

# POSIBILIDAD DE RECUPERACION ADICIONAL DE RESERVAS DE GAS EN BOLIVIA

Fernando Pacheco

# INDICE

- Introduccion
- Factor de Recuperacion
- Simulacion Numerica
- Posibilidad de Incremento
- Esquema sugerido de explotacion

# INTRODUCCION

Se presenta un esquema de explotación de los reservorios de la formación Huamampampa para incrementar su factor de recuperación desde el 50 – 60% actual a un 80%, lo cual podría añadir 3 a 4 TCF a nuestras reservas.

El esquema de explotación consiste en primero hacer una simulación numérica de cada reservorio o conjunto de reservorios de los campos en explotación y una vez se tenga un modelo confiable, ensayar en el modelo la habilitación de pozos ahogados para producir agua en cantidades apreciables (12000 barriles por día de cada pozo).

Los resultados del modelo indicaran la factibilidad teorica de conseguir o no una mayor recuperación de gas debido a que la producción de agua disminuirá la presión del reservorio y ello incrementara el factor de recuperación.

Se analiza dos problemas y sus posibles soluciones para conseguir en la practica la implementación de este esquema.

# FACTOR DE RECUPERACION DE GAS

- El factor de recuperación determina las reservas a recuperarse.
- Esta ligado a la saturación residual de gas en el reservorio al termino de su explotación y la presión de abandono.
- Se calcula el factor de recuperación tomando en cuenta el tipo de reservorio:
  - GAS SECO
  - GAS-CONDENSADO
  - RESERVORIOS FRACTURADOS O DE DOBLE POROSIDAD
- En los tres casos se consideran 2 alternativas:
  - Reservorio volumétrico
  - Reservorio con empuje de agua

# CARACTERISTICAS DE LOS PRINCIPALES CAMPOS EN EXPLOTACION EN BOLIVIA

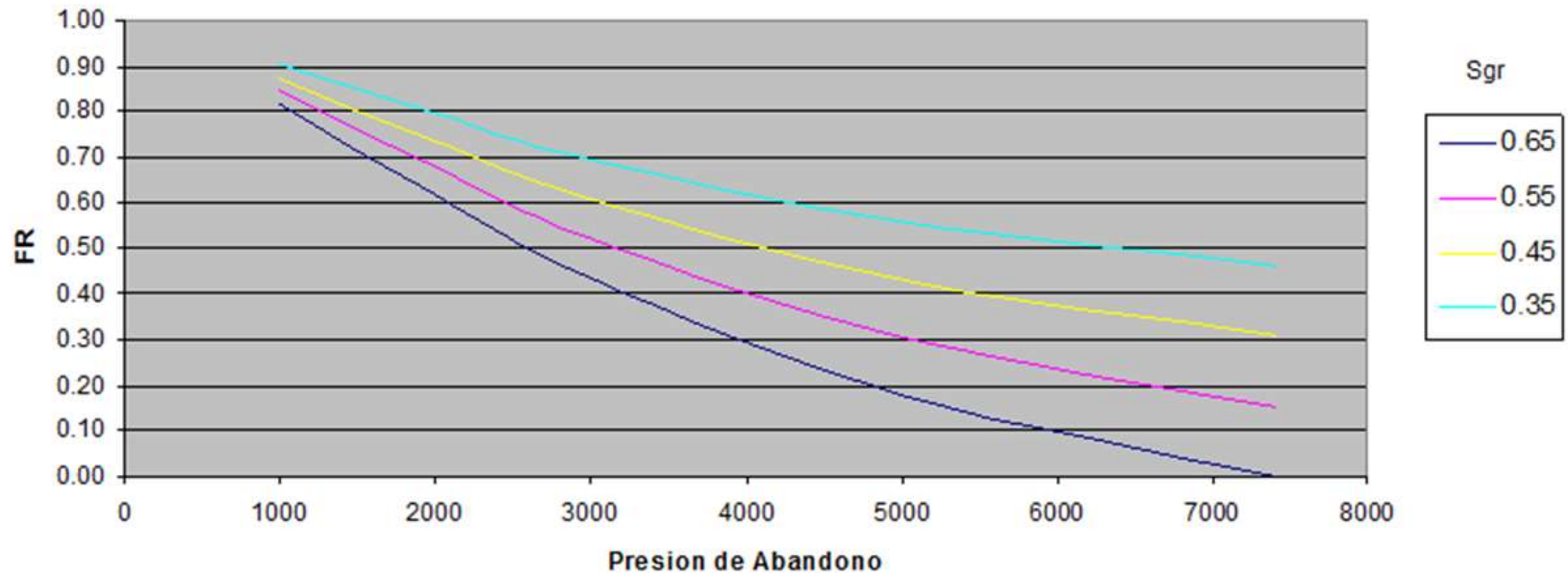
- RESERVORIOS NATURALMENTE FRACTURADOS O DE DOBLE POROSIDAD
- RESERVORIOS DE GAS CONDENSADO
- POROSIDAD BAJA ENTRE 3 Y 5 %
- PERMEABILIDAD ALTA DE LAS FRACTURAS Y BAJISIMA DE LA MATRIZ

