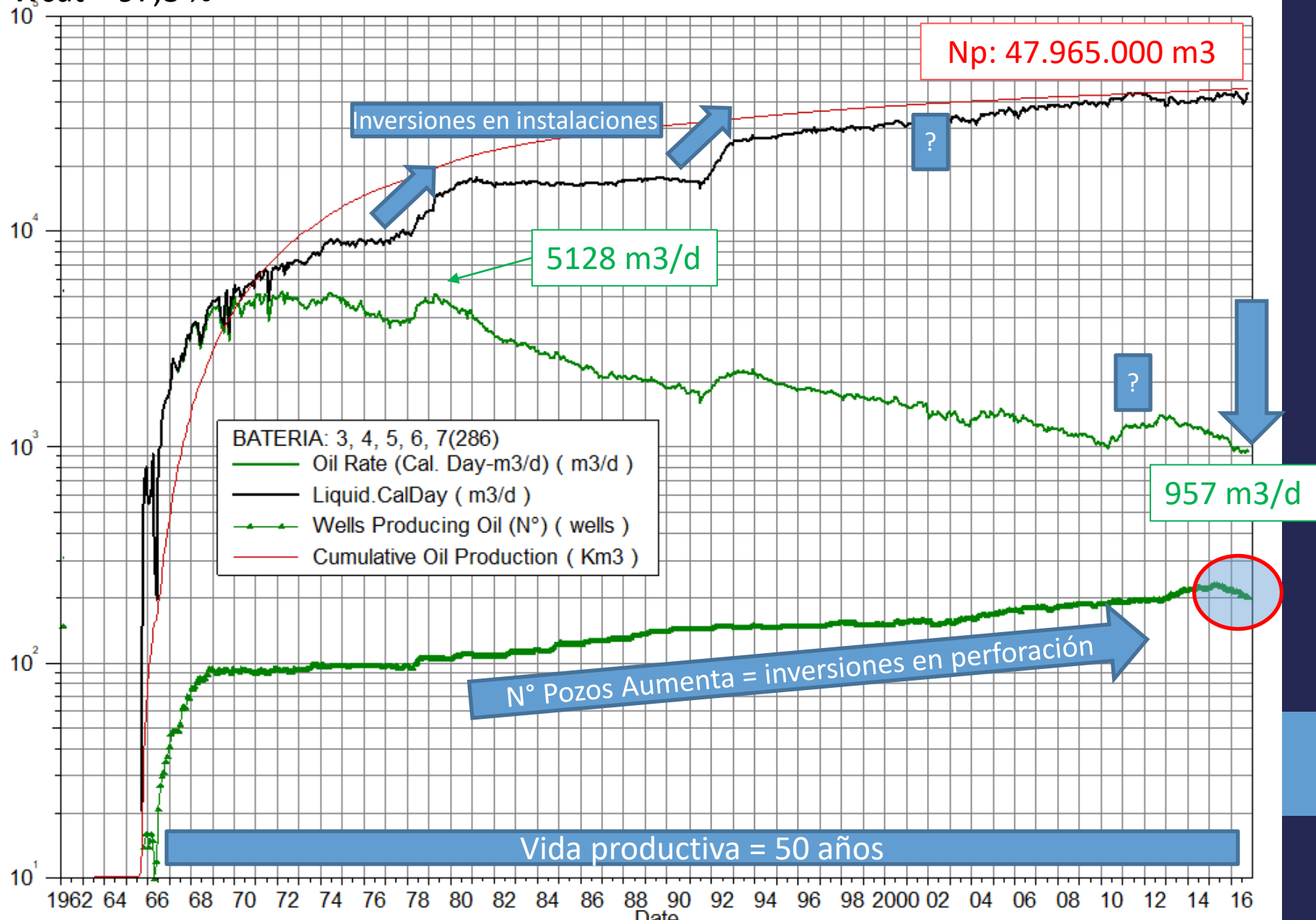
- Campo Maduro ¿?



