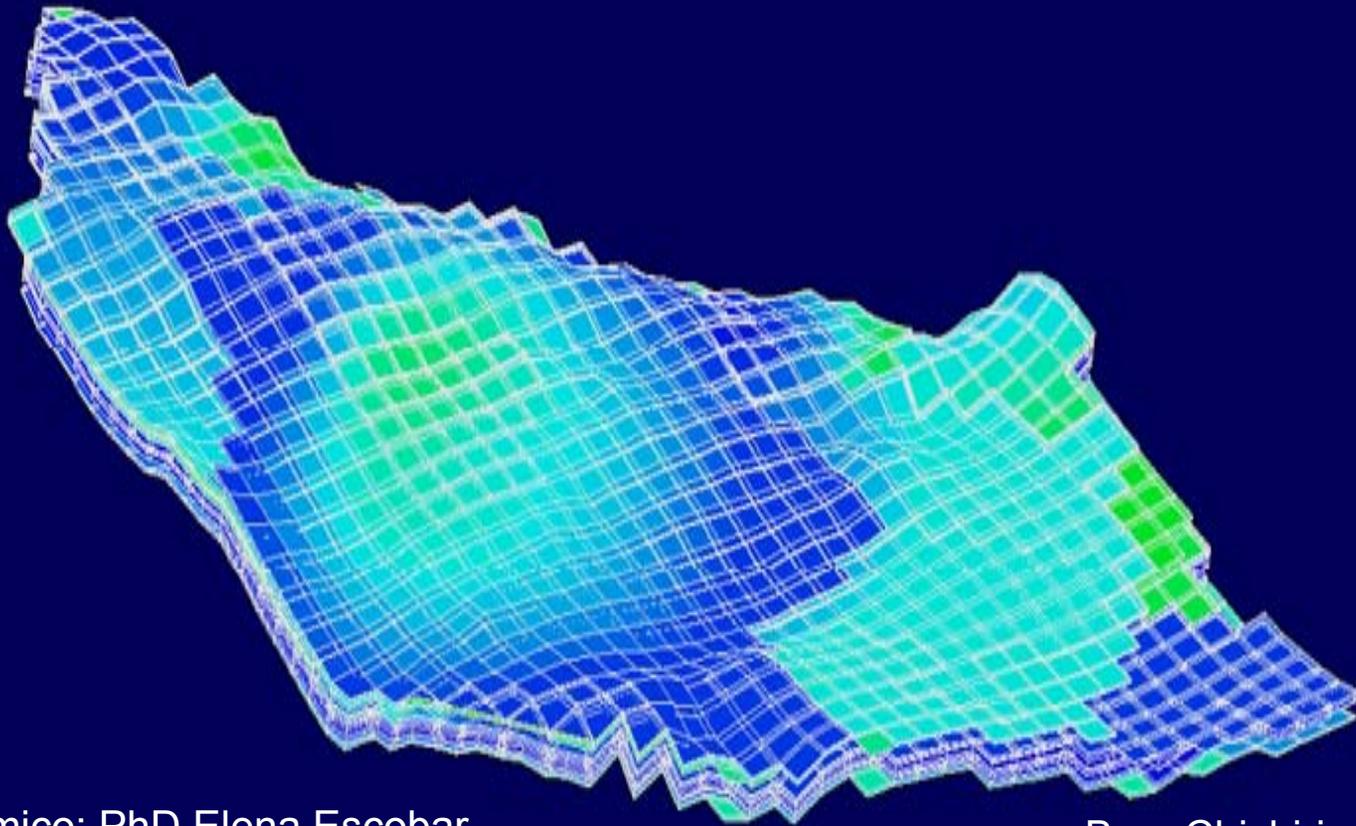


# *ESTUDIO CONCEPTUAL SOBRE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DE PROCESOS AGA*



Tutor Académico: PhD Elena Escobar

Brs.: Chichiricco, Bárbara

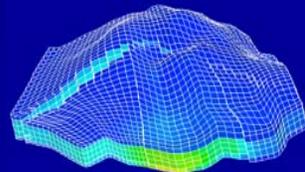
Sillet, Analis

Noviembre, 2004

# CONTENIDO

---

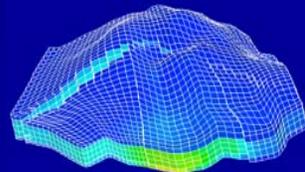
- OBJETIVOS
- MARCO TEÓRICO
- MARCO METODOLÓGICO
- ANÁLISIS DE RESULTADOS
- CONCLUSIONES
- RECOMENDACIONES



# OBJETIVOS GENERALES

---

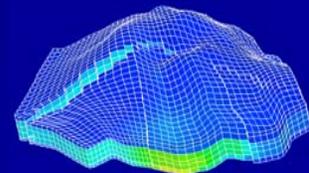
- Conocer la influencia del fenómeno de histéresis en la simulación numérica del proceso de inyección alternada de agua y gas, definido como proceso *AGA*.
- Estudiar la existencia de una analogía a nivel de simulación entre inyectar en forma simultánea agua y gas con una relación 1:1, vs. la inyección *AGA*.



# OBJETIVOS ESPECÍFICOS

---

- Revisar los modelos de histéresis disponibles en el simulador ECLIPSE® 100.
- Profundizar en el entendimiento de la simulación del proceso *AGA*, estableciendo una comparación con los procesos de inyección de agua y de gas inmisible.
- Realizar sensibilidades con el tamaño del tapón y la relación volumétrica entre los tapones de gas y agua.

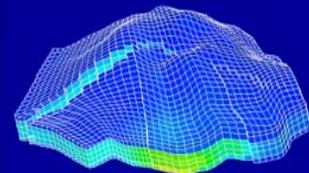


# MARCO TEÓRICO

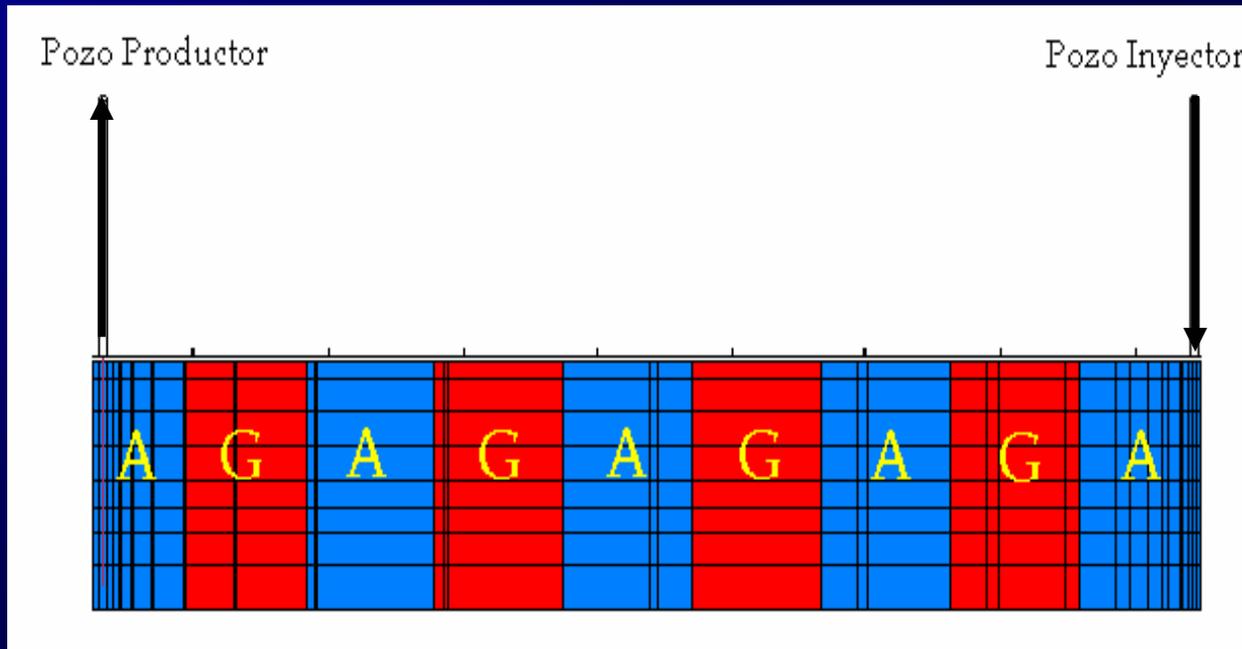
---

## Proceso *AGA*

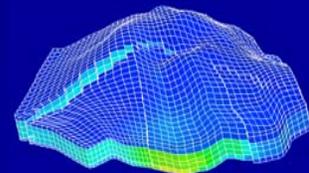
La inyección alternada de tapones de agua y gas, *AGA*, es un método de recuperación de petróleo utilizado para mejorar la eficiencia de barrido de los fluidos inyectados (agua y gas), logrando incrementar los recobros respecto a los procesos de inyección continua.



# MARCO TEÓRICO

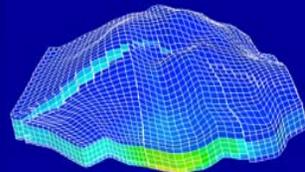


Desplazamiento de los Tapones de Fluido en el  
Proceso *AGA*



# MARCO TEÓRICO

---



# MARCO TEÓRICO

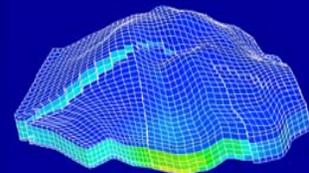
---

## Aplicaciones de Campo del Proceso AGA

En la literatura se han reportado 59 aplicaciones en campo de la inyección alternada de agua y gas.

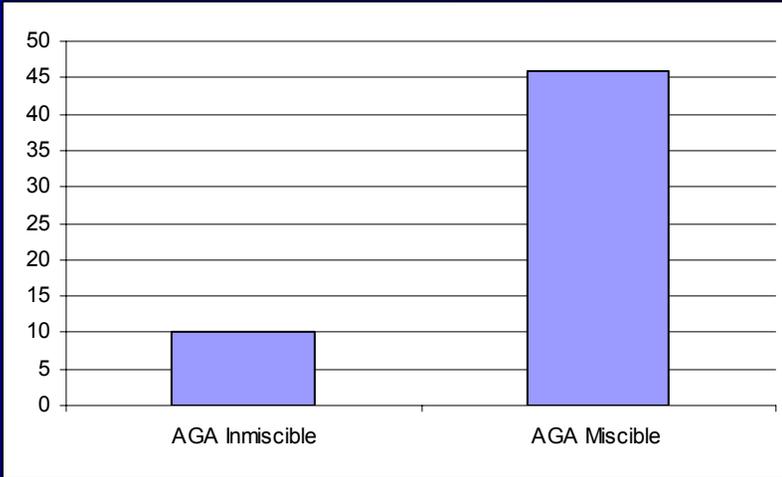
Estas aplicaciones están clasificadas según:

- Tipo de proceso
- Tipo de gas inyectado
- Tipo de yacimiento

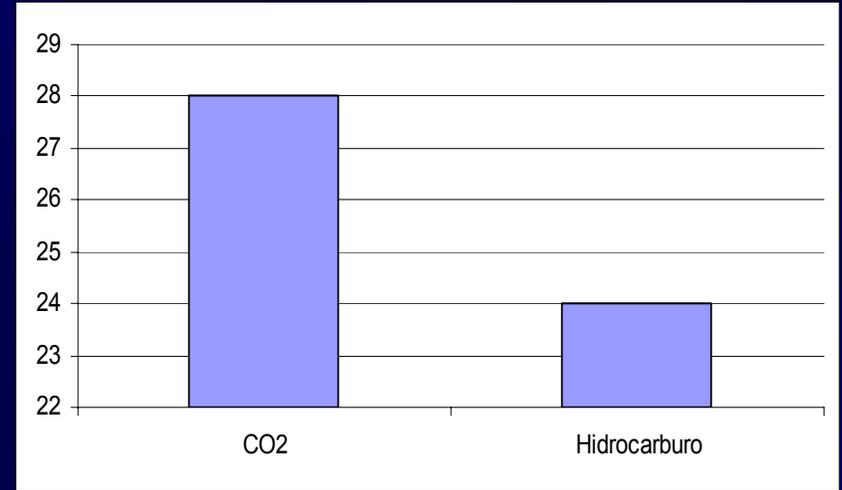


# MARCO TEÓRICO

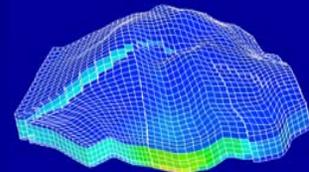
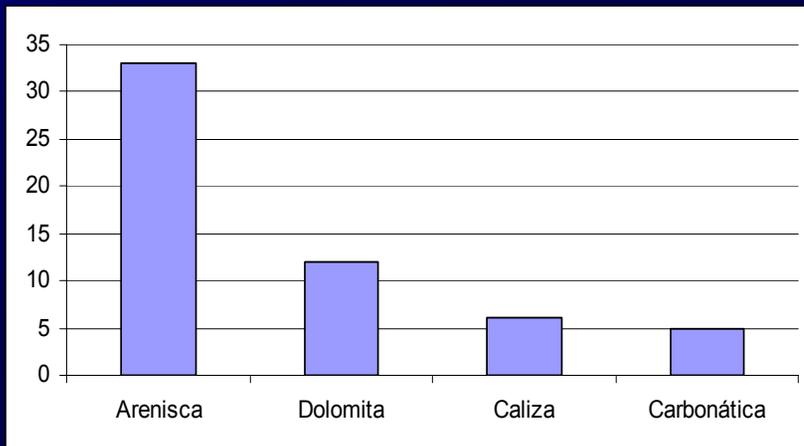
## Tipo de Proceso



## Tipo de Gas Inyectado



## Tipo de Yacimiento

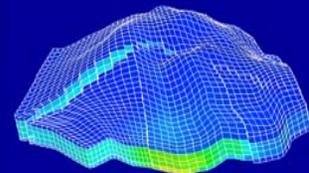


# MARCO TEÓRICO

---

## Factores más Importantes que afectan el Proceso AGA

- Segregación gravitacional: El gas inyectado sube hacia el tope de la formación, mientras que el agua migra hacia el fondo.
- Inyectividad Agua/Gas: La presencia del gas atrapado evita la penetración del agua a través de los poros más grandes impidiendo su movimiento.