# ECUACION DEL FACTOR DE RECUPERACION

- $F_r = [B_{gi} (1-S_{wi}) - B_{ga} (1-S_{wa})] / B_{gi} (1-S_{wi})$
- DONDE:
  - $B_{gi}$  = factor de volumen del gas a condicion inicial de reservorios PCS/pcr
  - $B_{ga}$  = factor de volumen del gas a condiciones de abandon, PCS/pcr
  - $S_{wi}$  = Saturacion inicial de agua en el reservorio
  - $S_{wa}$  = Saturacion de agua a condiciones de abandono incluyendo en este termino la saturacion del condensado retrogrado.
- UTILIZANDO LA ECUACION ANTERIOR SE HA CONSTRUIDO LA TABLA Y EL GRAFICO SIGUIENTES

	<b>CASO 1</b>	<b>CASO 2</b>	<b>CASO 3</b>
PRESION INICIAL	8000	8000	8000
PRESION DE ABANDONO	1000	7000	5000
SATURACION INICIAL DE AGUA	0.4	0.4	0.4
SATURACION FINAL DE AGUA	0.4	0.7	0.45
FACTOR Bgi	398.3	398.3	398.3
FACTOR Bga	49.8	348.5	248.9
<b>FACTOR DE RECUPERACION</b>	<b>88%</b>	<b>56%</b>	<b>43%</b>