OOIP: 108.800.000 m<sup>3</sup>

Mecanismo Drenaje: Acuífero

Wcut = 97,8 %

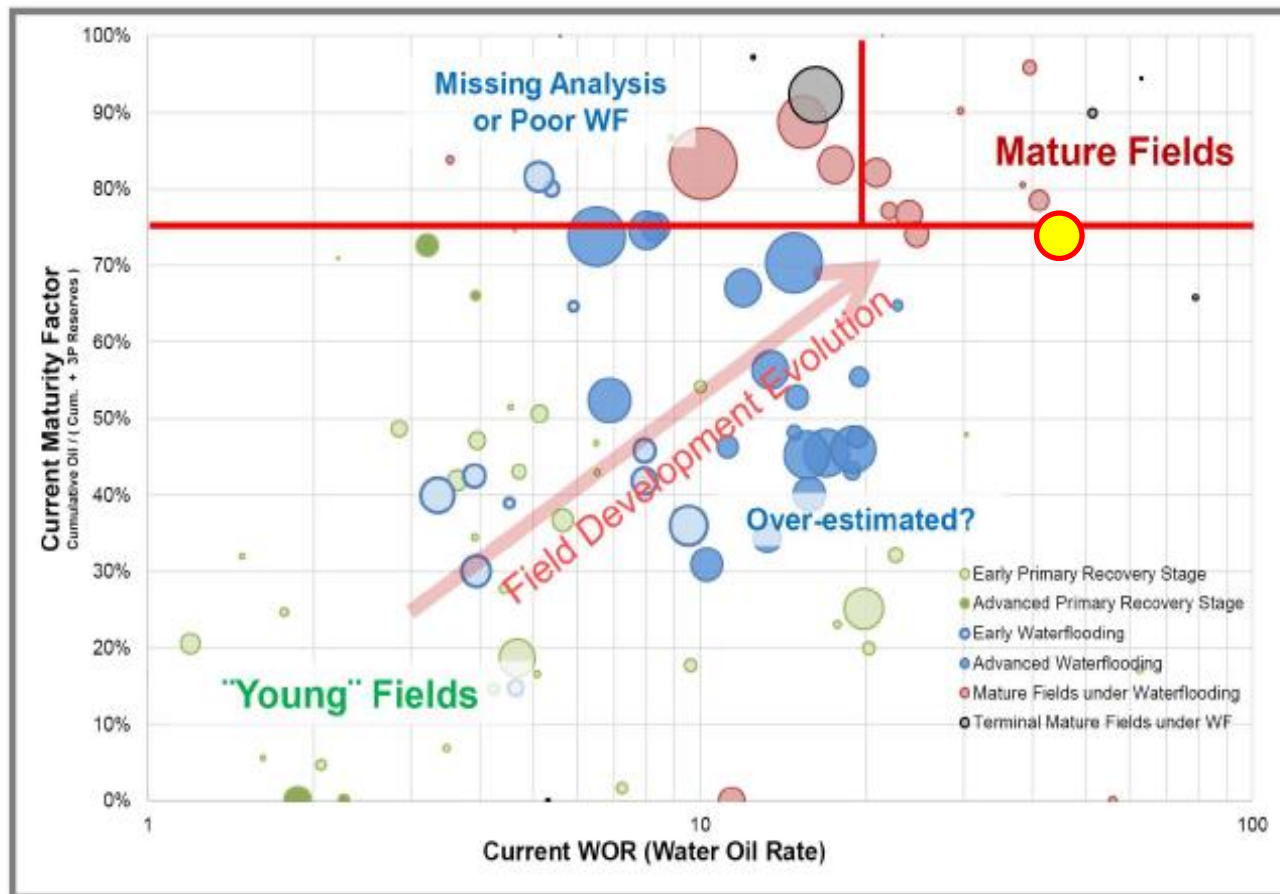


# Índice de Madurez vs WOR

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

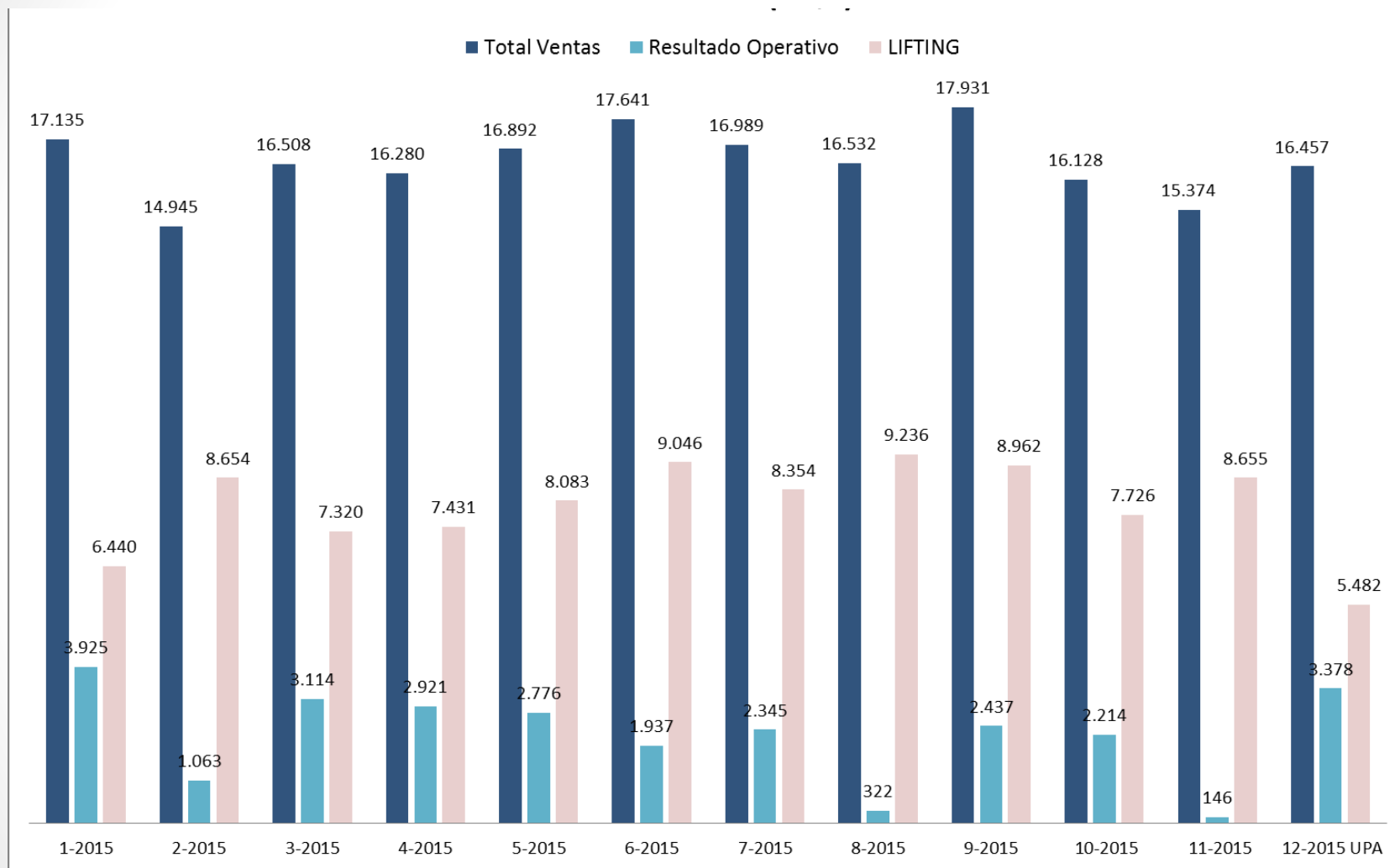
$$IM = \frac{Np}{EUR} = \frac{47.965.000 \text{ m}^3}{65.280.000 \text{ m}^3} = 73\% \quad \text{Si } IM > 75\% \text{ el campo es maduro}$$

WOR: El corte de agua es 97,8 % por lo tanto el WOR es:  $= \frac{W_{cut}}{(1-W_{cut})} = 44$