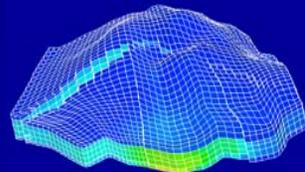


# MARCO TEÓRICO

---

## Ventajas de la Inyección Alternada de Agua y Gas

- El recobro de petróleo es incrementado en el rango de 5-10% del petróleo original en sitio.
- Mejora la estabilidad del frente.
- Contacta zonas del yacimiento que no han sido barridas.

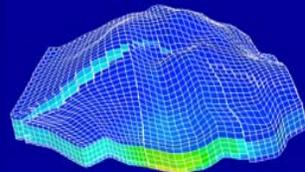


# MARCO TEÓRICO

---

## Desventajas de la Inyección Alternada de Agua y Gas

- Problemas de inyección debido al cambio de temperatura de las diferentes fases.
- Mayor control a nivel de pozos inyectoros en el momento de los cambios de fases, lo que incrementa los gastos operacionales.
- Manejo del fenómeno de histéresis en la simulación numérica.



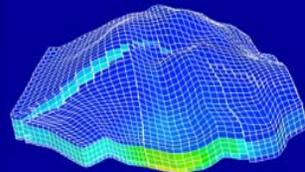
# MARCO TEÓRICO

---

## Inyección Simultánea de Agua y Gas (SAGA)

Consiste en inyectar agua y gas de forma simultánea a través del mismo pozo. El agua y el gas deben mantener una mezcla homogénea para evitar su segregación.

Los factores que afectan este proceso son la presión de inyección y el índice de inyectividad de la formación.

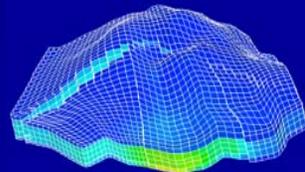


# MARCO TEÓRICO

---

## Aplicaciones de Campo

- Campo Joffre Viking (Alberta, Canada, 1990)
- Campo Rangely (Colorado, USA, 1993)
- Campo Kuparuk River (Alaska, USA, 1994)
- Campo Siri (Mar del Norte, 1999)

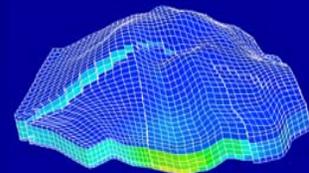


# MARCO TEÓRICO

---

## Ventajas de la Inyección Simultánea

- Incremento de la producción de petróleo.
- Mejor control de la movilidad del gas, resultando un barrido más eficiente.
- Mayor estabilidad en la producción del gas y en la relación gas/petróleo.
- Al realizarse la mezcla de agua y gas en el hoyo, se aumenta el peso de la columna respecto a la inyección de gas, necesitando menor presión de superficie para el gas, lo que reduce los costos de compresión.

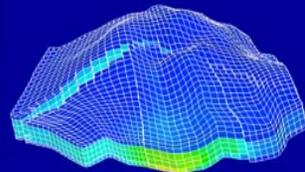


# MARCO TEÓRICO

---

## Desventajas de la Inyección Simultánea

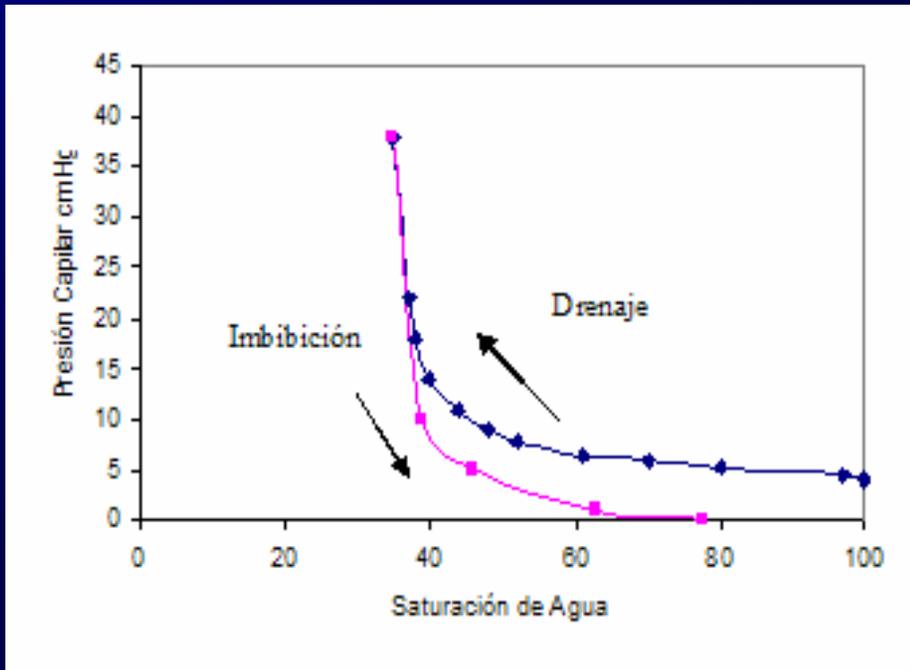
- Problemas de corrosión que incrementan los costos de los equipos.
- Separación de las fases inyectadas debido a las diferencias de densidades.
- Problemas de inyektividad.
- Poca experiencia en la aplicación del proceso. Las experiencias de campo encontradas son para pruebas pilotos.



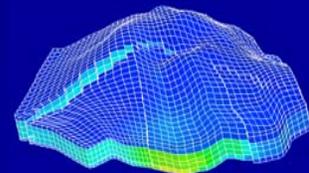
# MARCO TEÓRICO

## FENÓMENO DE HISTÉRESIS

Se conoce con el nombre de histéresis el fenómeno que origina que las curvas de drenaje y de imbibición para  $k_r$  y  $p_c$  sean diferentes.



Curvas de Presión Capilar (Imbibición y Drenaje), medio poroso mojado al agua (Craig, 1982)

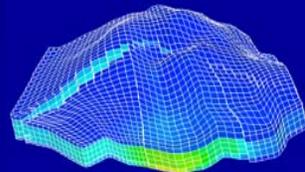


# MARCO TEÓRICO

---

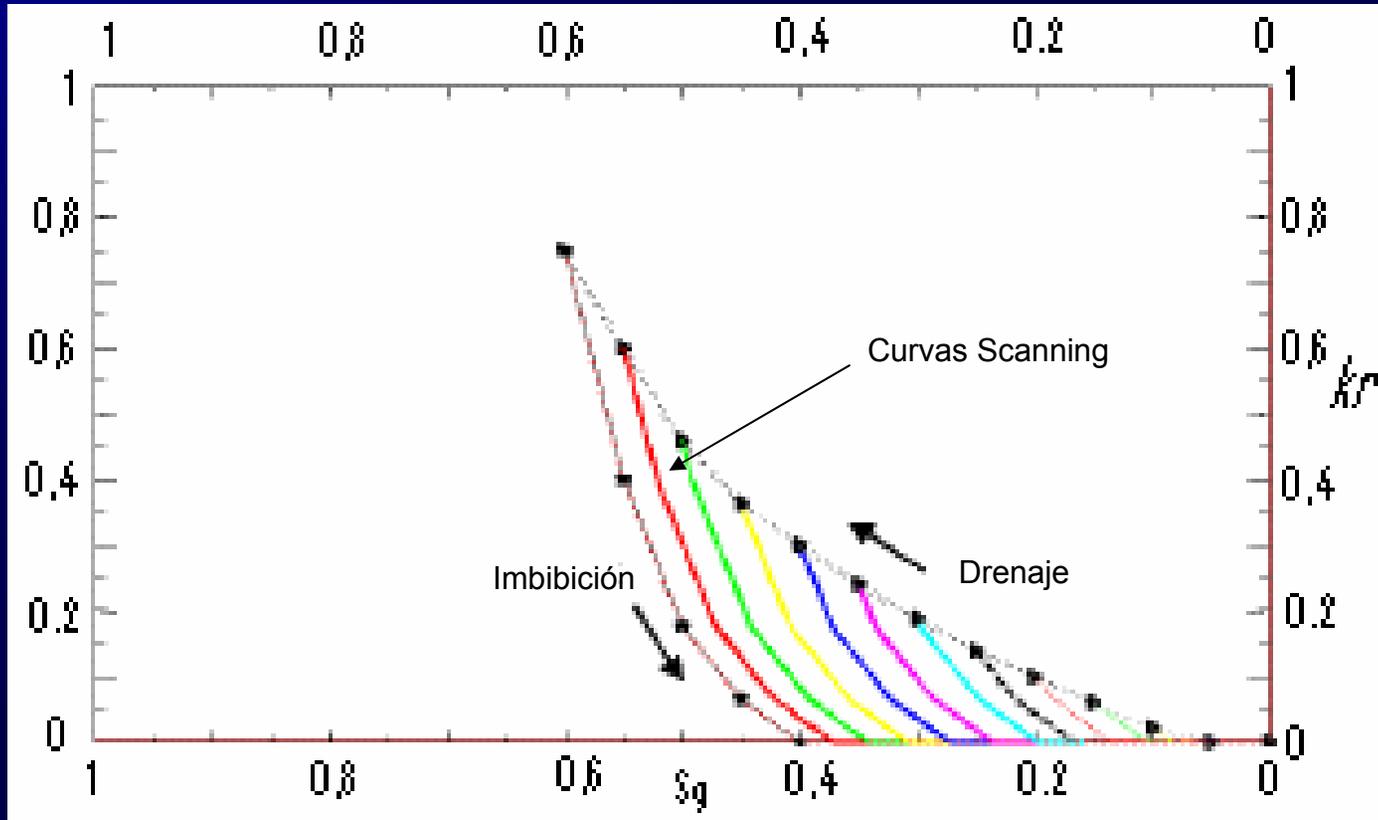
## Modelos Desarrollados para considerar la Histéresis en la Simulación Numérica

- Modelo de Land (1968)
- Modelo de Killough (1976)
- Modelo de Carlson (1981)
- Modelo de Larsen y Skauge (1999)

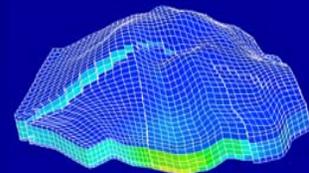


# MARCO TEÓRICO

- Modelo de Killough (1976)



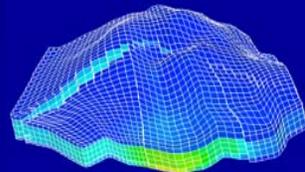
Curvas Scanning para  $k_{rg}$  en un sistema gas/crudo



# MARCO METODOLÓGICO

---

- Compilación de datos para generar el modelo de simulación.
- Simulador numérico de yacimientos.  
ECLIPSE ® 100
- Diseño de la malla de simulación.
- Diseño de las corridas.
- Realización e interpretación de los resultados.
- Conclusiones y recomendaciones.

