

# Un caso de modelado de halo petrolífero en faja plegada: estudio de la conificación en pozos horizontales

Por **D. G. Pérez**, **G. J. Manestar** y **P. Lacentre** (YPF)

**En este trabajo se ejemplifica un caso de modelado para conocer el fenómeno de la conificación.**

**E**n yacimientos con halo de petróleo de poco espesor o con bajas permeabilidades son comunes los fenómenos de *conificación*. Debido a la deformación de los contactos de fluidos, se observa una irrupción abrupta de gas o agua en los punzados de los pozos productores. En este trabajo se modeló un yacimiento de faja plegada de esta clase cuyas características generales se enumeran en la siguiente tabla.

Propiedades	Valores medios
Densidad del petróleo	843 kg/m <sup>3</sup>
Punto de burbuja	150 kg/cm <sup>2</sup>
Altura del halo	80 m
Porosidad	0,16
Permeabilidad	60 mD
S <sub>wirr</sub>	0,3
S <sub>or</sub>	0,2
Presión inicial	150 kg/cm <sup>2</sup>
Presión actual	~100 kg/cm <sup>2</sup>

Al intentar simular dinámicamente en grillados uniformes yacimientos que muestran este comportamiento, hemos encontrado varias dificultades para ajustar correctamente el tiempo de irrupción y los caudales, esto motivó el estudio de este fenómeno.

Por esto, se abordó el problema desde dos flancos independientes: con un enfoque analítico y desde un enfoque numérico.

En particular, se encontró que el tamaño de celda en la zona del halo de petróleo juega un rol fundamental para lograr una buena descripción del fenómeno en las simulaciones dinámicas. Mediante el análisis del impacto de este parámetro, se definió un criterio para poder determinar el tamaño de celda necesario en esta zona. Se evaluó así el efecto de un grillado no uniforme determinado por la dinámica de los fluidos, refinando el halo de petróleo y sus contactos.

## Enfoque analítico

Se ha realizado un estudio para evaluar los caudales críticos de petróleo que darían lugar a la conificación del gas y del agua. Se llama caudal crítico al que asegura que trabajando por debajo de él, se evitará la conificación, y se producirá sólo gas disuelto y sin agua. Para esto se ha utilizado el libro de Joshi [1] en el que se presentan las siguientes correlaciones para el caudal crítico:

$$q_0 = 4,888 \times 10^{-4} \frac{\Delta \rho}{\mu_o B_o} \frac{k h^2}{\mu_o B_o} F \quad \rightarrow \text{Chaperon}$$

$$q_0 = \frac{4,888 \times 10^{-4} \kappa_h \Delta \rho h^2 L}{\mu_o B_o [2y_e + \sqrt{(2y_e)^2 + (h^2/3)}]} \quad \rightarrow \text{Efras}$$

$$q_0 = 4,888 \times 10^{-4} \left[ \frac{\kappa}{\mu_o B_o} \right] \left[ \frac{\Delta \rho h^2}{2y_e} \right] \left[ 1 - \left( \frac{1}{6} \right) \left( \frac{h}{2y_p} \right)^2 \right] L \quad \text{Giger and Karcher}$$

$$q_{0,v} = 1,535 \times 10^{-3} \frac{(\rho_o - \rho_g) \kappa h [h^2 - (h - l_v)^2]}{B_o \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right)} \quad \text{Joshi}$$

$$\frac{q_{0,h}}{q_{0,v}} = \frac{[h^2 - (h - l_h)^2] \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right)}{[h^2 - (h - l_v)^2] \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right)}$$

Sin embargo, estas ecuaciones brindan resultados muy diferentes pues provienen de distintas suposiciones. Al realizar los cálculos se obtienen valores que no coinciden con lo observado en la producción, por ejemplo, las correlaciones predicen conificación de agua y no de gas, al revés de lo que sucede en el campo. Estos resultados se pueden ver en la tabla 1. En la tabla 2 se resumen en qué casos los resultados indicarían la conificación.