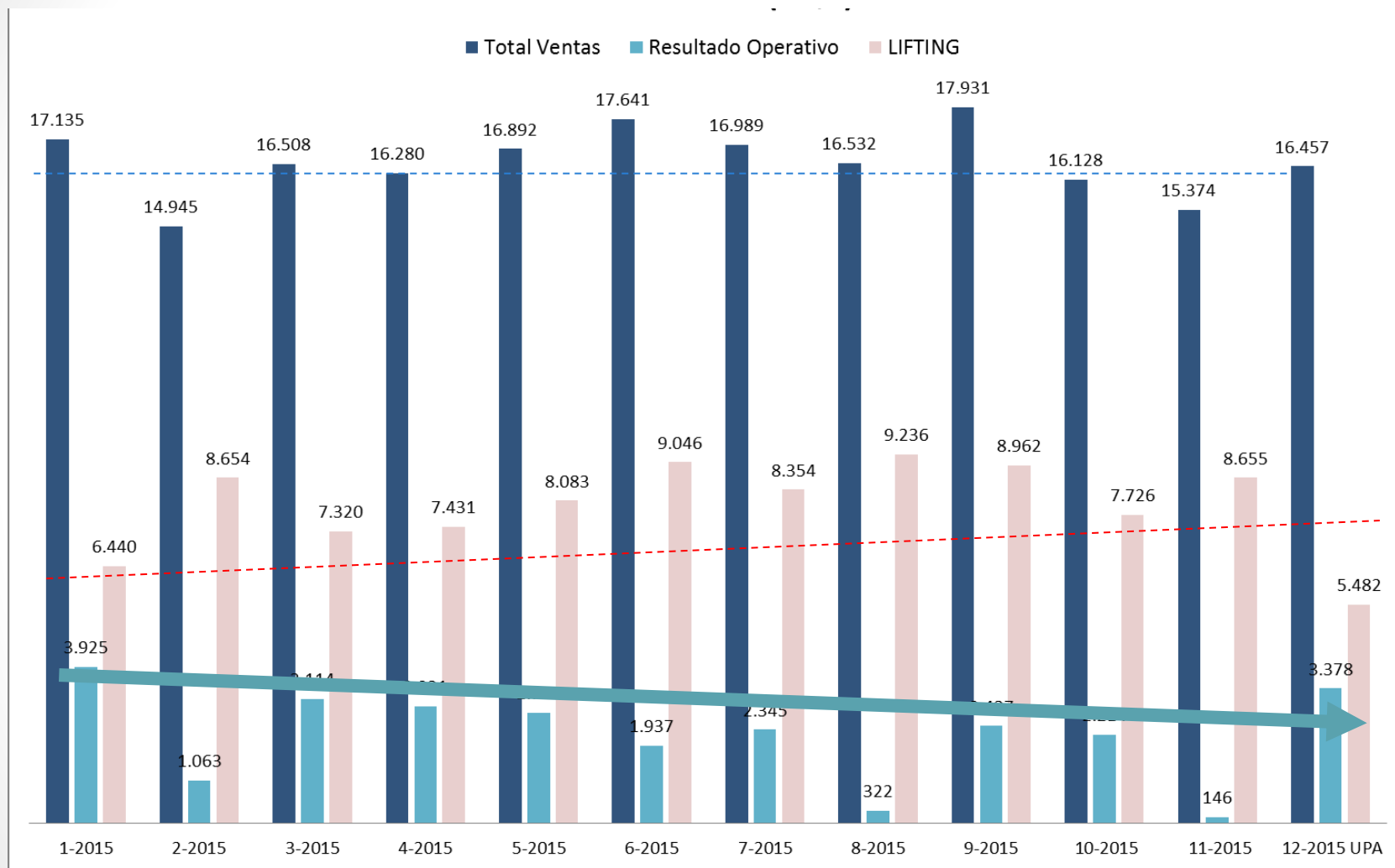




# RENTABILIDAD (Mu\$s)



# RENTABILIDAD (Mu\$s)

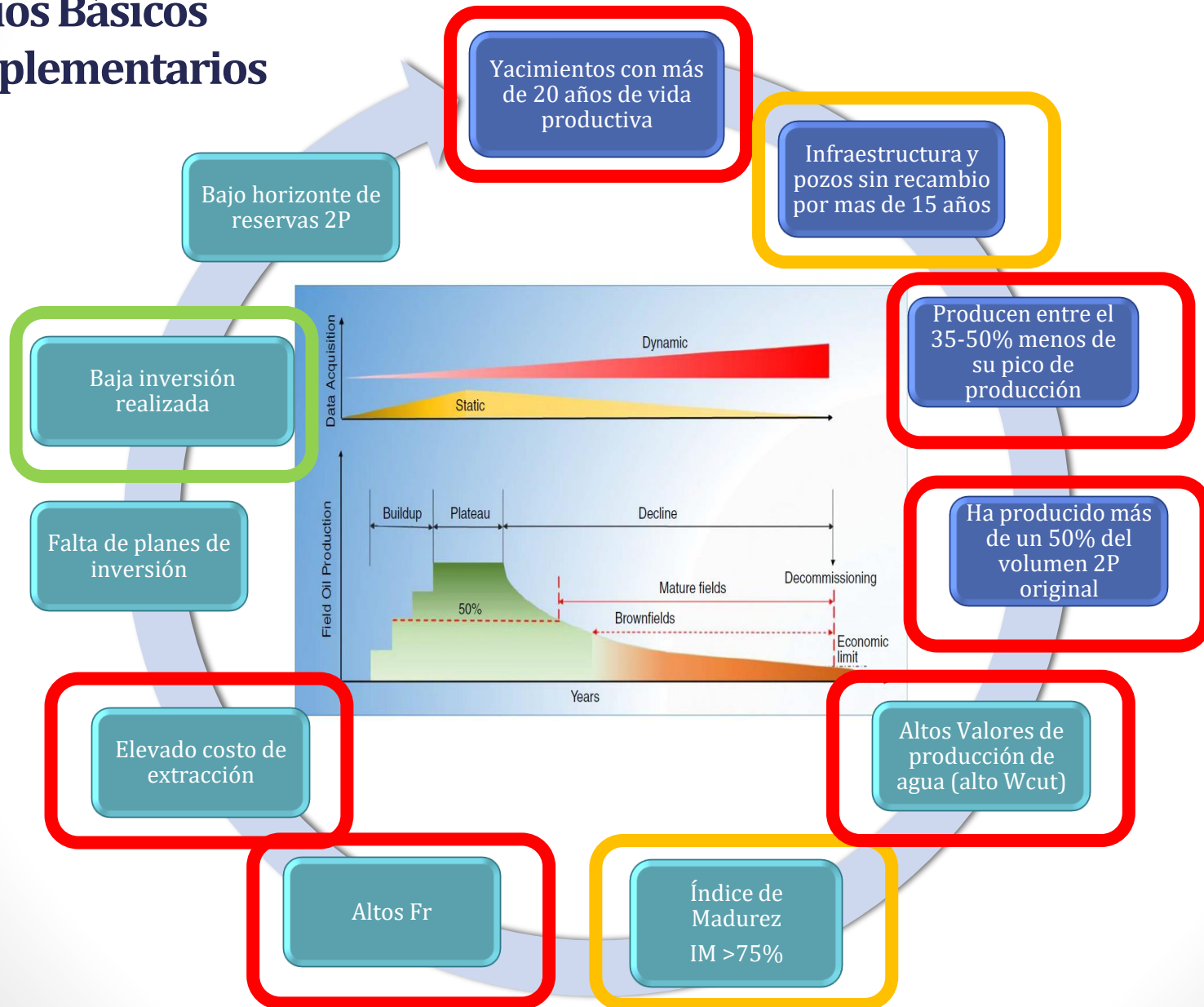


Lifting Promedio MZA: 13,4 u\$/bbl

Lifting caso estudio: 24,7 u\$/bbl



# Criterios Básicos y Complementarios



## **RESULTADOS hasta ahora y DIAGNÓSTICO:**

**Se cumplen 8 de 11 criterios --> Maduro (rojos y naranjas)**

**Se han realizado inversiones en perforación e instalaciones (verde)**

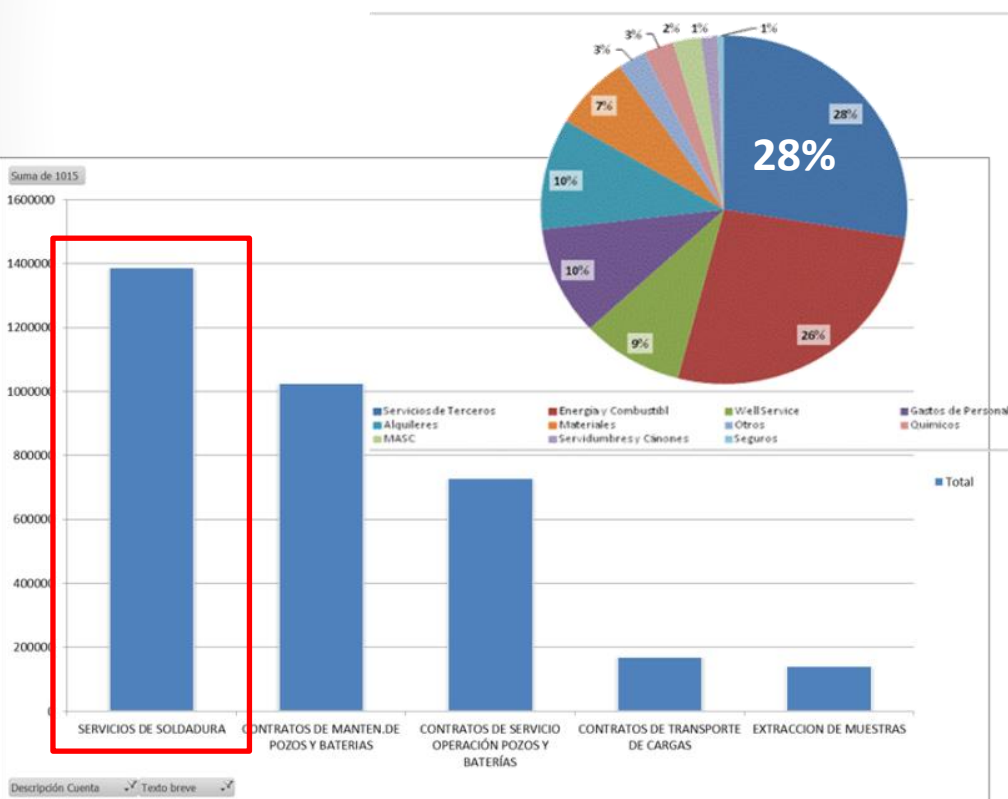
**No se pudieron evaluar 2 criterios.**

**Problema: Alto de Wcut – Altos Costos de Extracción – Inicie de Madurez cercano al 75% - Caída de rentabilidad sostenida**

**Solución: Bajar Gastos - Aumentar ingresos**

# REDUCCION DEL LIFTING: ANALALISIS DE COSTOS

Lifting por Naturaleza [U\$D/ Boe]	Acum @ Noviembre 20. REAL	Acum @ Noviembre 20 REAL	Desvío
Servicios de Terceros *	6,96	9,23	33%
Energia y Combustibles *	6,83	8,11	19%
Gastos de Personal *	2,40	3,28	36%
Well Service *	2,29	3,15	38%
Alquileres *	1,82	2,48	36%
Materiales *	1,69	2,21	31%
Químicos *	0,89	0,98	9%
otros *	0,81	0,89	10%
MASC *	0,47	0,47	0%
Servidumbres y Cánon *	0,24	0,38	57%
Seguros *	0,21	0,34	62%
<b>Total</b>	<b>24,62</b>	<b>31,53</b>	<b>28%</b>