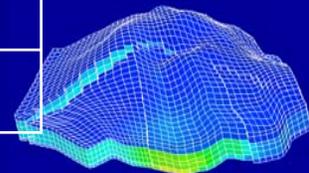


# MARCO METODOLÓGICO

---

## Compilación de Datos para Generar el Modelo de Simulación

	<i>Naricual</i>	<i>Cretáceo</i>
<i>Presión Inicial (lpc)</i>	11258	11006
<i>Presión de Yacimiento (lpc)</i>	6500	7200
<i>Temperatura de Yacimiento (°F)</i>	290	295
<i>Datum (pies)</i>	13800	14500
<i>Espesor (pies)</i>	1500	700
<i>Porosidad (%)</i>	13	12
<i>Permeabilidad</i>	100-1300	50-100
<i>•API</i>	26	25



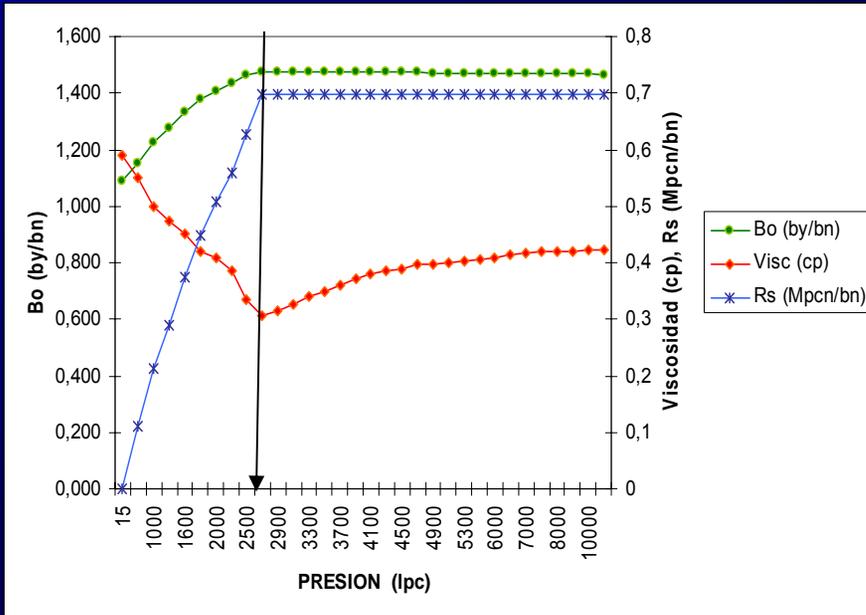
# Campo El Furrial – Etapas de Producción



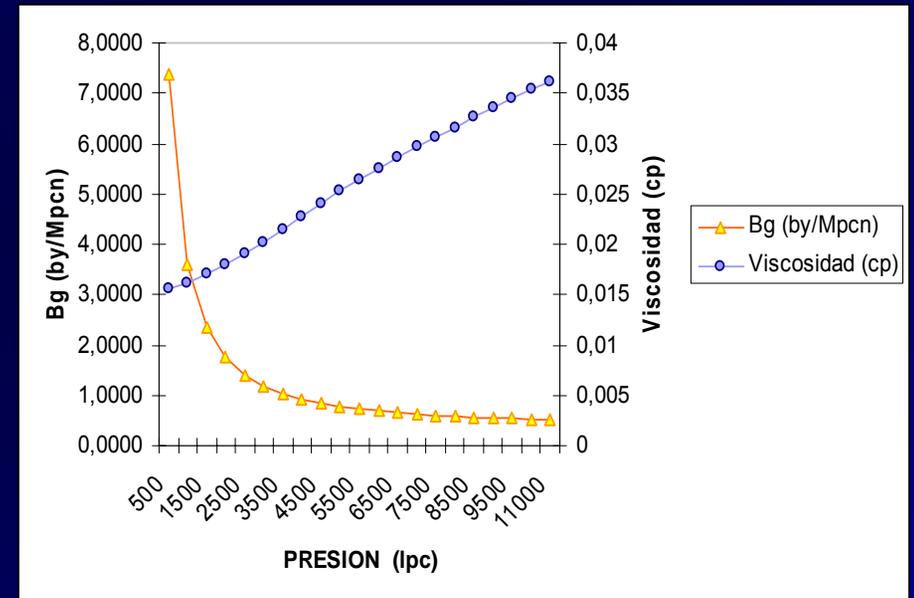
## Mantenimiento de Presión

# MARCO METODOLÓGICO

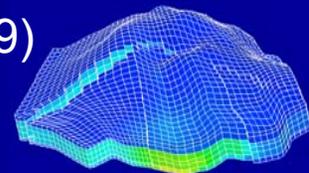
## Compilación de Datos para Generar el Modelo de Simulación



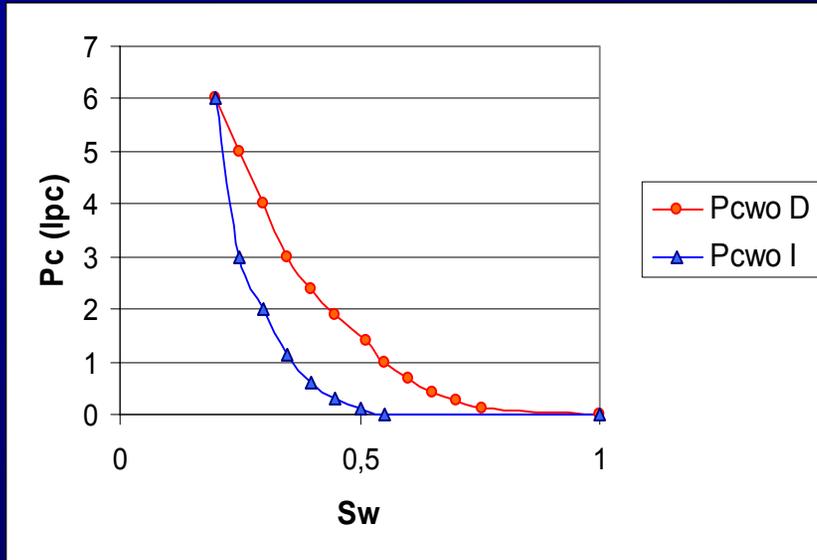
Propiedades PVT del Petróleo  
a 298°F (Todd, 1999)



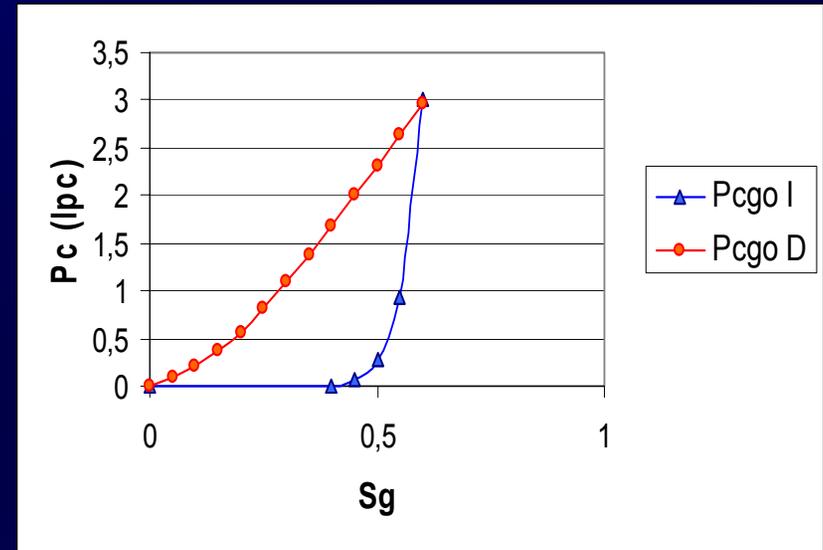
Propiedades PVT del Gas  
a 298°F (Todd, 1999)



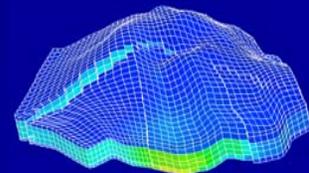
# MARCO METODOLÓGICO



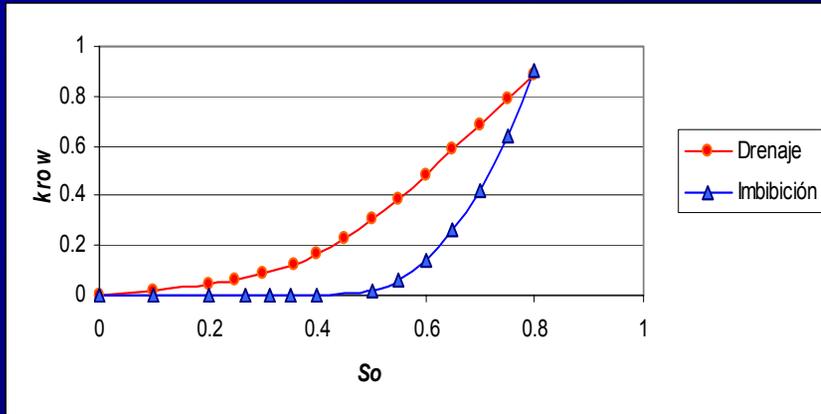
Curvas de  $p_c$  Petróleo/Agua-  
Imbibición y Drenaje-Sistema  
Mojado al Agua (Kossack, 2000)



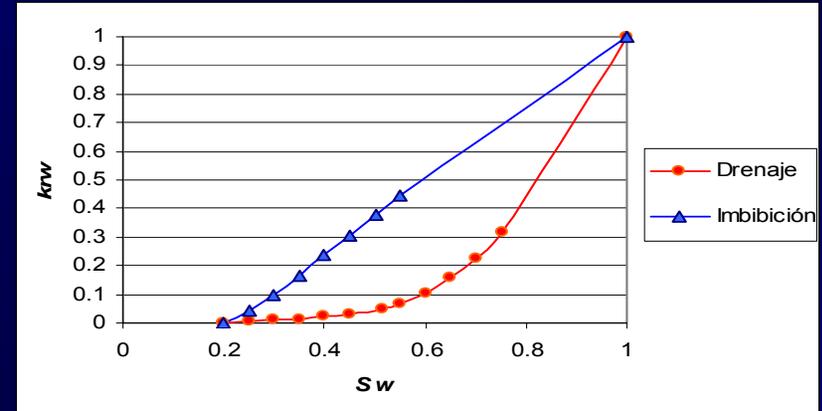
Curvas de  $p_c$  Petróleo/Gas-  
Imbibición y Drenaje-Sistema  
Mojado al Agua (Kossack, 2000)



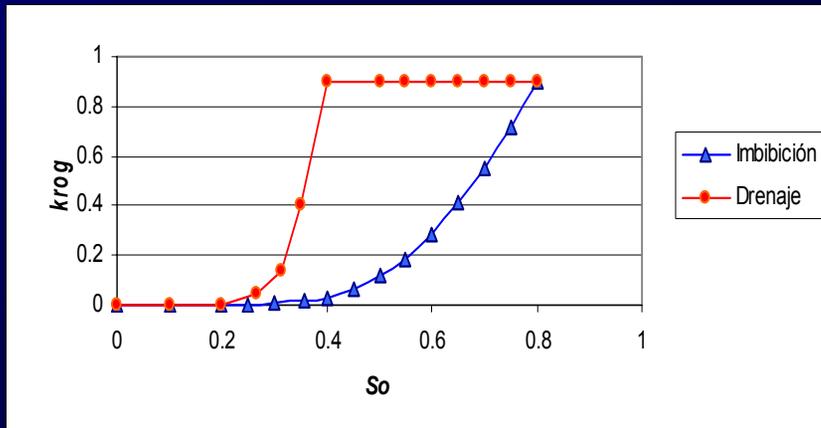
# MARCO METODOLÓGICO



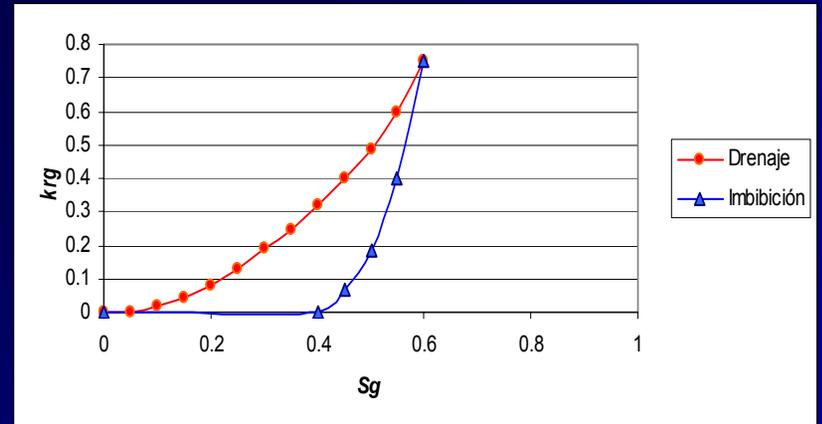
Curvas de  $k_r$  Petróleo/Agua- Imbibición y Drenaje-Sistema Mojado al Agua (Kossack,2000)



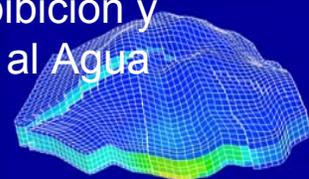
Curvas de  $k_r$  al Agua- Imbibición y Drenaje-Sistema Mojado al Agua (Kossack,2000)



Curvas de  $k_r$  Petróleo/Gas- Imbibición y Drenaje-Sistema Mojado al Agua (Kossack, 2000)



Curvas de  $k_r$  al Gas- Imbibición y Drenaje-Sistema Mojado al Agua (Kossack, 2000)

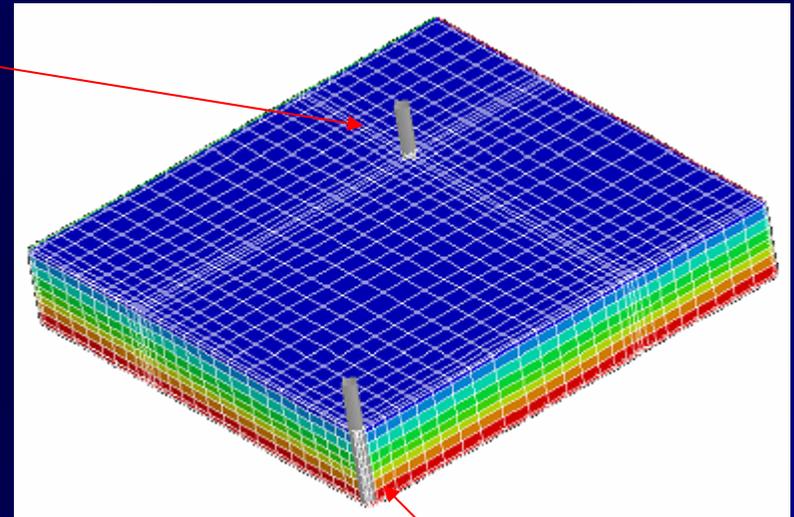


# MARCO METODOLÓGICO

## Diseño de la Malla de Simulación

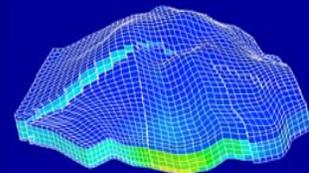
Pozo Productor

- Número de Celdas 6728.
- Dimensión de la malla 29\*29\*8.
- Existen 20 celdas entre pozo inyector y pozo productor.
- Distancia entre pozo inyector y pozo productor 500 m.
- Petróleo Original en Sitio de 11,9 MMbn.
- Modelo horizontal plano.
- Distribución logarítmica.
- Arreglo de simetría.