## Factores de Recuperacion



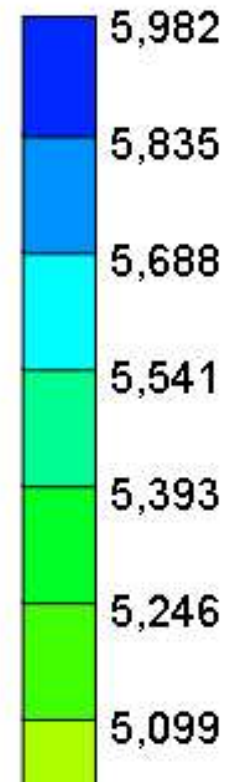
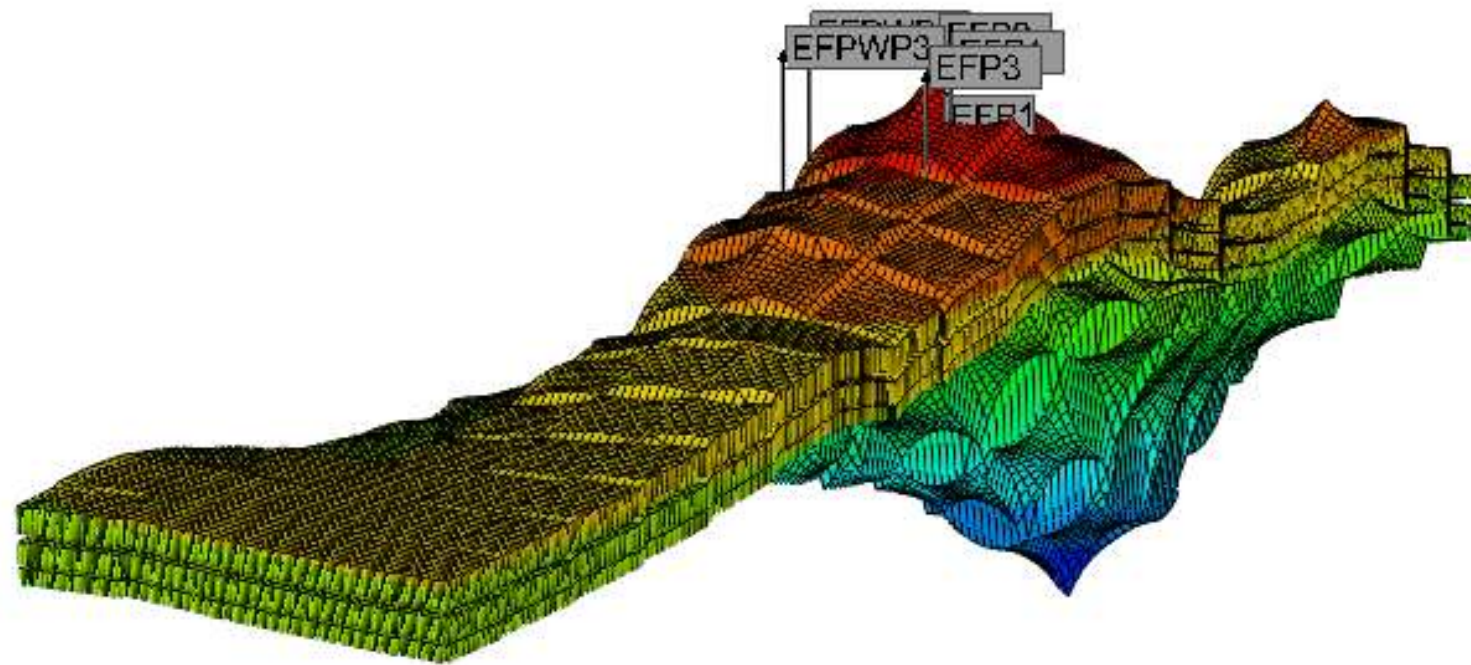


# SIMULACION NUMERICA

- Para analizar los esquemas de explotacion que pueden incrementar el factor de recuperacion, se pueden utilizar simulaciones matematicas de reservorios y ensayar lo que sucederia bajo diferentes esquemas.
- Existen varios simuladores comerciales que se pueden alquilar o comprar. Entre ellos estan:
  - GEM, IMEX Y STARS DE COMPUTER MODELLING GROUP
  - ECLIPSE 100 Y ECLIPSE 300 DE SCHLUMBERGER
  - TEMPEST DE ROXAR
  - tNavigator de ROCK FLUID DYNAMICS

# CONSTRUCCION DE MODELO

- Se ha construido un modelo hipotético composicional y de doble porosidad utilizando el simulador GEM de la Empresa COMPUTER MODELLING GROUP de Canada, con propiedades tales que representen un reservorio Devonico de la formacion Huamampampa.
- Este modelo tiene 300000 (50 x 200 x 30) celdas de dimensiones de 100 x 100 mts y 5 mts de alto.
- Es un modelo con doble porosidad, la matricial y la de las fracturas.
- Porosidad matricial: 0.041 Porosidad de fracturas: .01
- Permeabilidad matricial: 0.04 md Permeabilidad fracturas: 10 md
- Tiene 5 pozos, 3 para producir gas y 2 adicionales para producir o inyectar.
- Contiene 1088 MMMPC o 30.81 MMMm3 de gas de una composición que se muestra en la próxima lamina