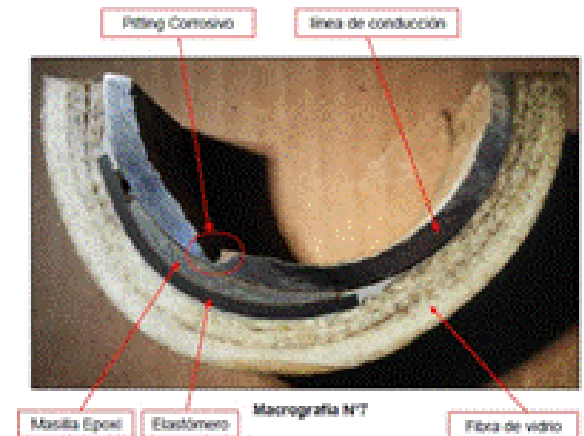
28 % EN GASTOS  
 Servicio de terceros  
 La cuenta de mayor  
 impacto es servicio de  
 soldadura

## REDUCCION DEL LIFTING: REDUCIR GASTOS EN SOLDADURA (BAJAR COSTOS)

### Cambio de material: Tecnología Cañerías flexibles

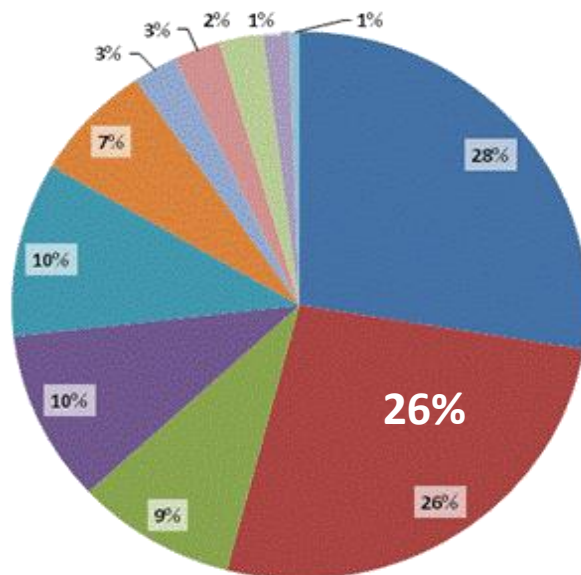


### Reparar sin soldar: Tecnología Resinas y Epoxi para HTHP



# REDUCCION DEL LIFTING: ANALISIS DE COSTOS

Lifting por Naturaleza [U\$D/ Boe]	Acum @ Noviembre 20... REAL	Acum @ Noviembre 20... REAL	Desvío
Servicios de Terceros *	6,96	9,23	33%
Energía y Combustibles *	6,83	8,11	19%
Gastos de Personal *	2,40	3,28	36%
Well Service *	2,29	3,15	38%
Alquileres *	1,82	2,48	36%
Materiales *	1,69	2,21	31%
Químicos *	0,89	0,98	9%
otros *	0,81	0,89	10%
MASC *	0,47	0,47	0%
Servidumbres y Cánon *	0,24	0,38	57%
Seguros *	0,21	0,34	62%
<b>Total</b>	<b>24,62</b>	<b>31,53</b>	<b>28%</b>



26 % LC se gasta en consumo de energía eléctrica

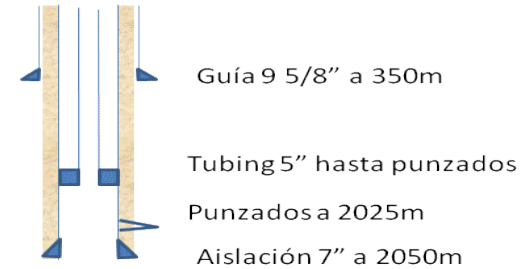
## REDUCCION DEL LIFTING: EFICIENCIA ENERGETICA (BAJAR COSTOS)

Se cambio el diseño de los pozos inyectoros marginales para minimizar el consumo de energía para inyectar el mismo caudal o inyectar mas al mismo costo.

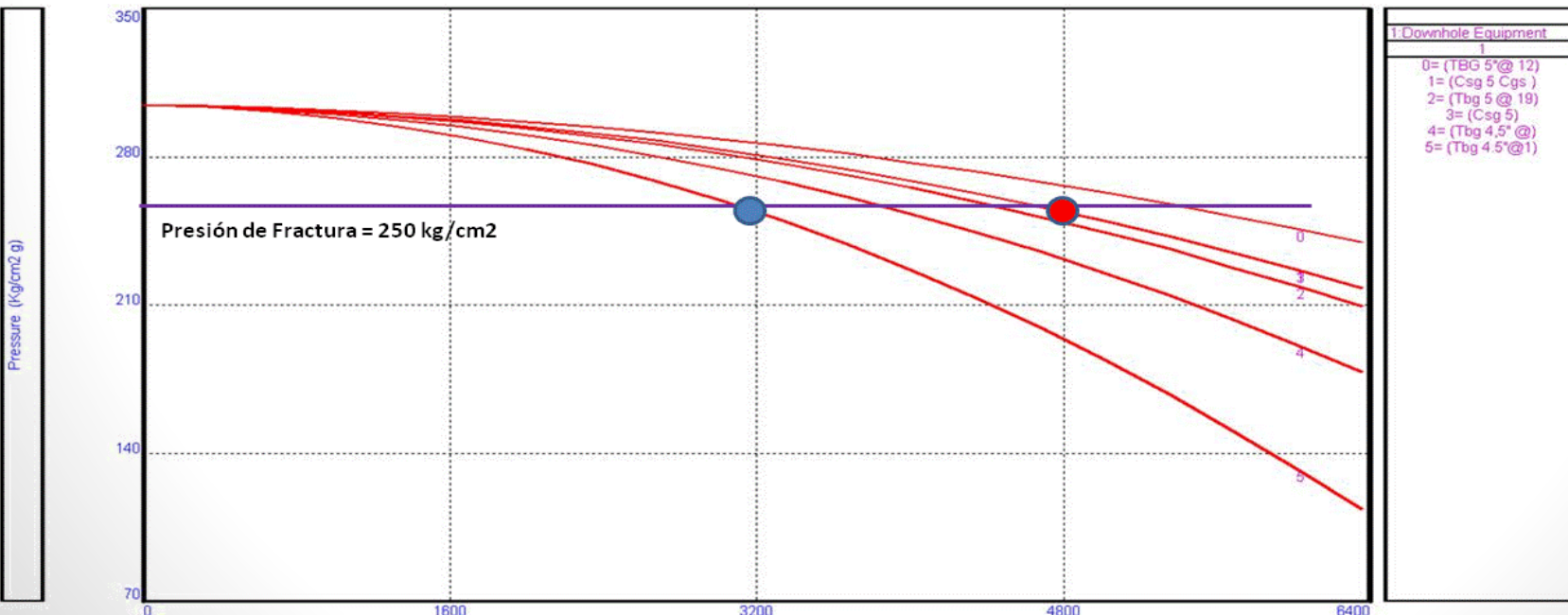
Se aumento el diámetro del TBG de 4" a 5" (misma longitud) se baja la presión de inyección en 20 kg/cm<sup>2</sup>.

Esto reduce la necesidad de potencia (caudal x presión) en 99 kW lo que equivale a 4900 u\$s/mes en ahorro de energía. El costo incremental del TBG 5" revestido interior es de 106 ku\$s que se paga en 21 meses.