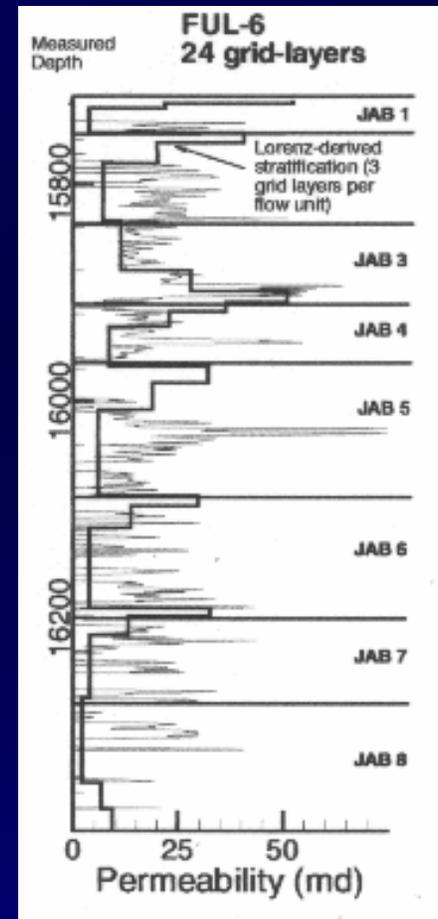
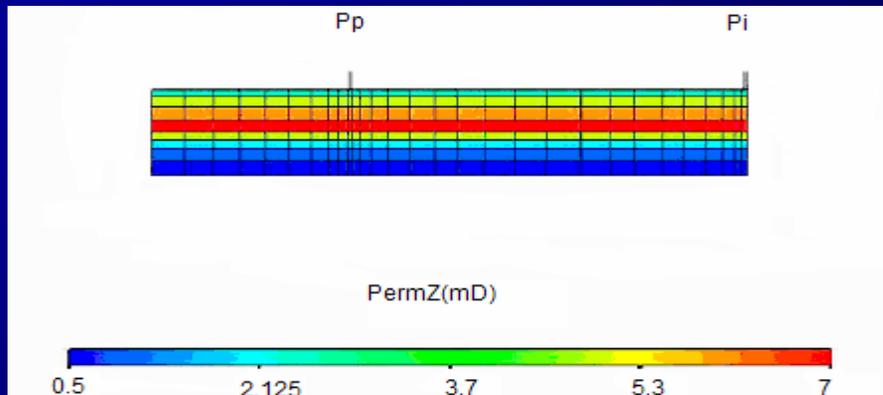


$\Phi=12\%$

Pozo Inyector

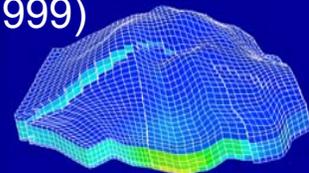


# MARCO METODOLÓGICO



Capas	Espesores (pies)	$k_v$ (md)
1	20	2,4
2	40	5
3	44	6
4	40	7
5	34	5
6	30	2
7	40	1
8	53	0,5

Perfil de Permeabilidad Pozo Ful-6  
Campo El Furrial (Todd, 1999)



# MARCO METODOLÓGICO

---

## Diseño de las Corridas de Simulación

- Definición del caso base para las corridas del proceso *AGA*.

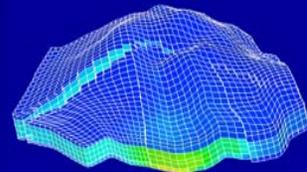
Etapa de Agotamiento Natural

Tasa de Inyección de los Fluidos

Presión de Inyección

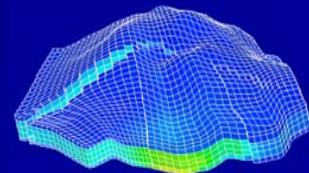
Tiempo de Inyección

Tipo de Desplazamiento



# MARCO METODOLÓGICO

<b>Grupo (#)</b>	<b>Objetivo</b>
1	Evaluar los modelos de histéresis para simular el proceso AGA inmiscible disponibles en el simulador ECLIPSE®100.
2	Evaluar la simulación del proceso AGA sin considerar el fenómeno de histéresis.
3	Evaluar si existe similitud en los resultados de la inyección simultánea de agua y gas con los de la inyección AGA.
4	Comparar el comportamiento del proceso AGA frente a los procesos de inyección continua de agua o gas inmiscible.
5	Conocer el efecto del tamaño del tapón de gas o de agua y la relación volumétrica entre ellos en el comportamiento del proceso AGA, con el modelo WAGHYSTR.

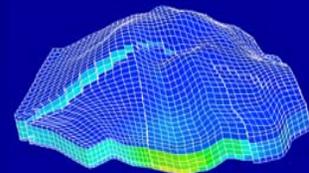


# ANÁLISIS DE RESULTADOS

---

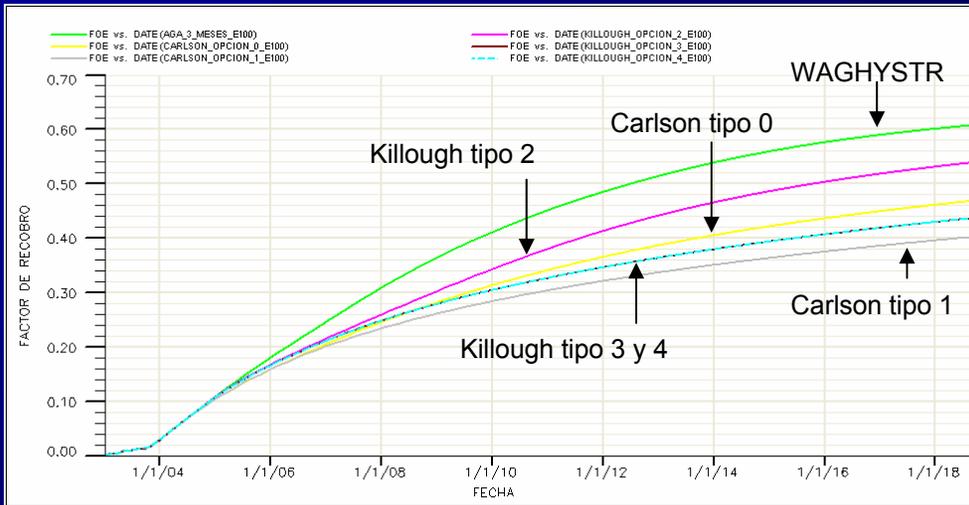
## Evaluación de los Modelos de Histéresis con el Proceso AGA

<b>Corrida #</b>	<b>Modelo</b>	<b>Tipo</b>	<b>Curva utilizada para la Fase Mojante (agua)</b>
1	Carlson	0	Curva de Drenaje
2	Carlson	1	Curva de Imbibición
3	Killough	2	Curva de Drenaje
4	Killough	3	Curva de Imbibición
5	Killough	4	Histéresis en todas las fases
6	<i>WAGHYSTR</i>	4	Modelo de Killough a la fase del petróleo

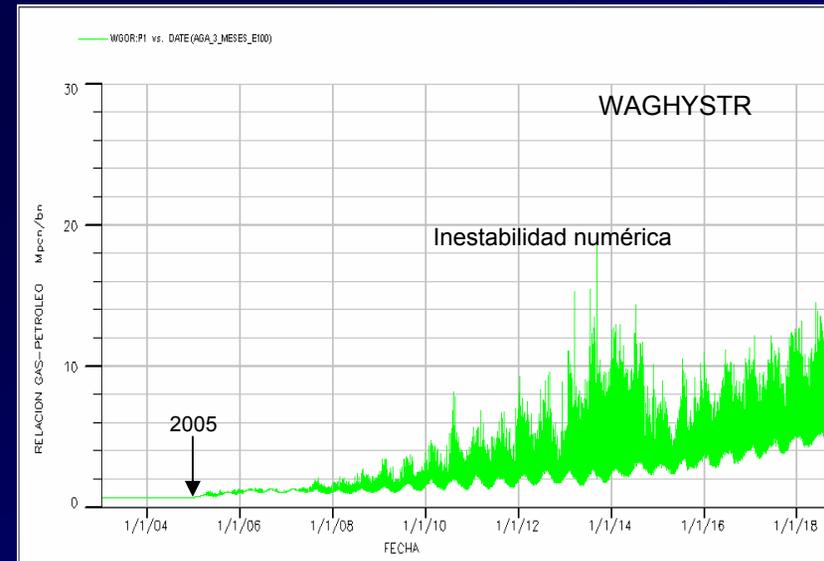


# ANÁLISIS DE RESULTADOS

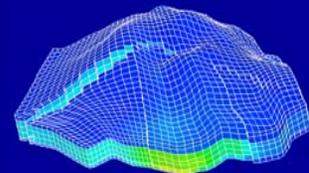
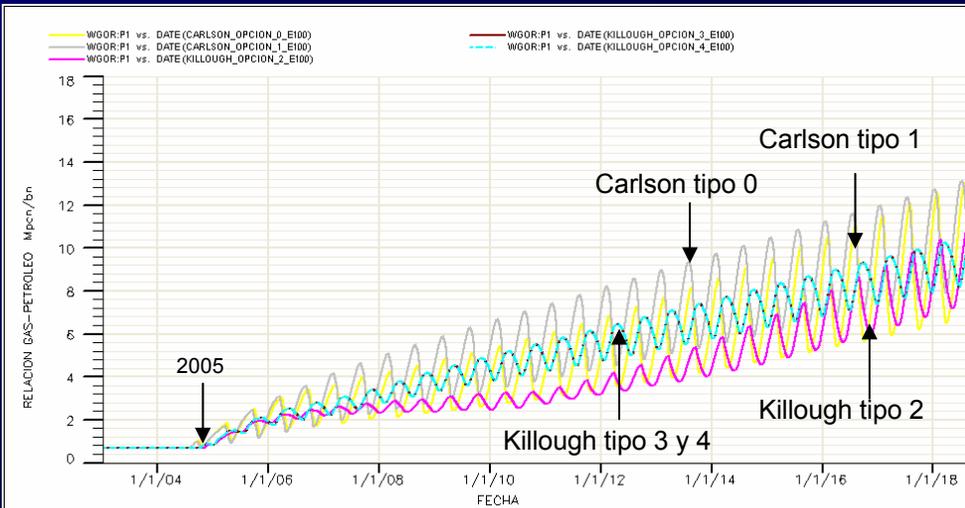
## Factor de Recobro vs. Tiempo