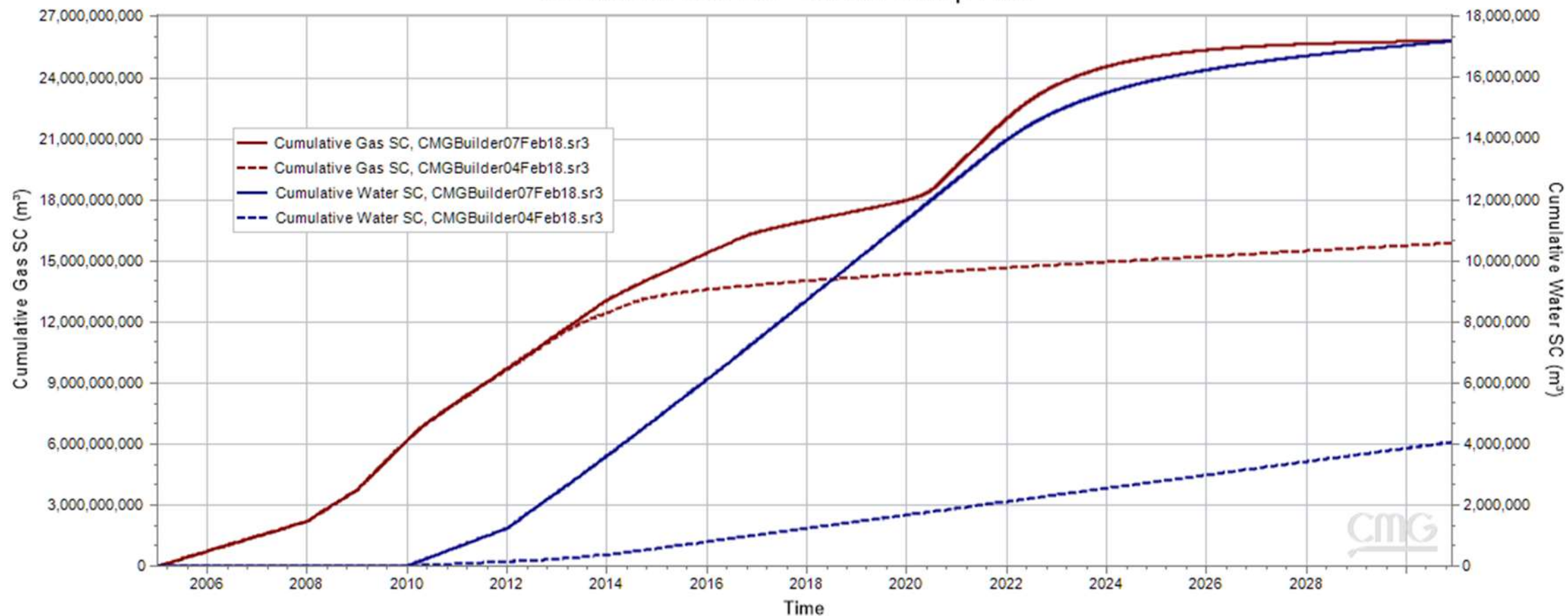
## COMPOSICION DEL GAS IN SITU CON RENDIMIENTO DE 70 BBL DE CONDENSADO POR CADA MILLON DE PIES CUBICO DE GAS

• METANO	84.00%	• HEXANOS	1.07%
• ETANO	2.73%	• HEPTANOS	1.15%
• PROPANO	0.91%	• OCTANOS	1.48%
• ISO BUTANO	0.45%	• NONANOS	1.65%
• N-BUTANO	0.49%	• DECANOS+	2.06%
• ISO PENTANO	0.91%	• CO2	0.21%
• N-PENTANO	0.99%	• N2	0.04%