C



VLP (TUBING) CURVES ( 23/07/2013 - 10:59:14)

X:4176  
Y:301



# REDUCCION DEL LIFTING: EFICIENCIA ENERGETICA (BAJAR COSTOS)

El área de estudio extrae 43.500 m<sup>3</sup>/d de producción total con un 97% de agua, y se Inyecta la diferencia

Consumo total de EE por mes: **26 GWh** → **1,8 MMUSD/mes**

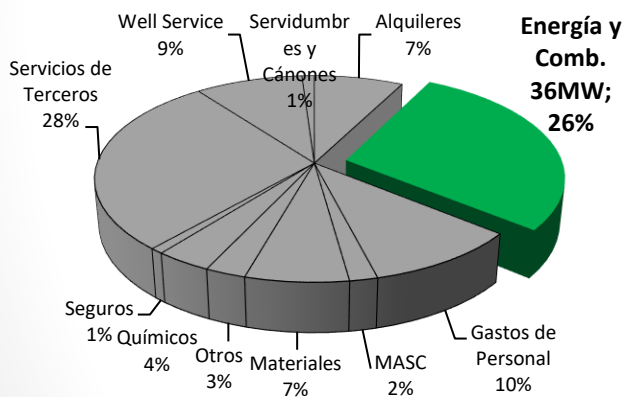
La EE contribuye en 6 a 8 U\$\$/BOE en el lifting cost.

Requerimiento de potencia total mensual = **36 MW**

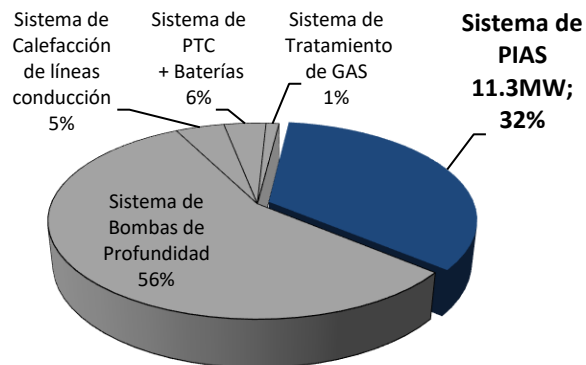
Sistema Actual de Plantas de Inyección de Agua (PIAS) = **11.3 MW/mes**

La degradación de energía asciende a aproximadamente **2.5 MW/mes**

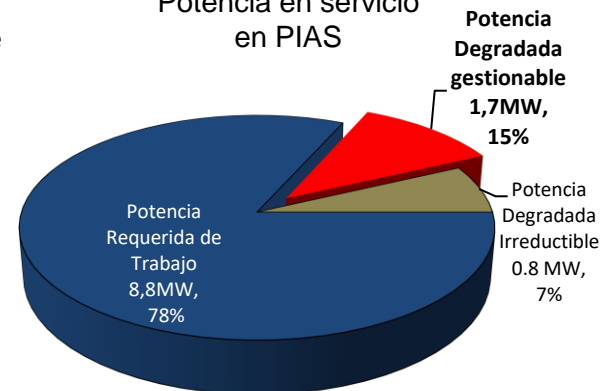
Lifting Cost



Distribución Potencia



Potencia en servicio en PIAS



- Consumo prom. Hogar en Bs As (Fuente: Fundelec) = 488.5 kWh ;
- Consumo PIAS Vizcacheras = 8,379,785 kWh → 17.154 hogares
- Consumo provincia Mza es de 354 GWh/mes
- Consumo Vizcacheras 26 GWh/mes → 7.3%

# REDUCCION DEL LIFTING: EFICIENCIA ENERGETICA (BAJAR COSTOS)

El estudio del proceso completo de inyección permite organizar el análisis en **dos etapas secuenciales**:

Identificar instalaciones y operaciones en las cuales existe una alta pérdida de carga e implementar las acciones necesarias para reducir el consumo de energía sin reducir caudal inyectado

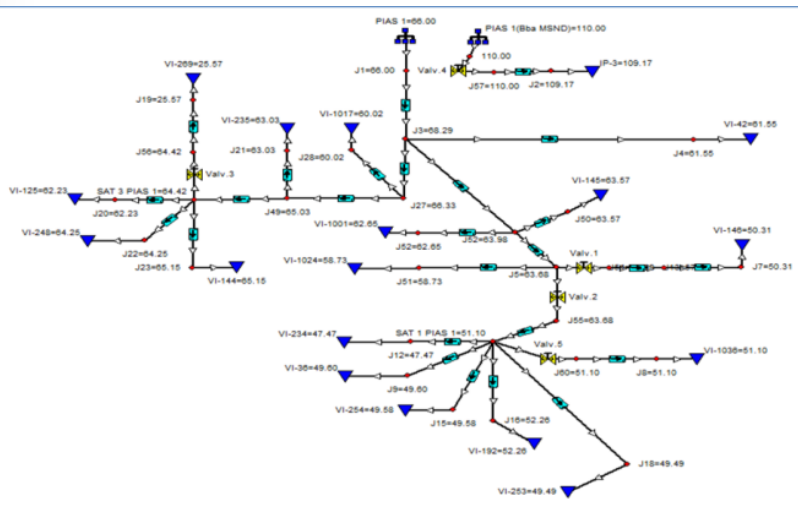
**Etapla 1**

Reducción de pérdidas de carga a caudal constante

Una vez optimizado el sistema en cuanto a consumo energético, implementar acciones que permitan maximizar el uso de la capacidad instalada.