## Relación Gas-Petróleo vs. Tiempo

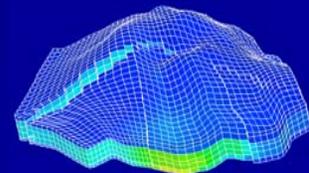
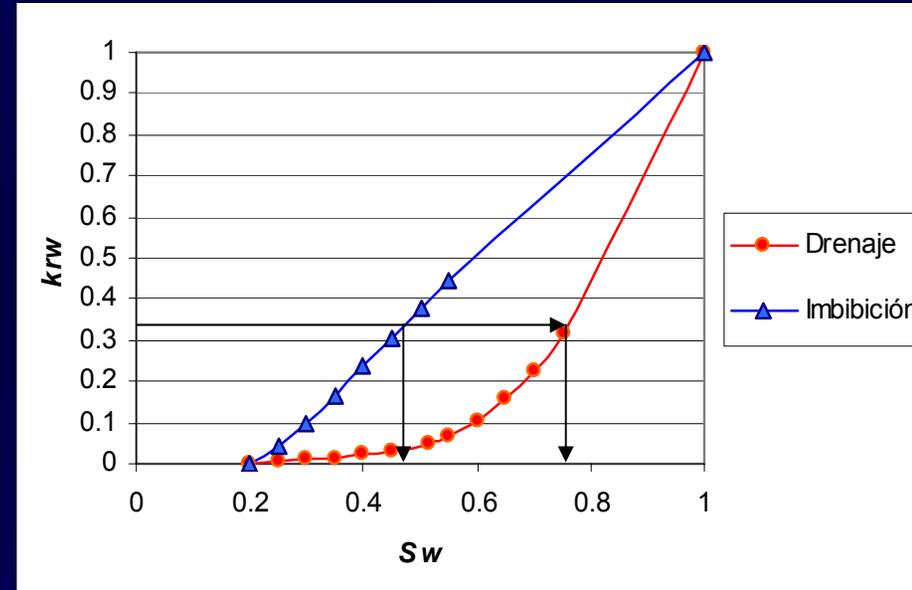
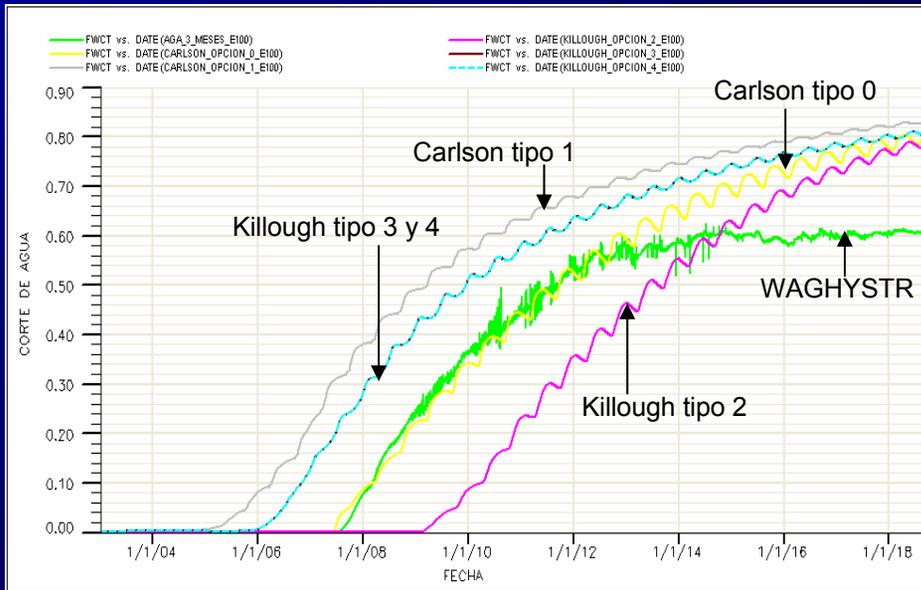


## Relación Gas-Petróleo vs. Tiempo



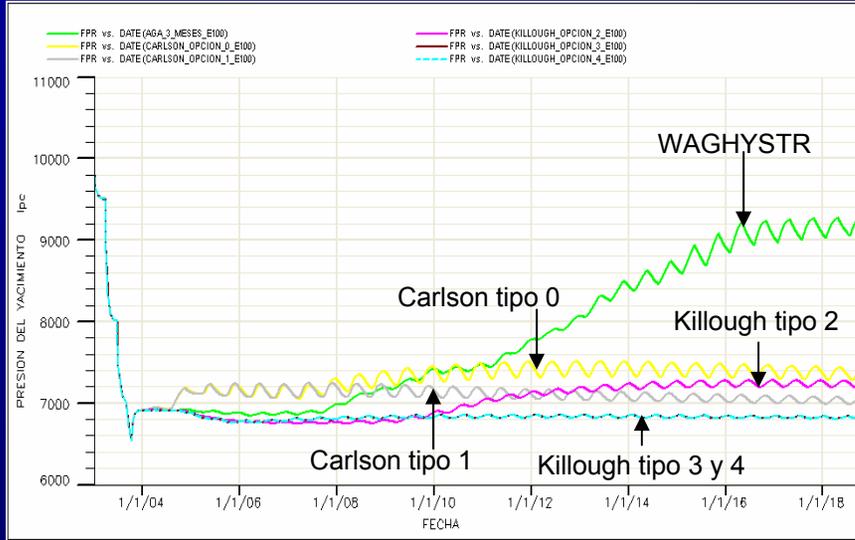
# ANÁLISIS DE RESULTADOS

## Corte de Agua vs. Tiempo

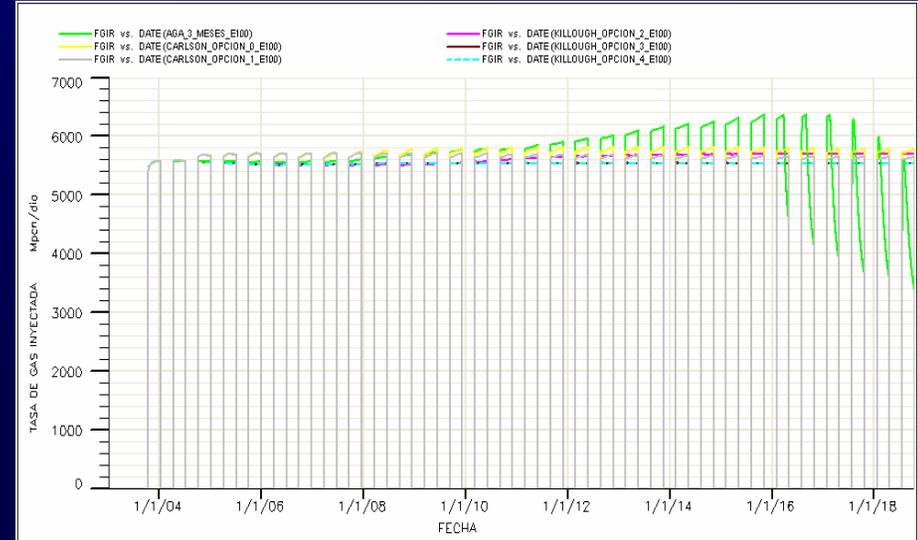


# ANÁLISIS DE RESULTADOS

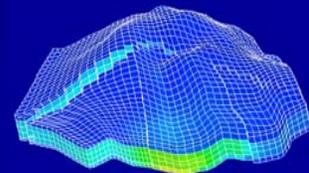
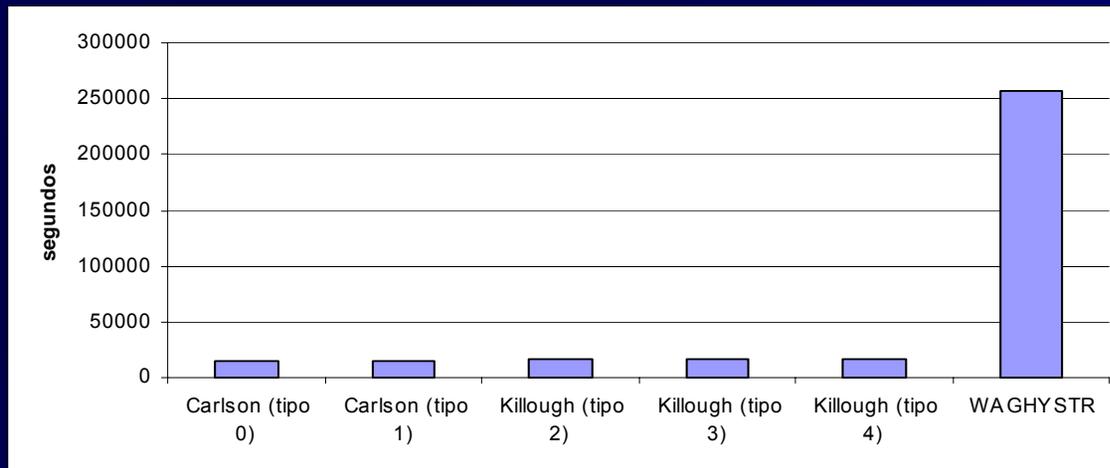
## Presión de Yacimiento vs. Tiempo



## Tasa de inyección de Gas vs. Tiempo



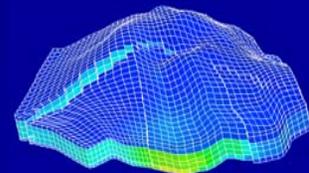
## Tiempo de computación



# ANÁLISIS DE RESULTADOS

---

El modelo *WAGHYSTR* en las condiciones de este trabajo, ejerce un control excesivo sobre la movilidad del gas y del agua, luego de la irrupción del agua. Esto explicaría el aumento en la presión del yacimiento el cual a su vez afecta la inyectividad de ambos fluidos y la productividad del agua luego de su irrupción. Adicionalmente problemas de inestabilidad que se reflejan en los altos tiempos de computación.

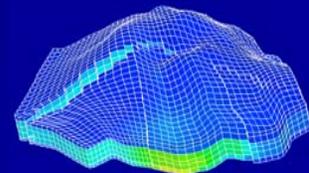


# ANÁLISIS DE RESULTADOS

---

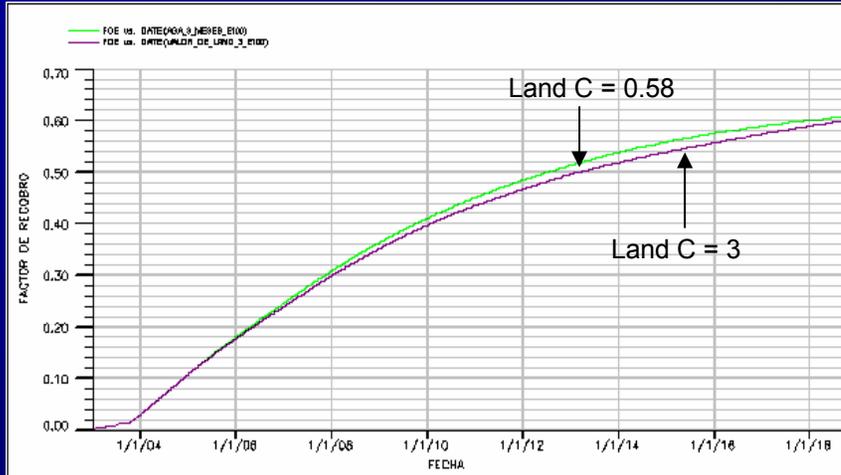
## Efecto de la Constante de Land sobre el modelo *WAGHYSTR*

- Es uno de los pocos parámetros del modelo *WAGHYSTR* del que se conoce el procedimiento de cálculo y se tienen datos para estimarlo.
- Según la referencia técnica del simulador ECLIPSE®100, si la constante de Land es muy pequeña, esto tiende a aumentar los problemas de convergencia.