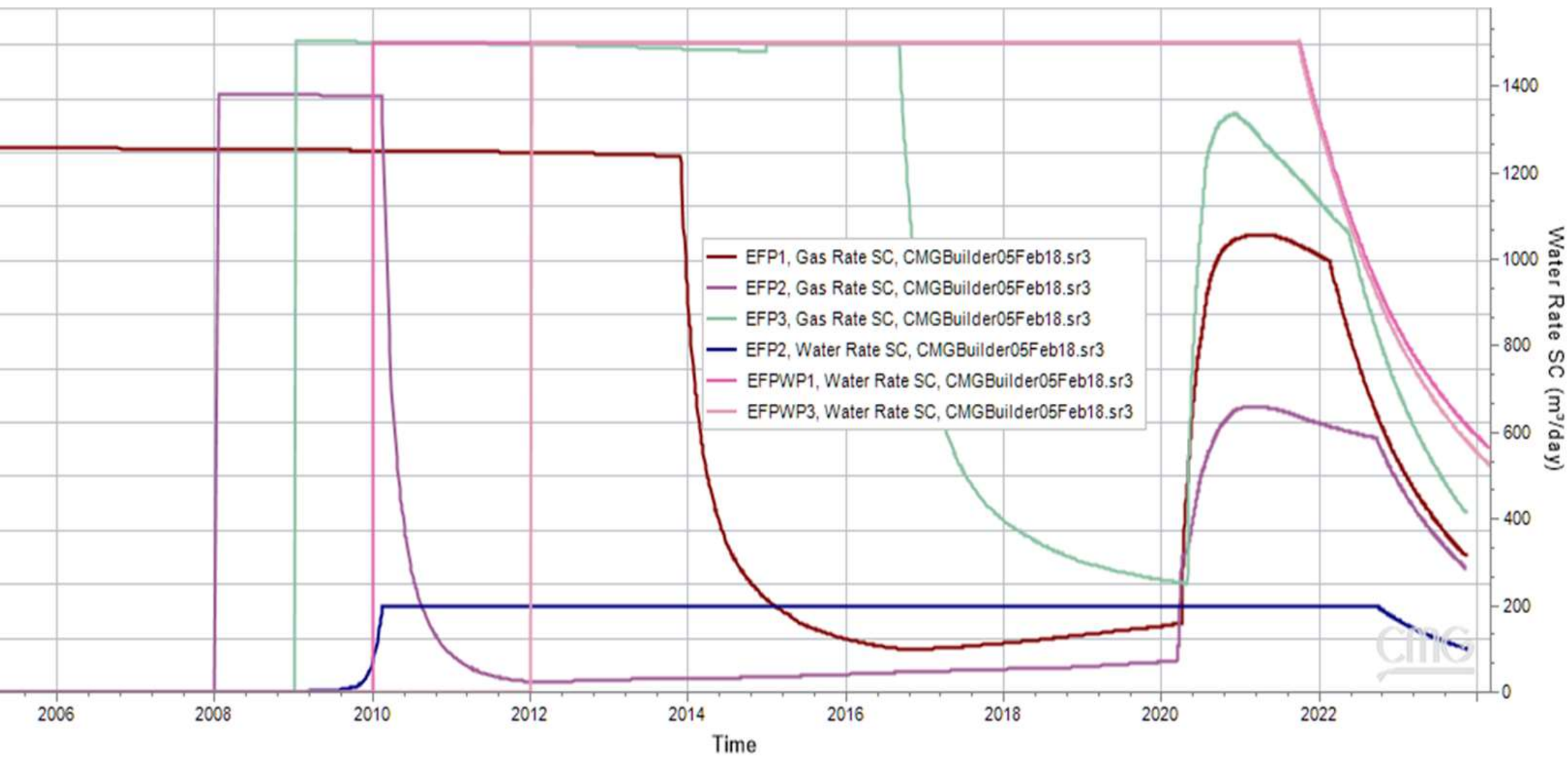
# ESQUEMAS DE EXPLOTACION PROBADOS

- Con el modelo construido se han realizado diversas corridas para analizar varios esquemas de explotación .
- El periodo de producción del reservorio simulado es desde 2005 a 2031.
- Los resultados de las corridas mas significativas se pueden ver en las siguientes figuras.
- El esquema optimo tiene fuera de los 3 productores de gas, 2 productores de agua.
- Se escogen estos 2 productores de agua de entre aquellos pozos abandonados por producción alta de agua.

### Cumulative Gas SC - Default-Group-PRO



# Gas Rate SC - EFP1,EFP2,EFP3,EFPWP1,EFPWP3



# RESULTADOS DEL ANALISIS

- Como se puede ver en la lamina 13, la mejor recuperación de gas del orden de 80% esta acompañada con una gran producción de agua.
- Si se restringe la producción de agua la recuperación llega a un poco mas del 50%.
- Esto es debido a que la producción de agua ayuda a rebajar la presión de abandono del reservorio.
- Por lo tanto incrementar la recuperación del gas de los reservorios tiene que ver en producir toda el agua que se pueda desde el inicio de la explotación.



# ANALISIS ECONOMICO

- El esquema ensayado con el modelo matemático es para uno de los reservorios del Huamampampa. Cada campo tiene 4 reservorios, o sea que el resultado final es en realidad 10 a 12 veces mas si el esquema de explotación es aplicado a todos los reservorios de los 3 campos principales.