**Etapla 2**

Maximización de caudal



Eficiencia inicial del sistema = 77%

Eficiencia final del sistema = 84%



Incrementar en 12% el caudal inyectado por cada HP en servicio

# PERDIDAS LOCALIZADAS: BAJAR PERDIDAS IMPLICA MANTENER O SUBIR PRODUCCION (MANTENER ó SUBIR INGRESOS)

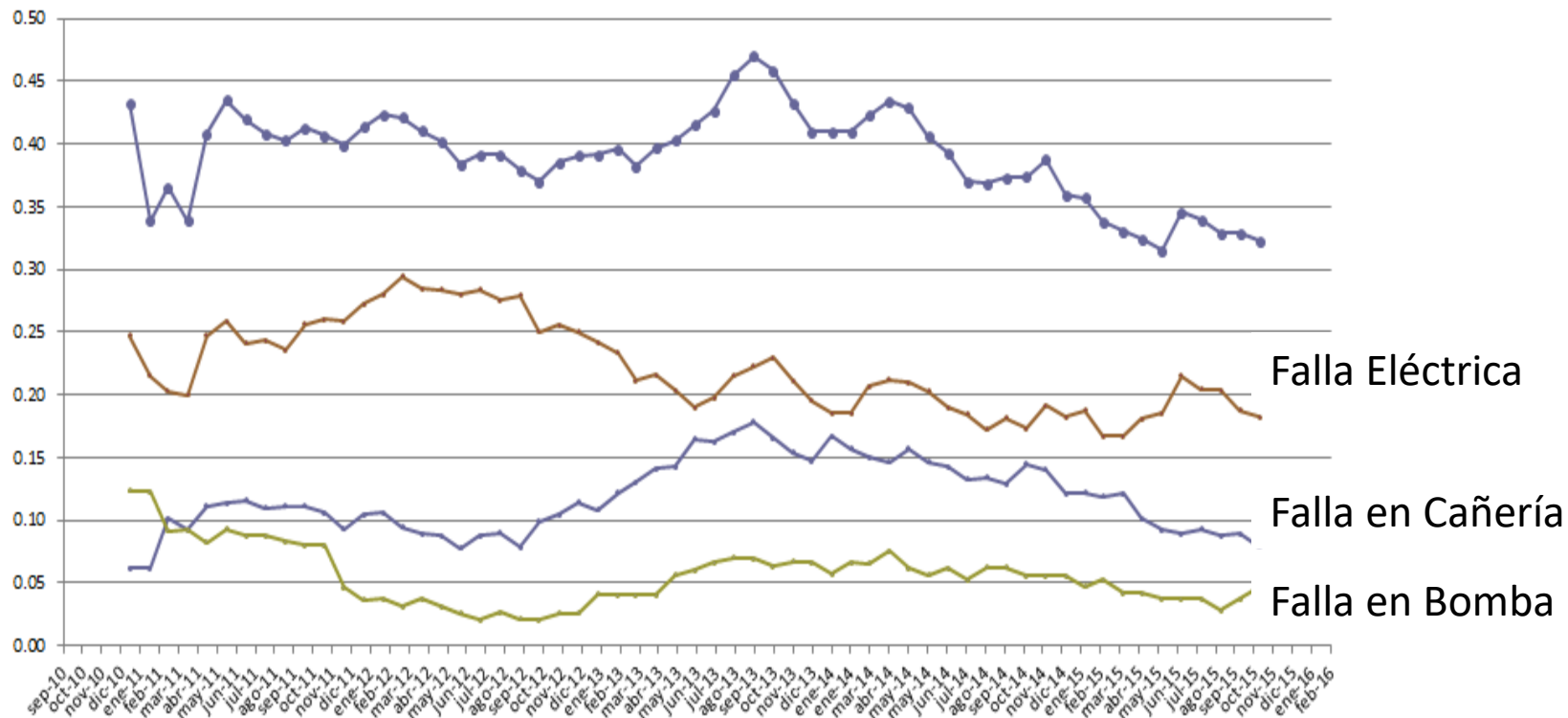
PERDIDAS LOCALIZADAS PETROLEO [M3]	Acum @ Noviembre 20	REAL	%	Acum @ Noviembre 20.	REAL	Desvio	ST.
ESPERA TRACTOR	1.880,79	12,8%	3.264,28	13,4%	74%	●	
DESPERFECTO CAÑERIA	2.583,03	17,4%	3.242,56	13,3%	27%	●	
CAUSAS MINERAS	899,77	6,1%	3.043,43	12,5%	238%	●	
CAUSAS OPERATIVAS	1.165,38	7,9%	2.015,60	8,3%	73%	●	
CON TRACTOR	1.716,17	11,7%	1.845,23	7,6%	8%	●	
CORTE DE CORRIENTE	1.407,73	9,6%	1.538,76	6,3%	9%	●	
ABASTECIMIENTO	1.190,88	8,1%	1.529,64	6,3%	28%	●	
CONTINGENCIAS AMBIENTALES	828,90	5,6%	1.466,12	6,0%	77%	●	
DESPERFECTO MECANICO	724,65	4,9%	1.443,06	5,9%	99%	●	
OTRAS CAUSAS	33,83	0,2%	1.158,89	4,8%	3325%	●	
FALTA CAPACIDAD	261,89	1,8%	1.086,82	4,5%	315%	●	
DESPERFECTO ELECTRICO	708,43	4,8%	1.047,94	4,3%	48%	●	
MANIOBRA DE PRODUCCION	641,60	4,4%	791,40	3,3%	23%	●	
MANTENIMIENTO PREVENTIVO	612,00	4,2%	672,61	2,8%	10%	●	
RAZONES TECNICAS	14,00	0,1%	100,33	0,4%	617%	●	
CONT. SOCIALES	66,41	0,5%	47,19	0,2%	-29%	▲	
ESTUDIOS GEOFÍSICOS		0,0%	1,01	0,0%		◆	
DESPERFECTO SISTEMA DE EXTRACCION		0,0%		0,0%		◆	
REDUCCION CUOTA OPEP		0,0%		0,0%		◆	
SABOTAJE O HURTO		0,0%		0,0%		◆	
<b>TOTAL</b>	<b>14.715,44</b>		<b>24.292,87</b>			●	

El 32% de las perdidas localizada estan relacionadas con problemas en la instalación de producción

Sistema de extracción BES

## ANALISIS DE FALLA: METODOLOGIA CAUSA-RAIZ

BES Conjunto fallado

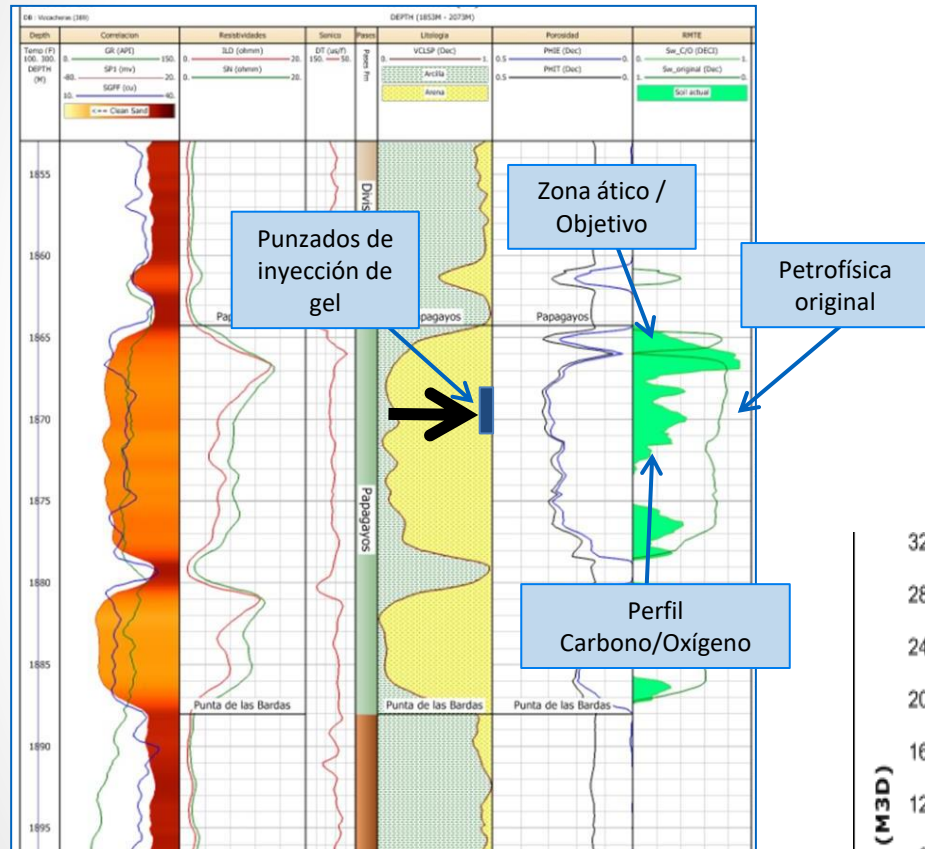


## ACCIONES PARA REDUCIR INDICE DE FALLAS BES

- Implementar protocolo de inspección de cable y cantidad de empalmes no mas de 2 c/1000mts. Aumentar la sensibilidad de la aislación
- Incorporar cable nuevo
- Renovar los controladores de superficie. Nueva tecnología, mayor sensibilidad.
- Utilizar motores pintados con EPOXI
- Utilizar motores Inoxidable
- Utilizar motores de menor diámetro
- Cambiar a TBG con revestimiento interior
- Colocar sensor de fondo en pozos Nuevos/Reparados y pozos problema.
- Cerrar entre caños en boca de pozo para evitar roturas por corrosión en TBG
- Utilizar material inspeccionado
- Incrementar Bacheo químico con Inhibidor de corrosión.