Debido a que los resultados no fueron satisfactorios, se ha aplicado una corrección propuesta por Joshi para corregir el caudal variable en el tiempo y considerar el avance del contacto de gas mediante la ecuación:

$$h = H_0 - \frac{q_0 \Delta \tau 5,615 B_o}{\Lambda \phi (1 - S_{wc} - S_{or})}$$

Las resoluciones de estos cálculos mostraron resultados que, en algunos pozos, podrían interpretarse como correctos (pozo 1016h, figura 1), pero en otros se observa

claramente una gasificación pese a que el caudal se mantiene menor al crítico (pozo 1001h, figura 1). En estas figuras el caudal crítico se señala en rojo con línea punteada, el caudal histórico se marca en azul y el GOR, en línea negra. Los puntos en violeta señalan la altura variable del contacto respecto al pozo.

Por lo tanto, estos estudios analíticos no han llevado a resultados concluyentes, y el estudio se terminó con la prueba numérica del modelo conceptual antes descrito.

Pozo	1001H	1016H	1017H	1019H	1020H
<b>Qo real (m³/día)</b>	60	160	60	60	80
L (ft)	2841.207	2867.454	3628.609	1655.184	1824.147
ye/2 (ft)	295.276	492.126	410.105	459.318	196.850
dro (w-o) (gm/cc)	0,193	0,193	0,193	0,193	0,193
dro (o-g) (gm/cc)	0,811	0,811	0,811	0,811	0,811
Phi	0,159	0,159	0,159	0,159	0,159
Kh (md)	57.644	57.351	55.812	57.351	55.812
Kv (md)	20.581	21.384	25.128	21.384	25.128
hw (ft)	144.357	127.953	124.672	68.898	39.370
hg (ft)	278.871	154.199	157.480	213.255	383.858
mu o (cp)	1320	1320	1320	1320	1320
Bo RB/STB	1310	1310	1310	1310	1310
alfa" w	1222	2349	2207	4071	3355
F w	4037	4104	4096	4204	4163
alfa" g	0,633	1,949	1,747	1,315	0,344
F g	4001	4081	4069	4043	3984
<b>Chaperon</b>	<b>404.232</b>	<b>194.519</b>	<b>272.350</b>	<b>35.732</b>	<b>28.912</b>
<b>Efras</b>	<b>6294,141</b>	<b>1182,357</b>	<b>1817,051</b>	<b>1385,593</b>	<b>11070,682</b>
<b>Giger Karcher</b>	<b>24.909</b>	<b>11.832</b>	<b>16.591</b>	<b>2.124</b>	<b>1.735</b>
<b>Joshi</b>	<b>386.210</b>	<b>72.291</b>	<b>111.311</b>	<b>85.305</b>	<b>647.024</b>
<b>rw (m)</b>	0,178	0,127	0,178	0,178	0,158
<b>qoc g (Sm³/d)</b>	<b>1497.678</b>	<b>794.662</b>	<b>1131.566</b>	<b>529.102</b>	<b>1039.410</b>

Tabla 1. Resultados de los cálculos de caudal crítico.

Resumen de resultados					
Well	1001H	1016H	1017H	1019H	1020H
Chaperon	--	--	--	W -	W -
Efras	W -	W G	W -	W -	W -
Giger Karcher	W -	W G	W -	W -	W -
Joshi	--	--	--	--	--

W: Posibilidad de conificación de agua. G: Posibilidad de conificación de gas

Tabla 2. Resumen de resultados, indicando en qué casos habría conificación.