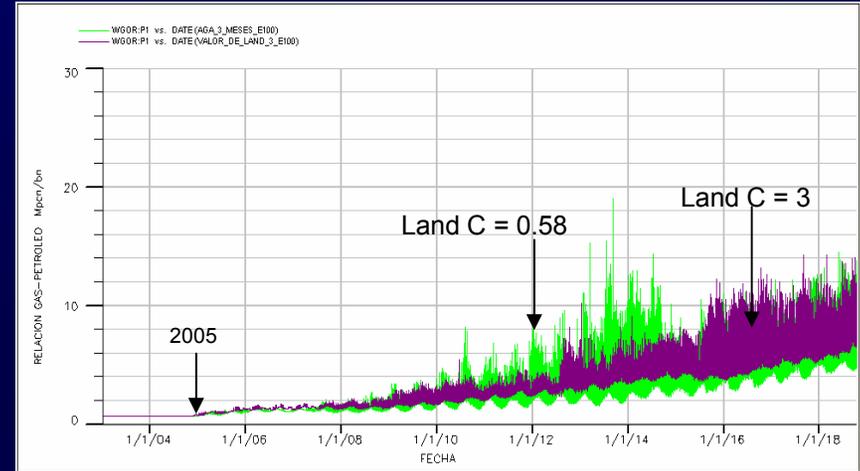


# ANÁLISIS DE RESULTADOS

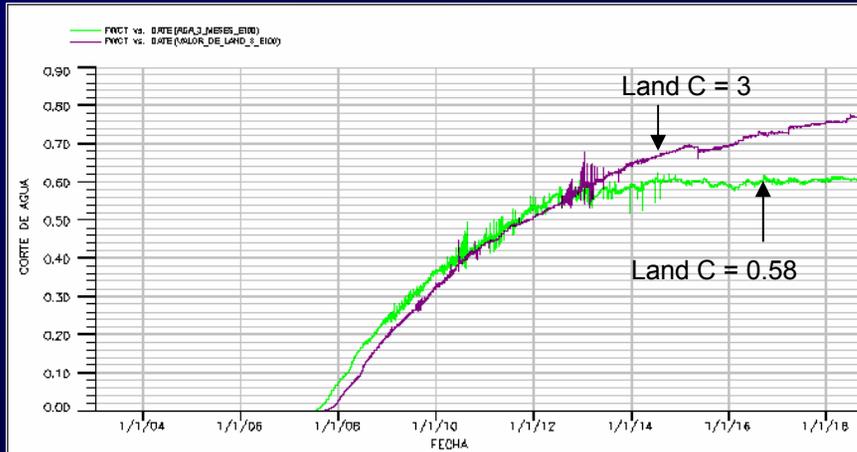
## Factor de Recobro vs. Tiempo



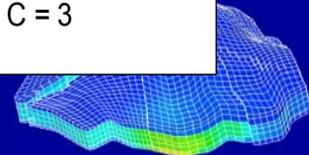
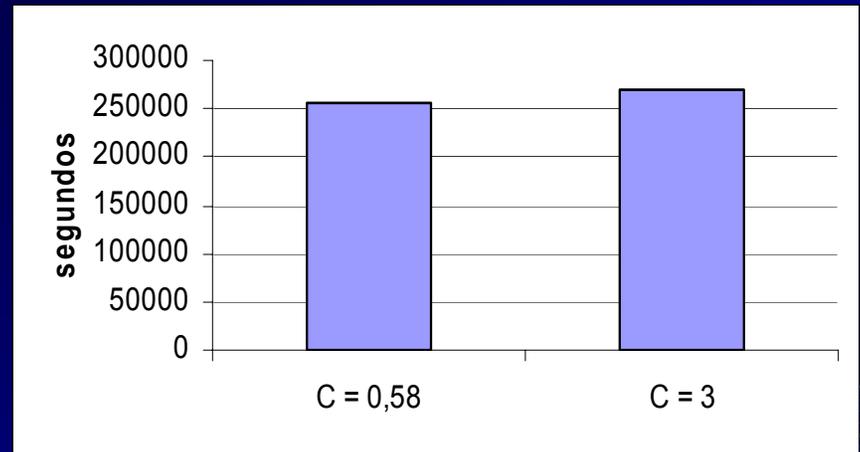
## Relación Gas/Petróleo vs. Tiempo