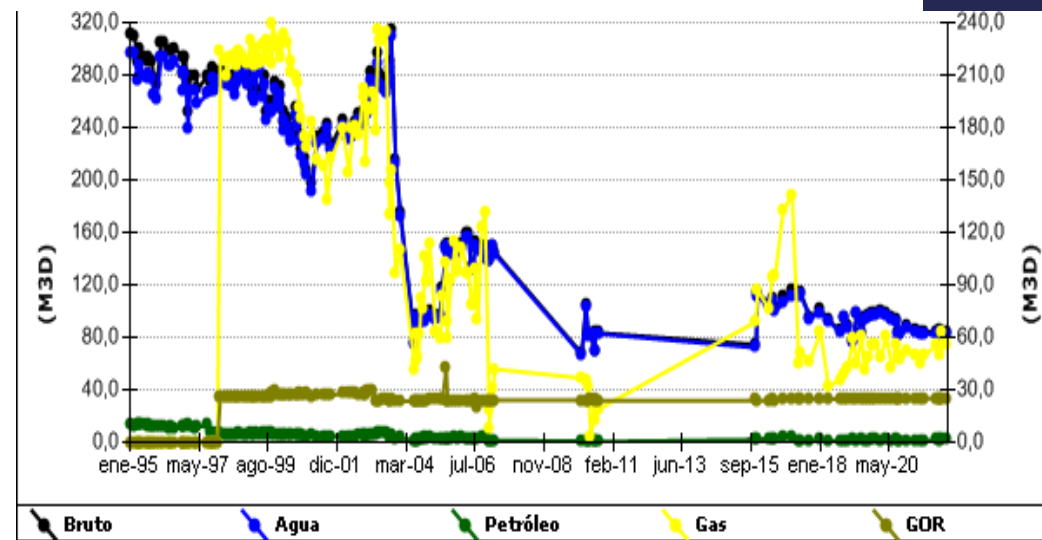
# DISMINUIR CORTE DE AGUA (WSO): BAJAR CORTE DE AGUA IMPLICA MANTENER O SUBIR PRODUCCION DE PETROLEO (INGRESOS y COSTOS)

## TECNOLOGIA: PERFIL CARBONO/OXIGENO – RESISTIVIDAD A POZO ENTUBADO – CEMENTACIONES CORRECTIVAS - GELES



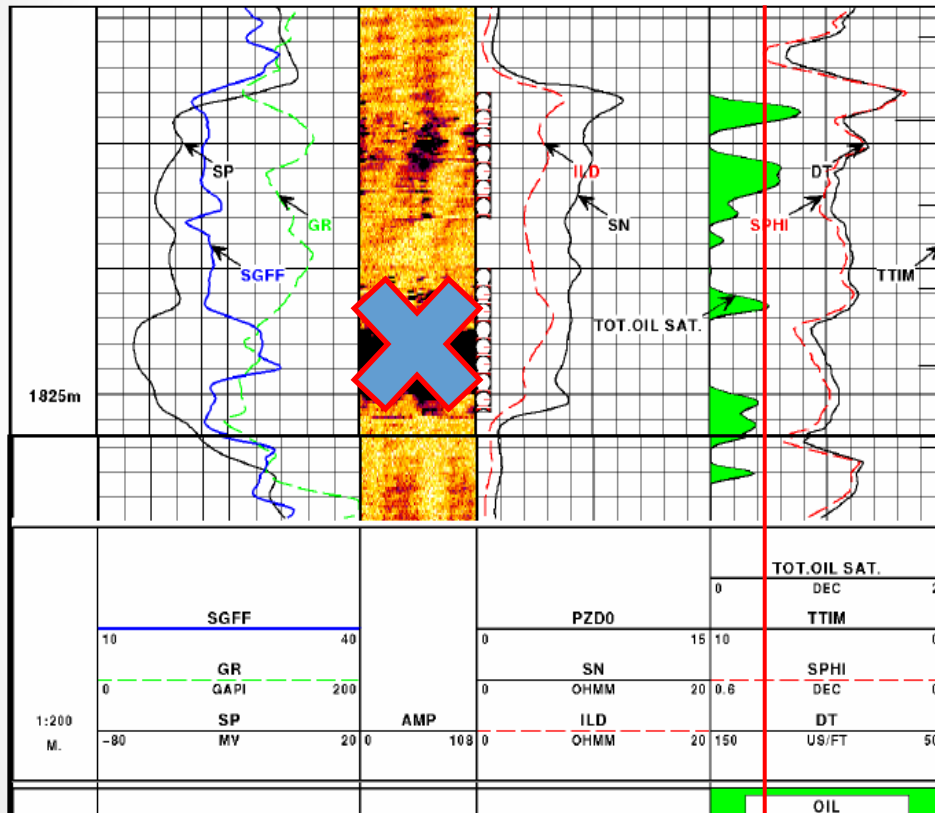
- Año 2016
- Se cementó todo el intervalo punzado
- Se re punzó el intervalo 1868/71
- Parámetros para el cálculo estimativo del volumen de gel a inyectar:
  - $h = 4 \text{ m}$
  - $\phi = 30 \%$
  - $r = 15 \text{ m}$

“Disco” gelificado de 4 m de espesor y 15 m de radio, centrado en el pozo.



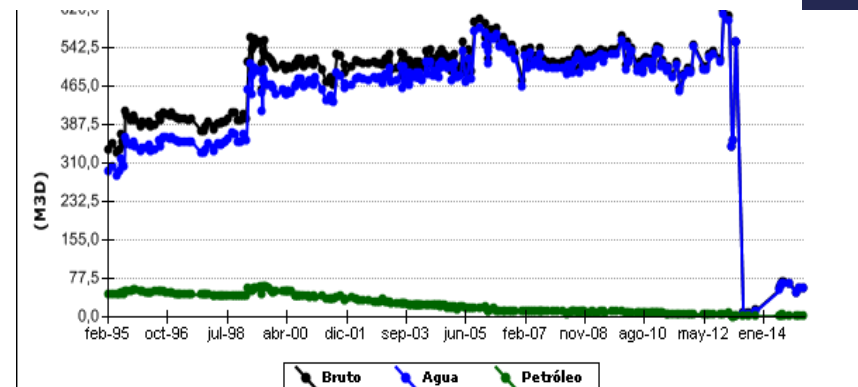
**DISMINUIR CORTE DE AGUA (WSO): BAJAR CORTE DE AGUA IMPLICA MANTENER  
O SUBIR PRODUCCION DE PETROLEO (INGRESOS y COSTOS)**

**TECNOLOGIA: PERFIL CARBONO/OXIGENO – RESISTIVIDAD A POZO ENTUBADO –  
CEMENTACIONES CORRECTIVAS**



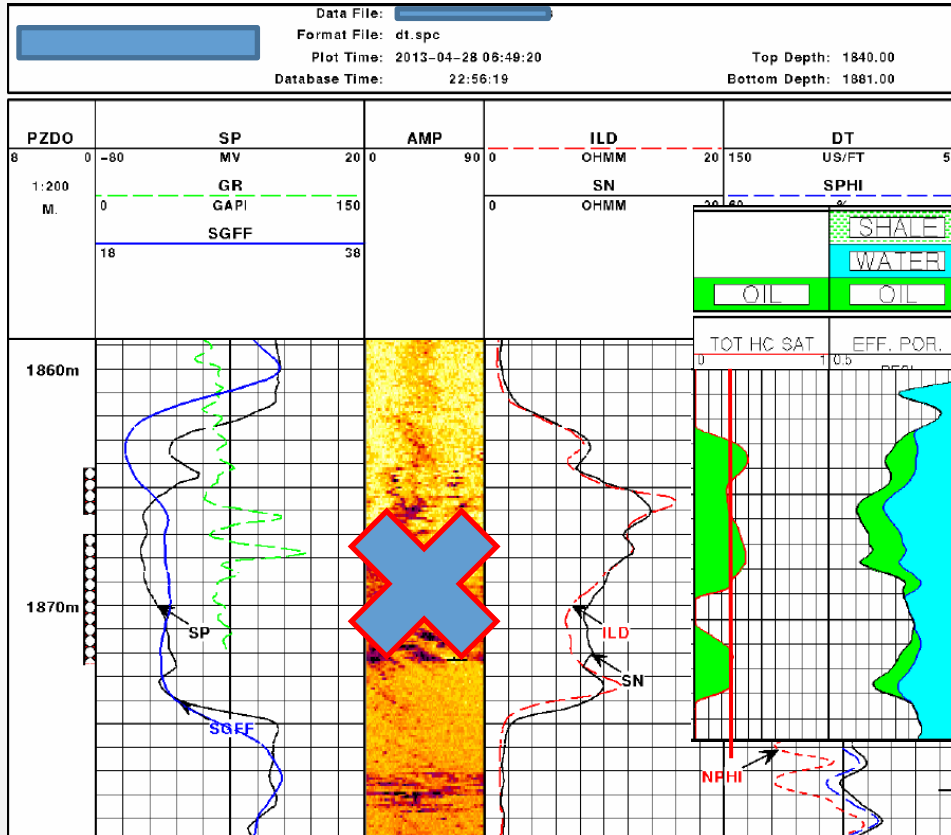
Sor

- Año 2014
- Se cementó todo el intervalo punzado (X)