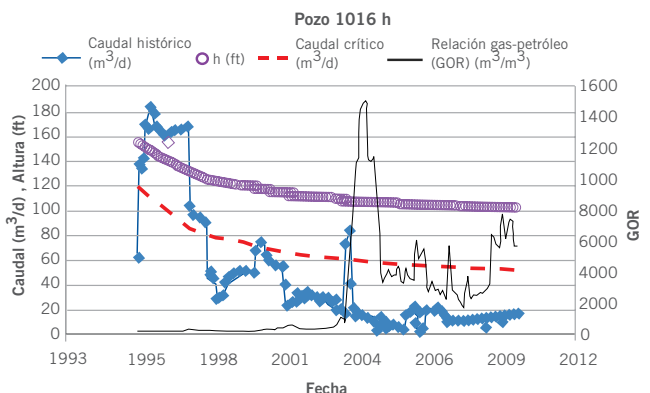
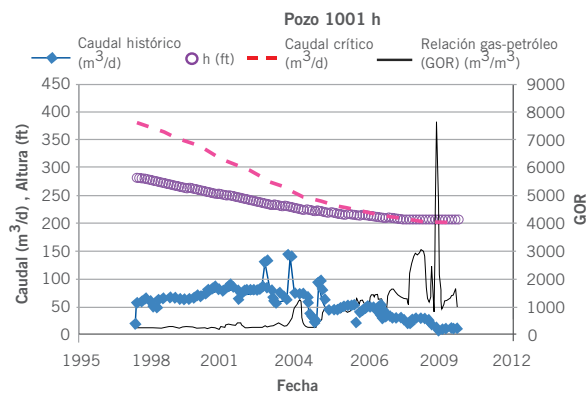


Figura 1. Resultados del caudal crítico con la corrección de Joshi para el pozo 1001h y 1016h.

## Enfoque numérico

Desde el punto de vista numérico, se utilizó Eclipse para simular un modelo simplificado de un pozo horizontal. Mediante este modelo conceptual evaluamos la importancia del tamaño de celda en la representación de la conificación.

### Ajuste de un pozo horizontal: modelo 2D

Con el fin de analizar el efecto del tamaño de celda en las simulaciones, se construyó primeramente un modelo bidimensional para un pozo horizontal. Como primera aproximación consideramos una sección transversal lejos de los extremos del tramo horizontal para un pozo con caudal uniforme en su longitud. Aprovechando las simetrías, en este primer modelo, consideramos flujo plano en la sección transversal al pozo por lo que lo resolvimos con un modelo bidimensional de una sección.

Para estudiar el impacto del tamaño de celda, se realizaron una serie de diferentes grillas de tipo *Corner Point* y para generar este conjunto de grillas, se creó un programa capaz de construirlas para luego utilizarlas en el simulador.

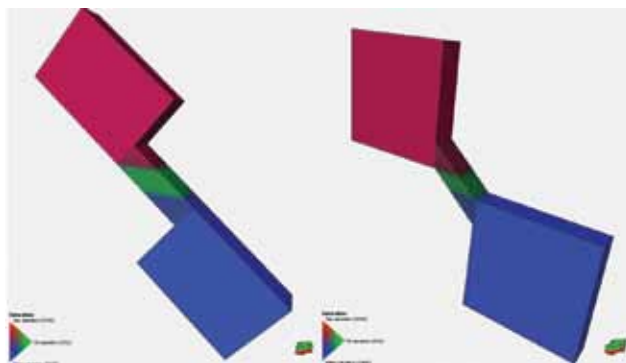


Figura 2. Modelos conceptuales utilizados para el estudio de la conificación. Orientado con la estratigrafía o con los contactos.

El programa se diseñó para generar grillados con dos orientaciones diferentes y tamaño variable de celda como se muestra en la figura 2. Dadas las simetrías, se optó por verificar la respuesta del simulador en dos orientaciones de grilla, una alineada con los contactos y otra alineada con la estratigrafía, como se muestra en dicha figura.

Los modelos conceptuales donde se evaluó el pozo horizontal que se muestra en la figura 2 consisten en dos tanques de agua y de gas lo suficientemente grandes en los que se dejan los dos contactos dentro de una zona inclinada que conecta a ambos, en el medio de la cual se coloca el pozo productor. Se eligió la inclinación de esta última zona igual al ángulo del reservorio en la zona donde se encuentran los pozos horizontales.