- La recuperación adicional obtenida en la simulación para un reservorio es 362 MMMPC, o sea .36 TCF. Aplicando este esquema a todos los reservorios, las reservas de los 3 campos principales, se incrementarían en 3.6 TCF y tal vez a mas de 4 TCF.
- El incremento para 1 reservorio se logra mediante el reacondicionamiento de 2 pozos productores de agua y gas equipados con bomba electrosumergible y la perforación de un pozo de descarte.

# ANALISIS ECONOMICO cont

- La inversión estimada es de 9.7 millones de dólares por reservorio de acuerdo al siguiente detalle:
  - Reacondicionamiento de 2 pozos, cada uno cuesta 3.6 MM\$
  - Perforación de un pozo para descarte de agua con 2.2 MM\$
  - Facilidades de inyección con 0.3 MM\$
- El costo operativo estimado es:
  - Costo anual de operación de una bomba electrosumergible: 110 M\$
  - Cambio de ESP anual: 794 M\$
  - Costo de procesamiento del gas: 0.25 \$/MPC
  - Costo de transporte y compresión: 0.25 \$/MPC
  - Costo de transporte de condensado: 2.0 \$/BBL

# ANALISIS ECONOMICO cont

- Impuestos:

- Regalias e IDH: 50.0%
- IVA: 13.0%
- IT: 3.0%
- Participacion de YPFB: 8.0%
- IUE: 25.0%
- Impuesto sobre Remisiones: 12.5%

- Precios:

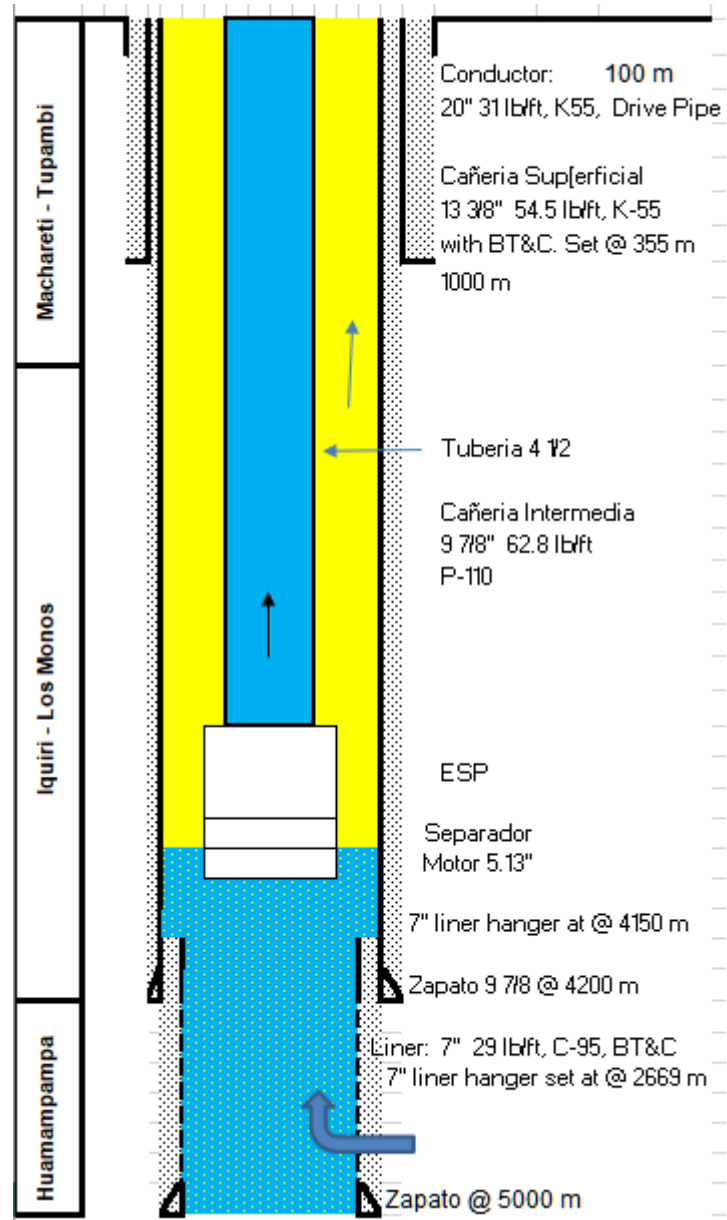
- Gas: 4.0 \$/MPC
- Condensado: 60.0 \$/BBL

# ANALISIS ECONOMICO cont

• Ingresos	1,979.5	MM\$
• Inversion	9.7	MM\$
• OPEX	120.3	MM\$
• Transporte de gas y condensado	54,3	MM\$
• Impuestos, regalías e YPFB	1,311.2	MM\$
• Utilidad para Operadora	484.0	MM\$
• Tiempo de recuperacion de capital	4.0	años
• <b>TASA INTERNA DE RETORNO</b>	<b>66 %</b>	

# ESQUEMA DE EXPLOTACION OPTIMO

- Planificar terminaciones de pozos tomando en cuenta la necesidad de producir agua.
- Los pozos que sean perforados estructuralmente bajos en el reservorio deberian tener arreglos de produccion que permitan la produccion de 5000 a 10000 BBL/D de agua.
- Esto no es imposible, mi experiencia con pozos en la region de la selva del Peru fue de que se lograba producir 10000 BBL/D de agua con bombas electrosumergibles.



# PROBLEMA A RESOLVER

- Como descartar el agua producida
- Volúmenes grandes del orden de 20 a 50 mil barriles por día
- Agua salina
- Contenido de sólidos

# POSIBLE SOLUCION

- En el campo Ecofisk de Noruega tenían un problema parecido de descarte del agua y los recortes (cuttings) obtenidos de la perforación de pozos.
- Resolvieron mediante fracturamiento hidráulico del sector de lutitas y la inyección del agua con los recortes a las fracturas creadas.
- Es posible inyectar volúmenes grandes de agua inclusive con algunos sólidos al sector de fracturas de los pozos, donde generalmente se tiene pérdidas de circulación.
- Es posible inyectar volúmenes importantes a areniscas inferiores con la presión alta adecuada que genere fracturamiento cuando la inyección es muy baja.