## Corte de Agua vs. Tiempo



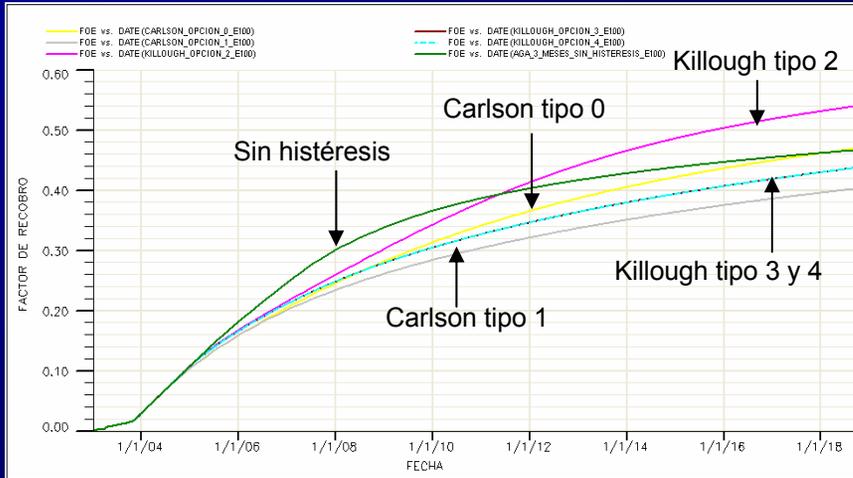
## Tiempo de Computación



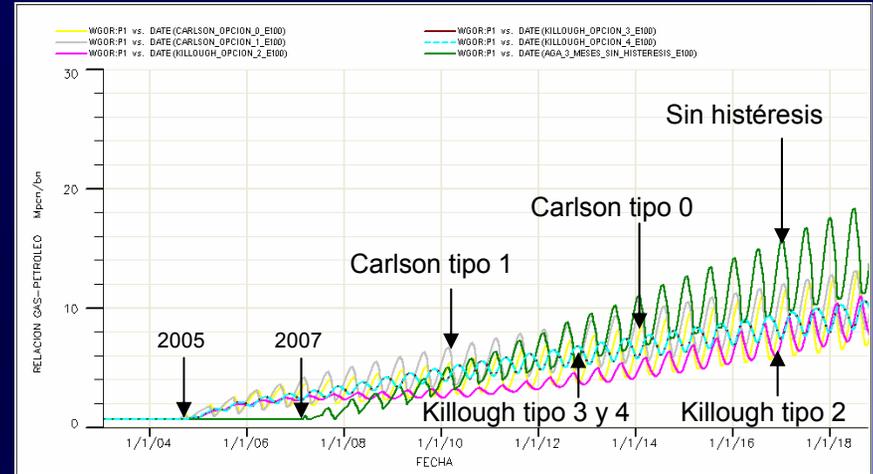
# ANÁLISIS DE RESULTADOS

## Simulación del Proceso AGA sin considerar la Histéresis

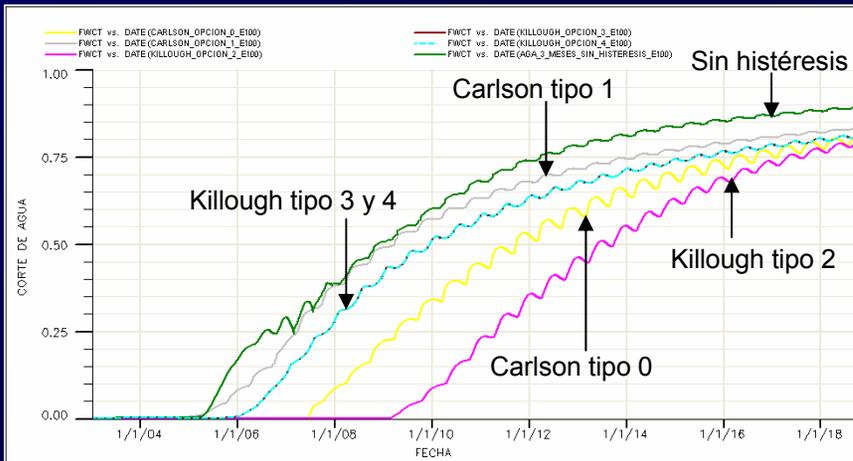
### Factor de Recobro vs. Tiempo



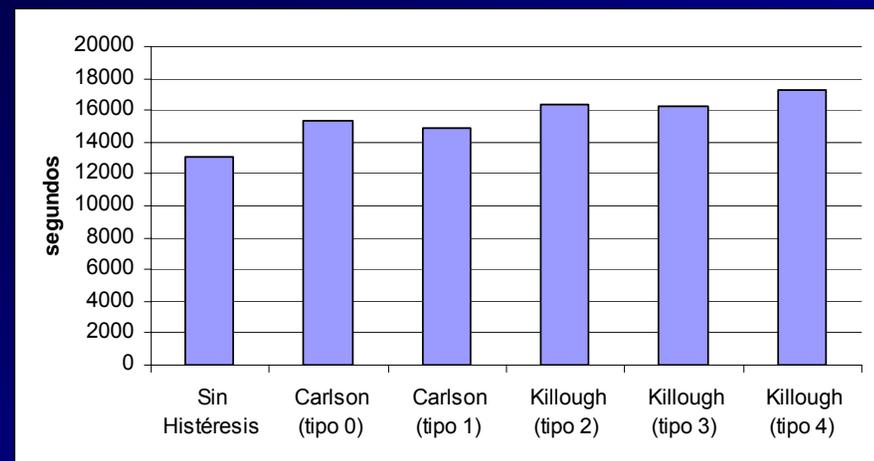
### Relación Gas-Petróleo vs. Tiempo



### Corte de Agua vs. Tiempo



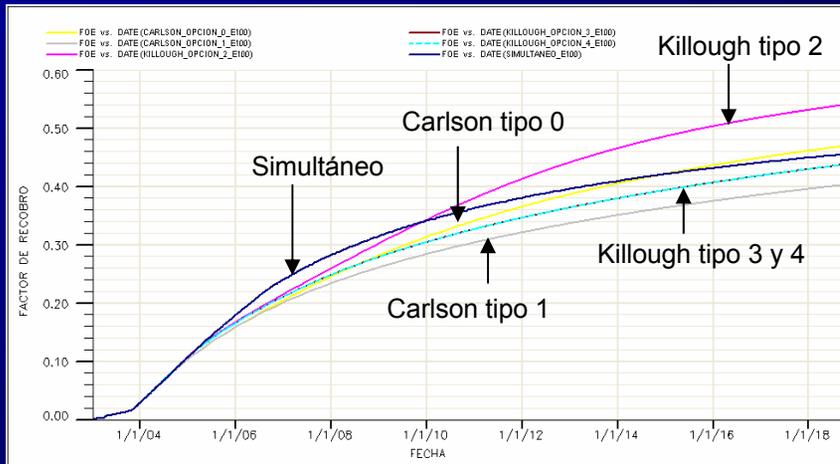
### Tiempo de Computación



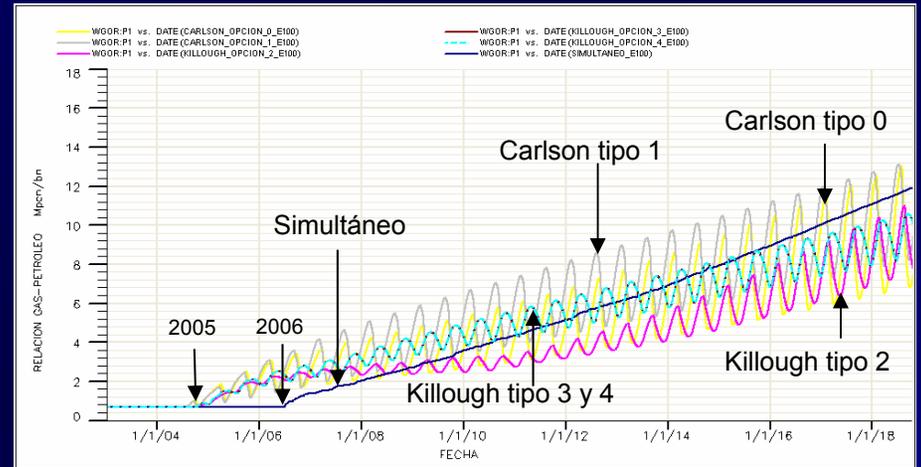
# ANÁLISIS DE RESULTADOS

## Inyección Simultánea de Agua y Gas

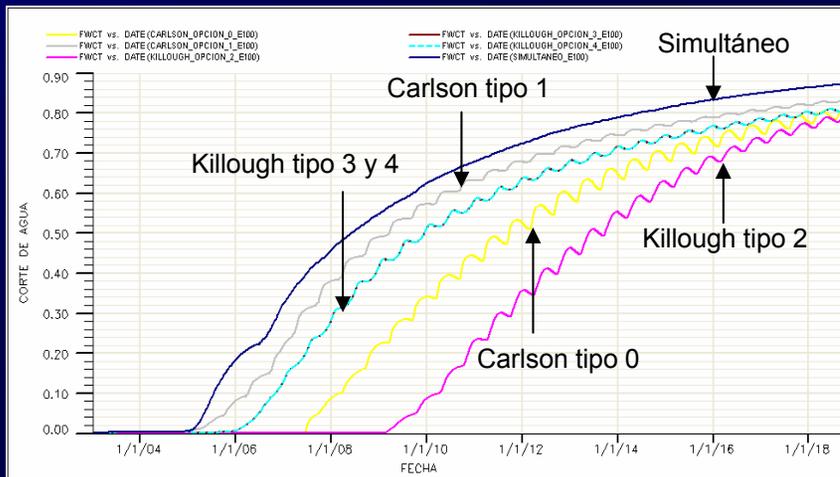
### Factor de Recobro vs. Tiempo



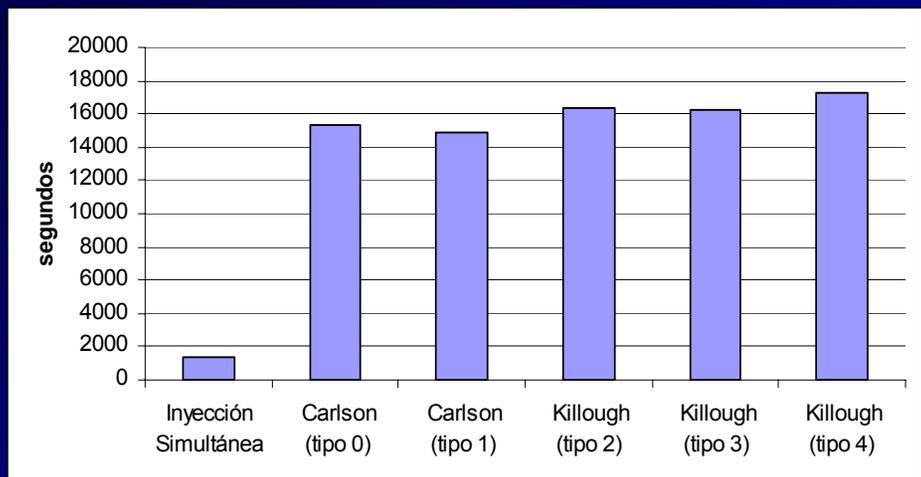
### Relación Gas-Petróleo vs. Tiempo



### Corte de Agua vs. Tiempo



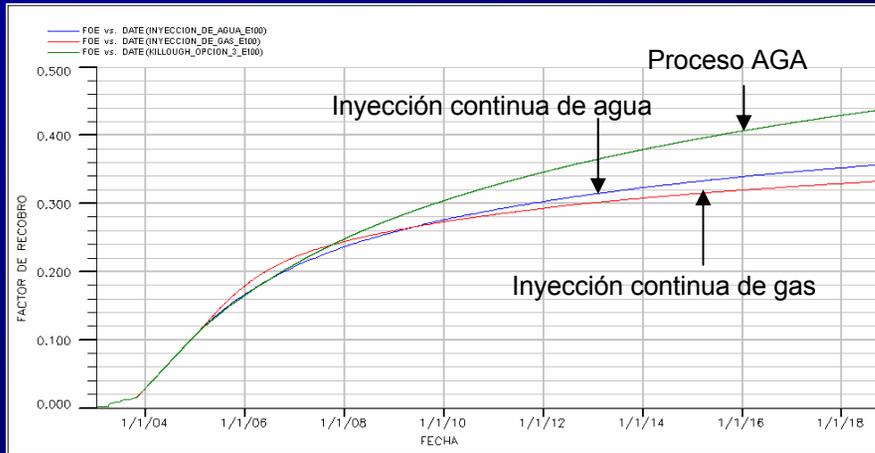
### Tiempo de Computación



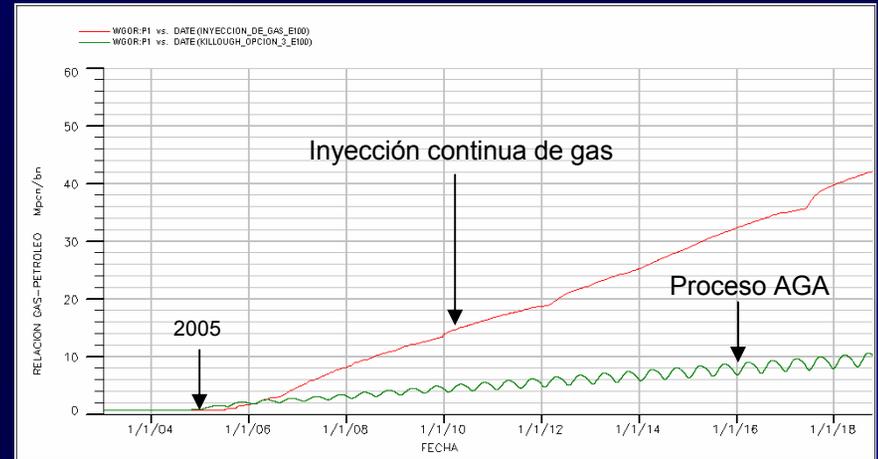
# ANÁLISIS DE RESULTADOS

## Inyección Continua de Agua y Gas vs. el Proceso AGA

### Factor de Recobro vs. Tiempo



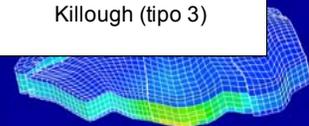
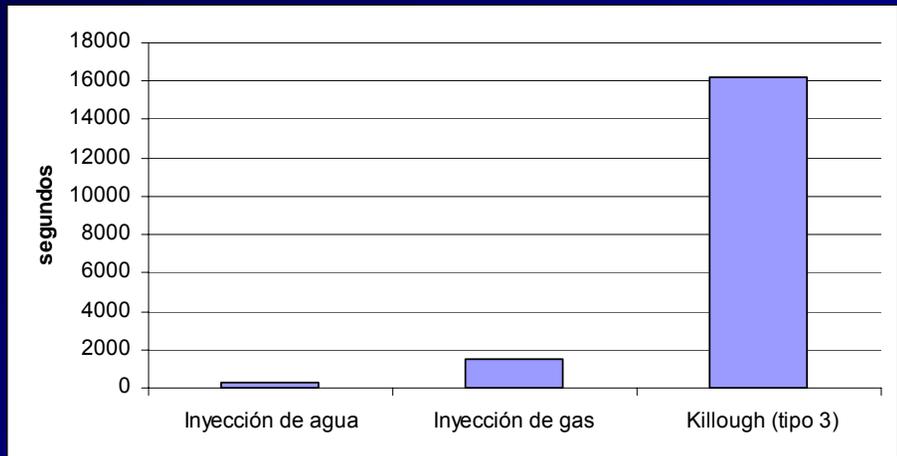
### Relación Gas-Petróleo vs. Tiempo



### Corte de Agua vs. Tiempo



### Tiempo de Computación

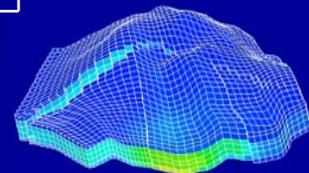


# ANÁLISIS DE RESULTADOS

## Evaluación del Proceso de Inyección Alternada de Agua y Gas

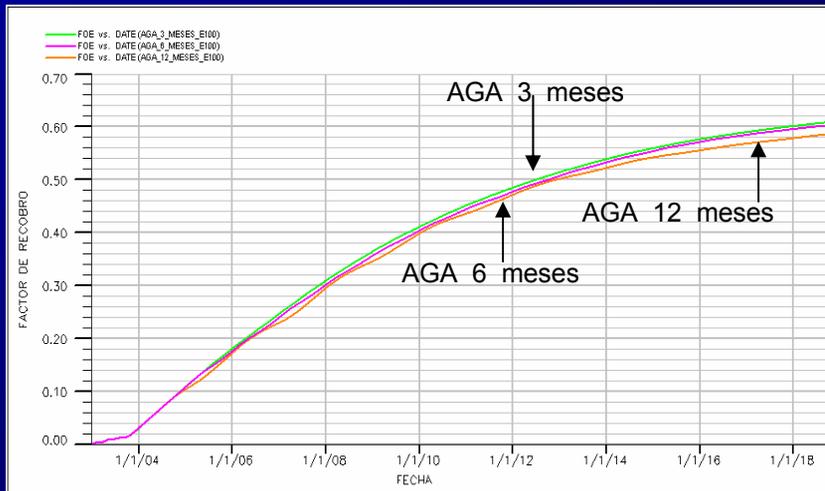
Variación de la Longitud de Tapón

<b><i>Inyección Alternada Agua y Gas</i></b>	
Relación g/w 1:1 Longitud de cada tapón 3 meses	
Relación g/w 1:1 Longitud de cada tapón 6 meses	
Relación g/w 1:1 Longitud de cada tapón 12 meses	

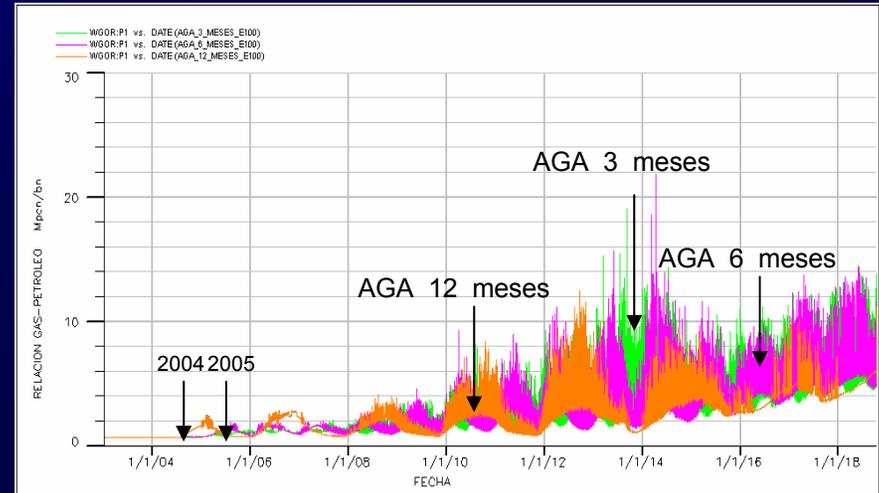


# ANÁLISIS DE RESULTADOS

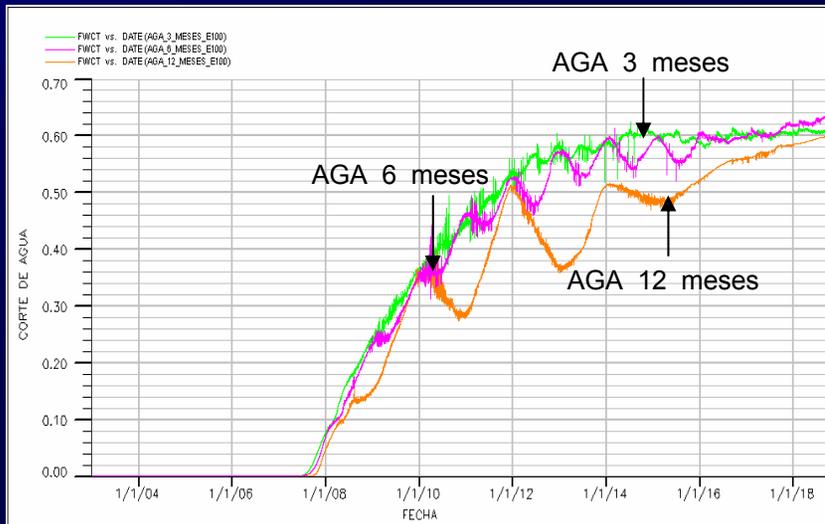
## Factor de Recobro vs. Tiempo



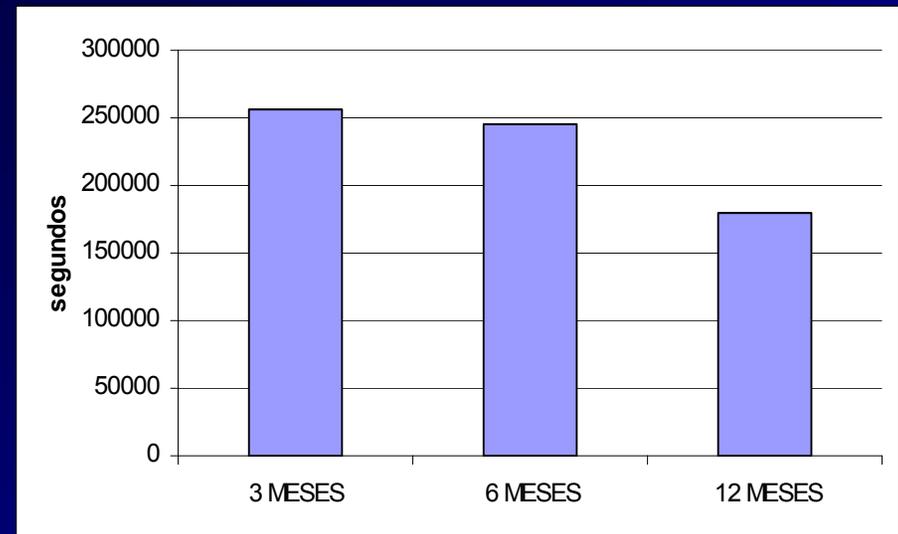
## Relación Gas-Petróleo vs. Tiempo



## Corte de Agua vs. Tiempo



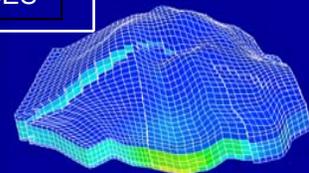
## Tiempo de Computación



# ANÁLISIS DE RESULTADOS

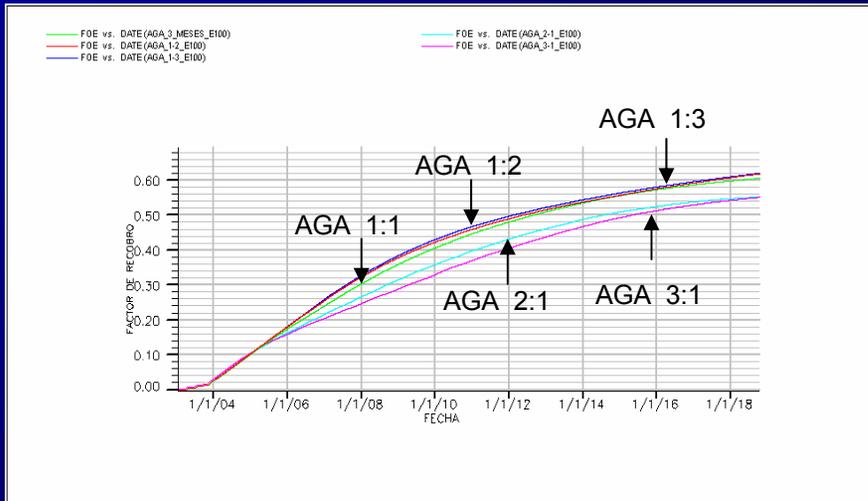
## Variación de la Relación Gas/Agua en el Ciclo de Inyección