Mediante un tamaño de celda suficientemente pequeño, se logra simular correctamente los fenómenos de conificación tanto de gas como de agua, como se muestra en la figura 3.

Para el poblado de propiedades de los grillados, se utilizaron las propiedades medias del reservorio en la zona de interés.

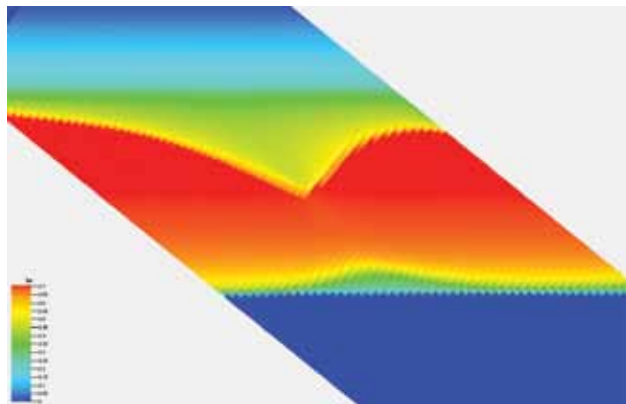


Figura 3. Grillado fino, se observa la conificación de gas y de agua.

### Determinación del tamaño de celda

En la figura 4 se muestran los resultados de las simulaciones de diferentes grillados con varios tamaños de celda para el mismo pozo horizontal. Las simulaciones que se muestran corresponden al caso de grillado orientado con la estratigrafía donde se dejó constante el ancho de cada capa y se ensayaron diferentes tamaños en la dirección perpendicular a los contactos. Puede verse en estas imágenes cómo la capacidad de representación depende del tamaño del grillado. Por este motivo, resulta fundamental definir un criterio para determinar el tamaño de celda por utilizar. Se quiere encontrar el tamaño máximo de celda para tener el menor costo computacional posible mediante el cual el error del simulador sea razonablemente acotado.

Para esto, analizamos el *factor de recobro* ( $F=N_p/N$ ). Encontramos que este aumenta conforme disminuye el tamaño de celda. Como ya mostramos, la simulación con el menor tamaño de celda describe de manera más exacta el fenómeno, por lo tanto, consideramos que el factor de recobro más aproximado se encuentra en el límite, lo que disminuye el tamaño de celda y que, además, resulta ser el máximo.

$$F^{\max} = \lim_{\Delta x \rightarrow 0} F$$

Así, para determinar la precisión de cada simulación, analizaremos el *factor de recobro normalizado*, que definiremos para la simulación  $i$  mediante la siguiente ecuación:

$$F^i = \frac{F_i}{F^{\max}}$$

En la figura 4 se muestran los resultados obtenidos para los diferentes grillados ensayados. El criterio utilizado para determinar el tamaño de celda del halo petrolífero fue aquel que corresponde a un factor de recobro normalizado del 90%. En este caso esto requirió celdas de 15 m x 4 m para poder obtener el valor deseado.

### Ajuste de un pozo horizontal: modelo 2D

A fin de evaluar el desempeño del nuevo grillado propuesto, se ensayó la respuesta de un pozo horizontal conocido poblando el modelo conceptual con las propiedades interpretadas en la zona de interés del reservorio. Los resultados obtenidos controlando por caudal de petróleo se muestran en la figura 5.