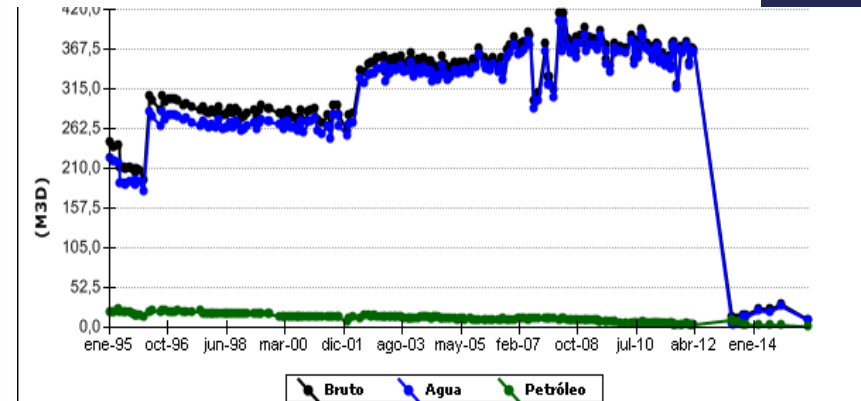


# DISMINUIR CORTE DE AGUA (WSO): BAJAR CORTE DE AGUA IMPLICA MANTENER O SUBIR PRODUCCION DE PETROLEO (INGRESOS y COSTOS)

## TECNOLOGIA: PERFIL CARBONO/OXIGENO – RESISTIVIDAD A POZO ENTUBADO – CEMENTACIONES CORRECTIVAS



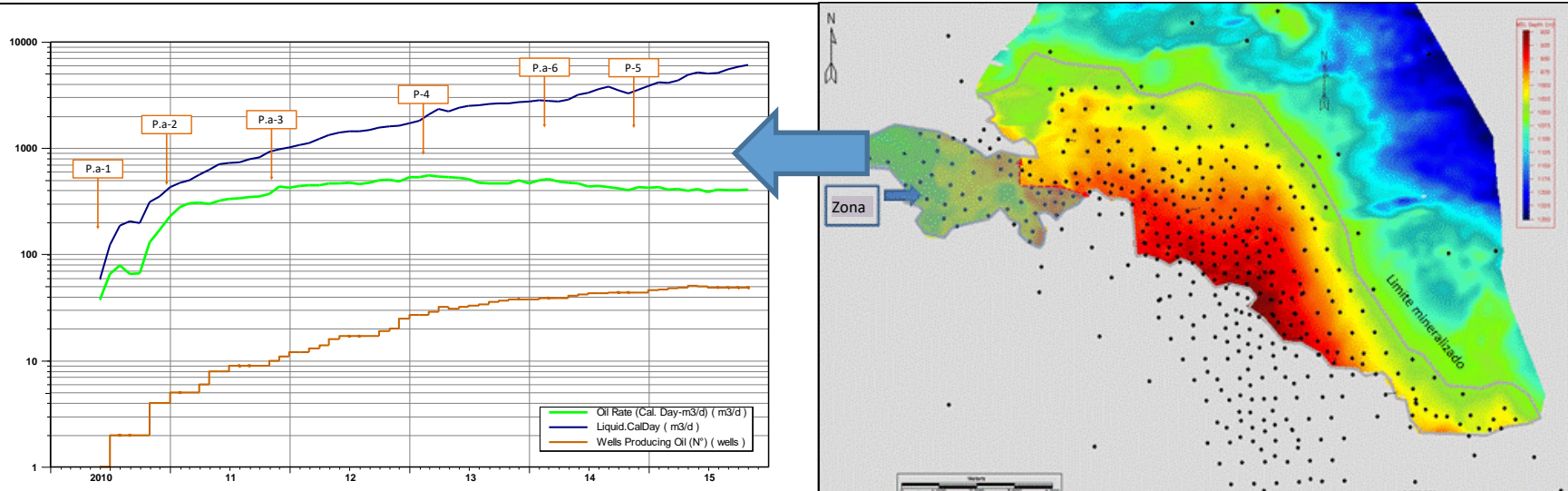
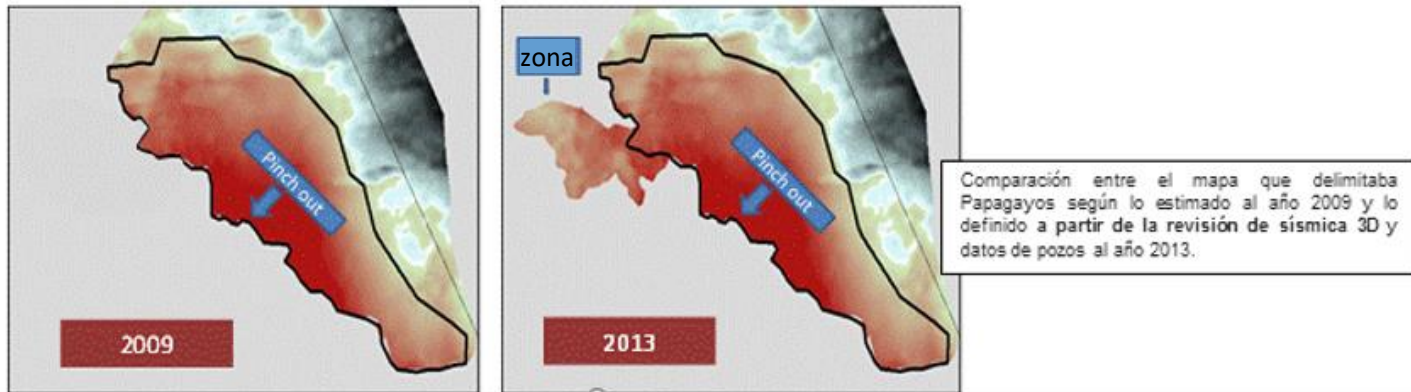
- Año 2014
- Se cementó todo el intervalo punzado (X)
- Se re punzó el intervalo con So>Sor





# EXTENSIONES AREALES: INCREMENTAR ÁREA CON HIDROCARBUROS MEDIANTE ESTUDIOS DE SUBSULEO y REINTERPRETACION DE DATOS (AUMENTAR INGRESOS)

- Mediante el empleo de nuevas técnicas de caracterización sísmica sumado a una agresiva campaña de pozos de avanzada y nuevas ideas exploratorias, se pudo reconocer con mayor certeza el modelo geológico y estratigráfico que gobierna la ocurrencia de la formación productiva.
- Durante el período **2010-2015** se perforaron **50 pozos** en la zona del noroeste del pinch-out de la formación productiva de los cuales la mayoría resultaron productivos y en varios casos con caudales iniciales superiores a lo previsto.
- Las técnicas aplicadas y el uso del modelo integral del área en un marco de sinergia entre equipos de Geología Geofísica y de Ing. de Reservorios ha permitido rejuvenecer el campo **incorporando 10 MBbl** de Reservas.



# Revitalización de Campos Maduros: Desafíos



Se terminó...  
Muchas Gracias!

.....