<i>Inyección Alternada Gas-agua</i>				
Relación g/w 1:1	G 3 MESES	A 3 MESES	G 3 MESES	A 3 MESES
Relación g/w 1:2	G 3 MESES	A 6 MESES		G 3 MESES
Relación g/w 1:3	G 3 MESES	A 9 MESES		
Relación g/w 2:1	G 6 MESES		A 3 MESES	G 3 MESES
Relación g/w 3:1	G 9 MESES			A 3 MESES

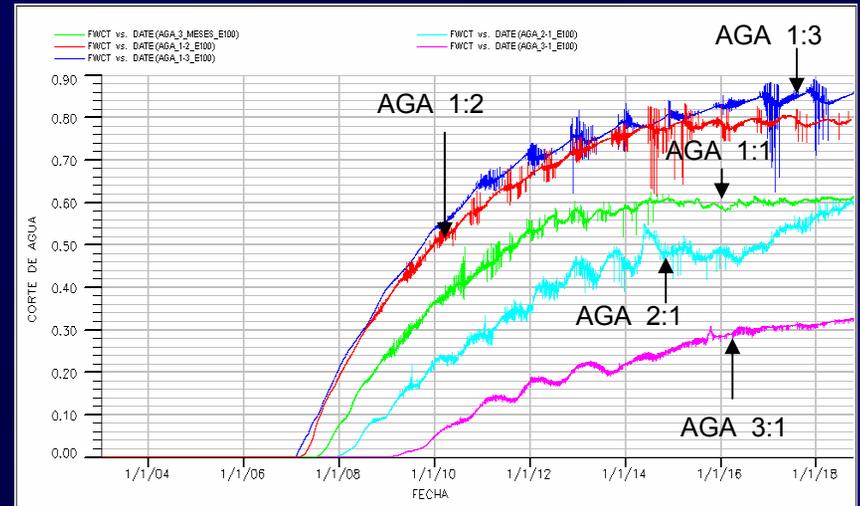


# ANÁLISIS DE RESULTADOS

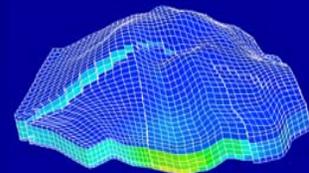
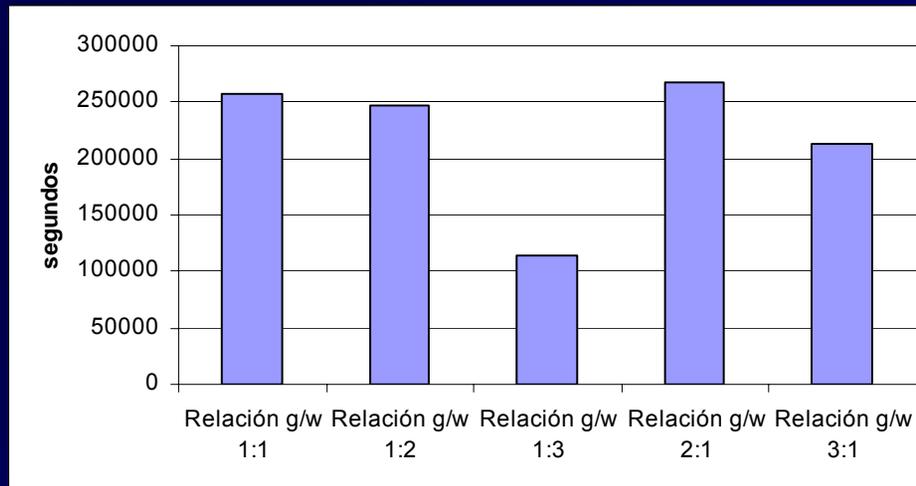
## Factor de Recobro vs. Tiempo



## Corte de Agua vs. Tiempo



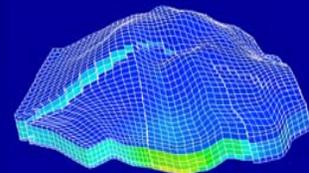
## Tiempo de Computación



# CONCLUSIONES

---

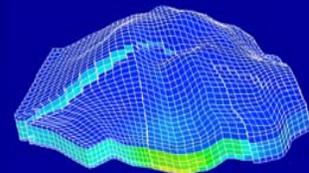
- La simulación del fenómeno de histéresis para predecir el comportamiento del proceso AGA con el simulador ECLIPSE®100 es una tarea compleja, donde se debe tener cuidado en representar adecuadamente las curvas de  $k_r$  y  $p_c$ , así como la definición de la fase mojante para los sistemas crudo/agua, crudo/gas y agua/crudo/gas.
- La simulación del proceso AGA con el simulador ECLIPSE®100 permite elegir entre seis opciones que dependen de tres modelos de histéresis (Carlson, Killough y *WAGHYSTR*). Los resultados obtenidos al simular un mismo caso base son diferentes para los tres modelos, por lo que de no contar con un criterio específico para la selección de un modelo de histéresis, siempre se obtendrá un rango de posibles respuestas.



# CONCLUSIONES

---

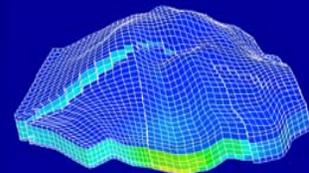
- El modelo *WAGHYSTR* no trabajó como se esperaba, presentó grandes problemas de inestabilidad que se reflejan en altos tiempos de computación y posibles resultados erróneos. Para el caso estudiado este modelo ejerce un control excesivo sobre la movilidad del gas y del agua, no encontrándose una explicación para este comportamiento
- Los resultados muestran que la inyección simultánea podría utilizarse como una primera aproximación para conocer rápidamente (92% menor) y sin mayor cantidad de datos experimentales de  $k_r$  y  $p_c$ , los resultados de una simulación de un proceso *AGA* con histéresis. Sin embargo, este tipo de simulación sólo debería ser aplicada para los casos de una relación 1:1 y preferiblemente con tapones relativamente pequeños.



# CONCLUSIONES

---

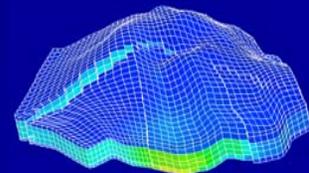
- Para las condiciones del yacimiento estudiado el proceso AGA, independientemente del modelo de histéresis seleccionado para simular este fenómeno, resultó el mecanismo más favorable con respecto a la inyección continua de agua o gas, obteniendo el recobro más alto, con el empleo de menor cantidad de fluidos inyectados.
- La variación de la longitud del tapón no afectó en grandes proporciones al valor del factor de recobro, al tiempo de irrupción del agua, del gas y al corte de agua, con respecto al modelo base de longitud de 3 meses.
- La variación de la relación gas/agua se ve favorecida cuando aumentan los números de tapones de agua, obteniéndose un mayor recobro. Adicionalmente se observan efectos sobre el corte de agua y tiempo de irrupción del agua y el gas.



# RECOMENDACIONES

---

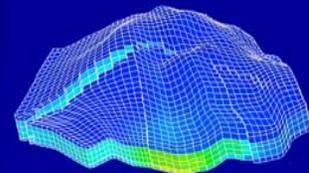
- De no contar con datos reales de un proceso *AGA*, para que mediante cotejo de la historia de producción se logre seleccionar el modelo de histéresis que mejor ajuste la historia de producción, se debería hacer sensibilidad con todos los modelos de histéresis a fin de obtener un rango de posibilidades que soporte la toma de decisiones sobre la aplicación del proceso.
- Realizar sensibilidades a los parámetros del modelo *WAGHYSTR* para la simulación del proceso *AGA*, a fin de conocer las condiciones donde éste pudiera trabajar correctamente.
- Utilizar la simulación de la inyección simultánea como una primera aproximación para la simulación del proceso *AGA* que consideran el fenómeno de histéresis con una relación 1:1, ya que este proceso arroja resultados similares, con menores tiempos de computación.



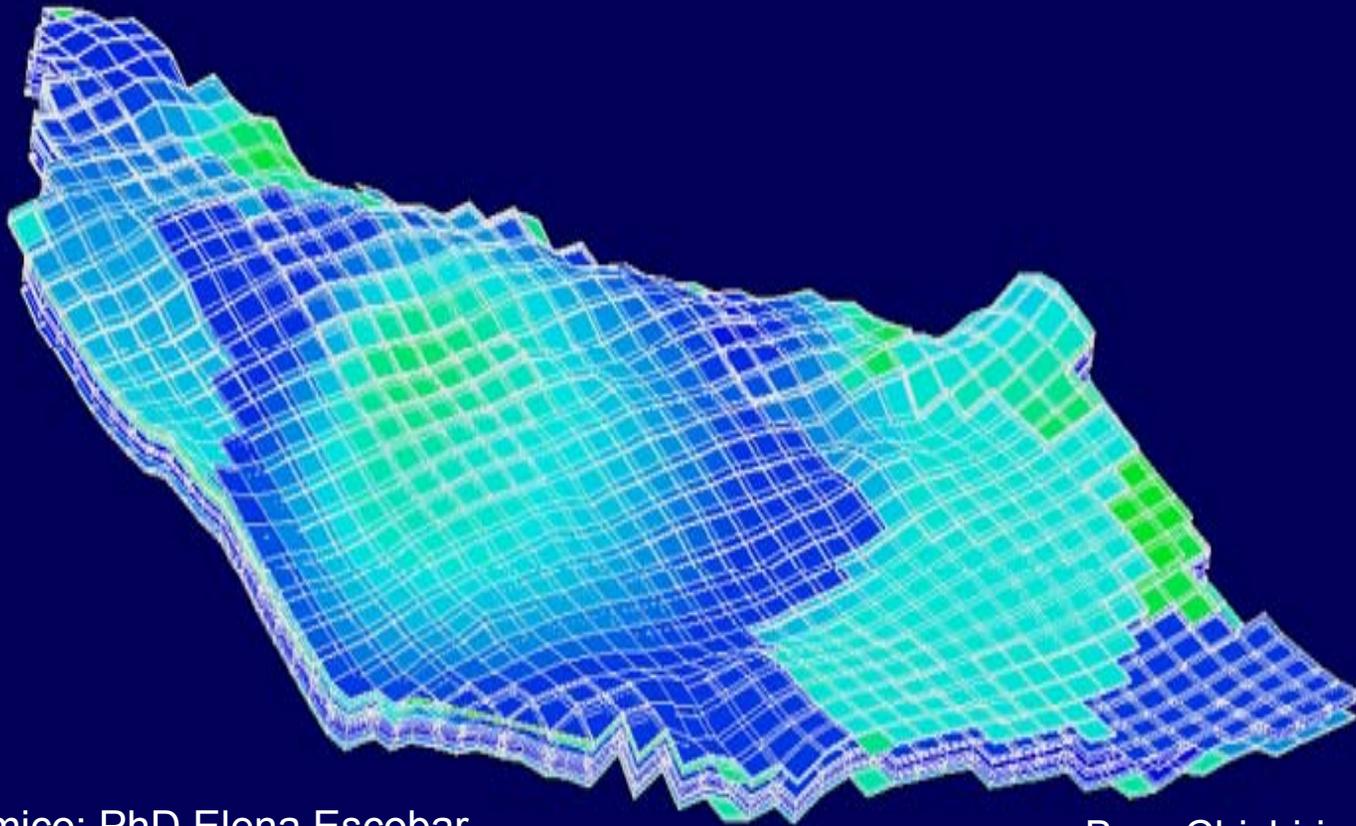
# RECOMENDACIONES

---

- Estudiar si existe posibilidad de optimizar el tamaño del tapón de los fluidos inyectados así como la relación entre ellos a través de simulación numérica del proceso *AGA* con las opciones del simulador ECLIPSE®100.
- Estudiar el efecto que sobre la eficiencia de barrido del proceso *AGA* pudiera tener la inclinación del yacimiento y la ubicación y forma de completación de los pozos productores e inyectores.
- Estudiar la forma de simular el proceso *AGA* miscible tomando en cuenta el fenómeno de histéresis y evaluar sus ventajas y desventajas frente al proceso *AGA* inmisible.



# *ESTUDIO CONCEPTUAL SOBRE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DE PROCESOS AGA*



Tutor Académico: PhD Elena Escobar

Brs.: Chichiricco, Bárbara

Sillet, Analis

Noviembre, 2004