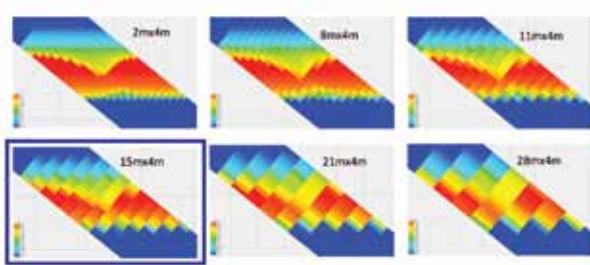
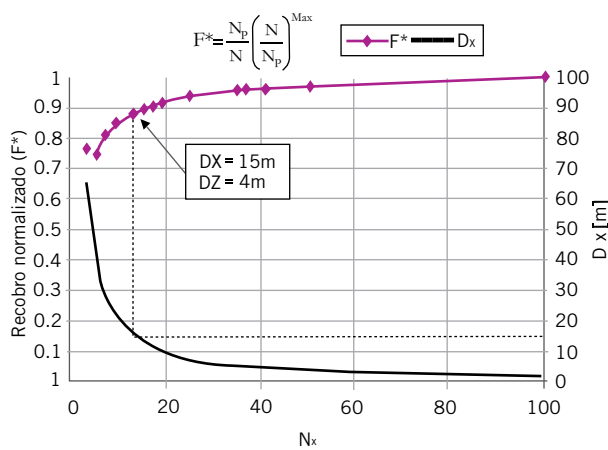


Figura 4. Resultados de las simulaciones del modelo conceptual. En la figura superior se muestra el criterio de corte utilizado, donde  $N_x$  es el número de celdas,  $D_x$  y  $D_z$  son las dimensiones de las celdas. Abajo se observan algunos casos corridos, donde se señala el resultado final.

### Ajuste de un pozo horizontal: modelo 3D

Con el tamaño de celda propuesto y ensayado, se realizó el refinamiento de la zona del halo de petróleo en el modelo del yacimiento completo. En la figura 6 se muestra una

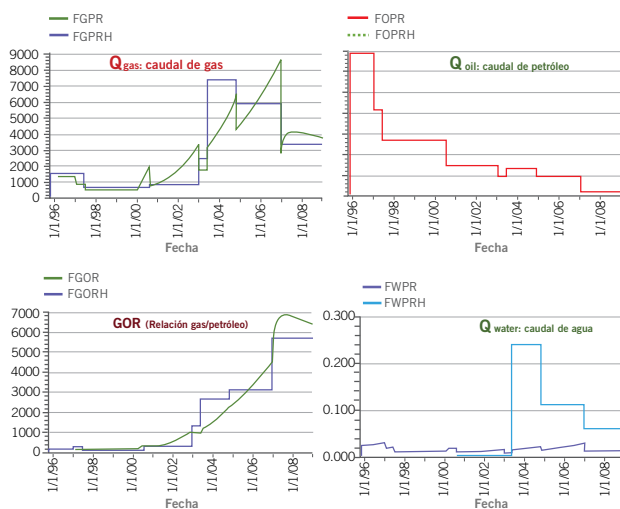


Figura 5. Ajuste de datos históricos del pozo utilizando control por caudal de petróleo, grillado alineado a los contactos con propiedades de perfil.

vista de un sector de la grilla que ejemplifica los diferentes tamaños de celda elegidos acorde a la dinámica que se espera en cada zona. Así se puede observar un grillado orientado en la dirección de las fallas, con celdas grandes debajo del contacto de agua y en la zona de gas, con un refinamiento en espesor en las capas más productivas y con el refinamiento de la zona de petróleo en la dirección del flujo (perpendicular a los contactos) que hemos discutido.

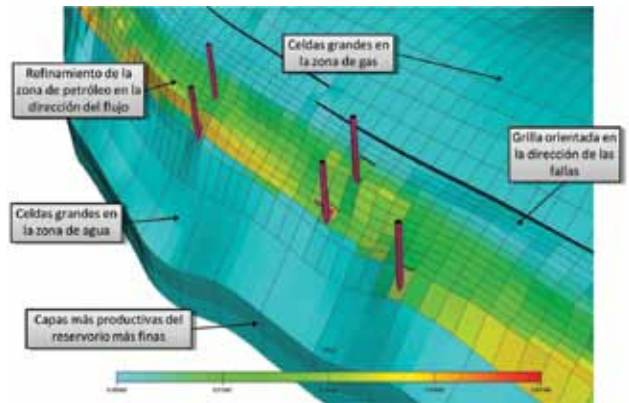


Figura 6. Vista de un sector de la grilla ejemplificando los diferentes tamaños de celda elegidos.

En la figura 7 se muestra un ejemplo de la mejora obtenida en la representación de la conificación de gas con el nuevo refinamiento en un pozo horizontal. Asimismo, se muestran los resultados del ajuste histórico de un pozo horizontal controlando por caudal de petróleo y se puede observar la mejora obtenida en el GOR del pozo que evidencia la conificación de gas.

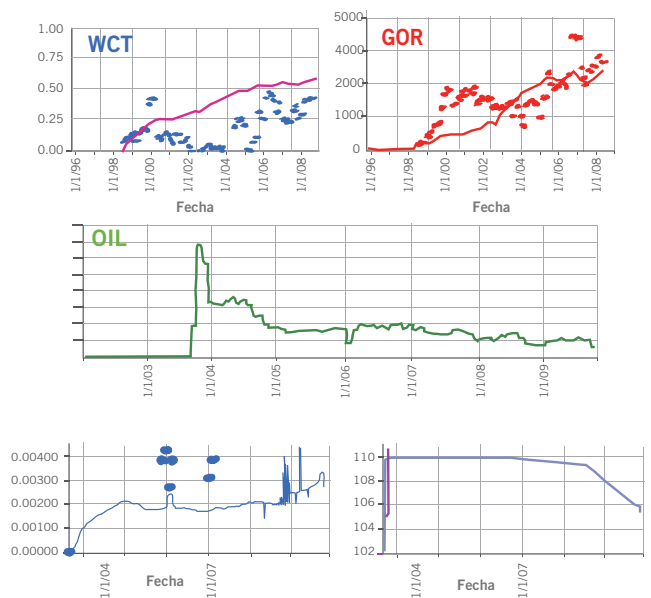


Figura 7. Mejoras obtenidas en el ajuste de un pozo horizontal utilizando el nuevo grillado. Antes en azul, después en rosado.

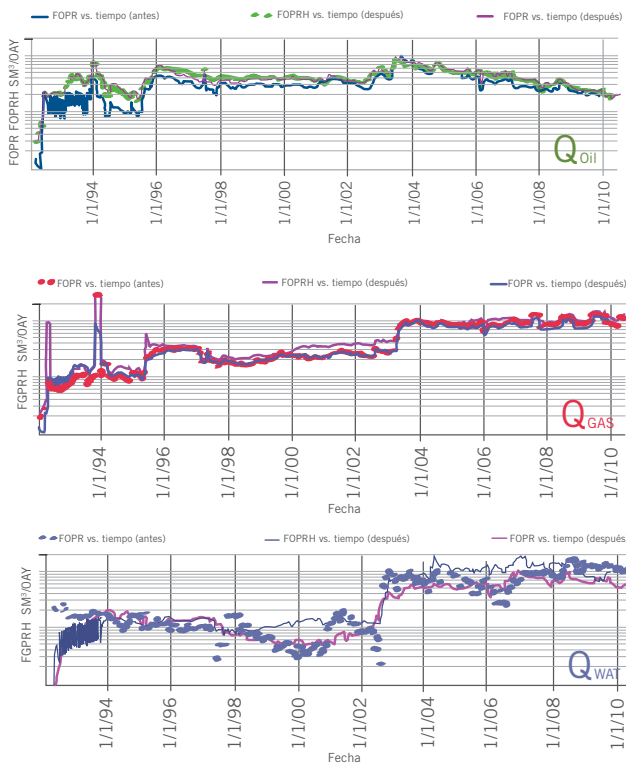


Figura 8. Mejoras obtenidas utilizando el nuevo grillado en el ajuste del campo. Antes en azul, después en rosado.

### Ajuste del campo y predicción de nuevas perforaciones

Las mejoras obtenidas en el ajuste global del campo se muestran en la figura 8. Finalmente, se validó el ajuste del grillado propuesto al comparar las predicciones del modelo y los controles de caudal neto de crudo de las últimas perforaciones propuestas usando este modelo. En la figura 9 pueden observarse la comparación entre los caudales de petróleo medidos (WOPR real) y las predicciones del modelo (simulador) para cuatro nuevos pozos.

### Conclusiones

En este trabajo se encontró que los modelos geológicos con grillado regular pueden no ser adecuados para yacimientos con halos petrolíferos delgados donde puedan ocurrir fenómenos de conificación. Por esto, proponemos y estudiamos un grillado no uniforme determinado por la dinámica de los fluidos.

Se encontró que los métodos analíticos de la bibliografía no fueron concluyentes para determinar el caudal crítico de conificación. Por este motivo, se simuló el problema numéricamente según esquema bidimensional. Este modelo fue validado con lo que se logró un buen ajuste con los datos de campo de un pozo horizontal.

Mediante este modelo simplificado, fue posible analizar la conificación de gas y de agua y evaluar los efectos del tamaño de la celda. Variando este parámetro, se propone un criterio que permite elegir el más adecuado. A partir de este valor, se refinó el modelo estático del yacimiento completo en la zona del halo de petróleo, y con esto se consiguieron resultados satisfactorios en el ajuste histórico y en las propuestas de nuevos pozos horizontales. ■

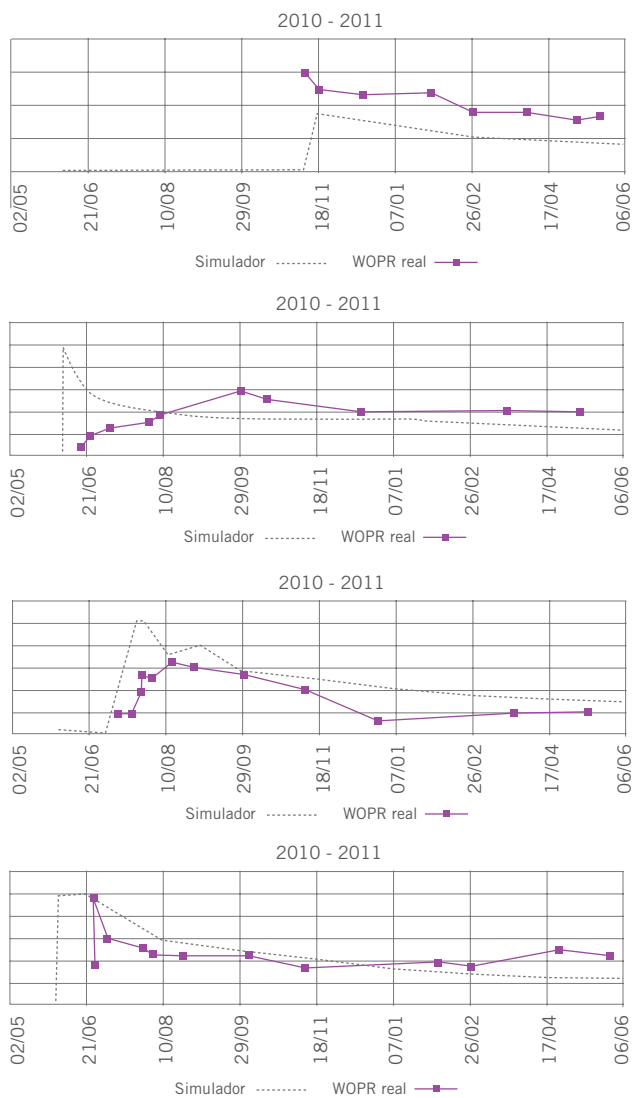


Figura 9. Predicciones para nuevos pozos.

### Referencias

- [1] Joshi, S. D. *Horizontal Well Technology*. Pennwell Books, 1991.
- Papatzacos, P., T. R. Herring, R. Martinsen y S. M. Skjaeveland: *Cone Breakthrough Time for Horizontal Wells*. SPE 19822-PA, 1991.
- Chaperon, I.: *Theoretical Study of Coning Toward Horizontal and Vertical Wells in Anisotropic Formations: Subcritical and Critical Rates*. SPE 15377, 1986.