MG&A Oil&Gas
SERVICIOS INTEGRADOS
BOLETÍN Nº27, Agosto 2016

El Boletín para Nuestra Comunicación

INTRODUCCIÓN

En el Boletín 25 nos referimos a las principales características de los reservorios tight, obviamente a su baja permeabilidad y también a su alta heterogeneidad y anisotropía

Concluimos, en función de ese análisis, en la necesidad de representar estos yacimientos con Modelos Estáticos de alta resolución, la que mantuvimos en los Modelos Dinámicos que les presentamos en el Boletín 26, sin realizar procesos de upscaling que "borren" esas importantes variabilidades.

Logramos así el Modelo Estático-Dinámico integrado, del Boletín 26, incluyendo la simulación de manera explícita de las fracturas hidráulicas, como formando parte del yacimiento que determina el comportamiento productivo de los pozos, de manera integrada con el propio reservorio.

Vimos también en este último Boletín cómo esta manera integrada de conducir el management de los reservorios tight nos permite lograr la Identificación de los Sweet Spots del yacimiento, como las zonas de mayor productividad y que podremos seleccionar para realizar los futuros desarrollos del mismo.

Completamos ese Boletín 26 mostrando los resultados productivos de campo de algunos de los desarrollos seleccionados con los Modelos que realizamos, con pozos de avanzada, no infill, cuya predicción presenta más desafíos y son exponentes valiosos de la Bondad del Modelo construido. Se pudieron verificar en campo, con gran aproximación, los resultados pronosticados en los modelos que construimos.

En este Boletín veremos, siempre de manera integrada con el reservorio, la Optimización de las fracturas hidráulicas y de los Orificios de producción, para pozos en reservorios de distintas características productivas.

Al pie del Boletín hallarán la dirección de nuestra Página Web y también otras formas de comunicarse con nosotros. Podrán disponer los Boletines anteriores en: http://www.mgoilandgas.com.ar/1_HTML/publicaciones.html

LOS YACIMIENTOS TIGHT

Trabajaremos con el Modelo Integrado de los yacimientos tight: reservorio, más fracturas hidráulicas, más instalaciones de pozo. En esas condiciones veremos en este Boletín los siguientes temas, tanto referidos a pozos verticales como horizontales:

- Modelado Integrado de los Yacimientos Tight Gas, Reservorio y Fracturas Hidráulicas de manera explícita.
- Necesidad y Efecto de las Fracturas Hidráulicas
- Otros efectos de las Fracturas Hidráulicas, Gas in place (GIP), Producciones y Acumuladas del Yacimiento
- Optimización del Diseño de las Fracturas Hidráulicas
- Optimización de las locaciones de las Fracturas Hidráulicas y de la Navegación de Pozos Horizontales
- Optimización de los Orificios de Producción, constantes en el tiempo y con cambios progresivos

En la Fig. 1 se presenta un yacimiento tipo simple, para facilitar el análisis del desarrollo que haremos, con cuatro regiones de distintas características petrofísicas, particularmente permeabilidad absoluta, cada una de ellas con un pozo vertical perforado y en producción. Las conclusiones a las que arribemos se podrán extender a yacimientos más complejos. El pozo W1 corresponde a la región menos permeable y el W4 a la más permeable, mientras que los dos pozos restantes están en regiones de permeabilidad intermedia.

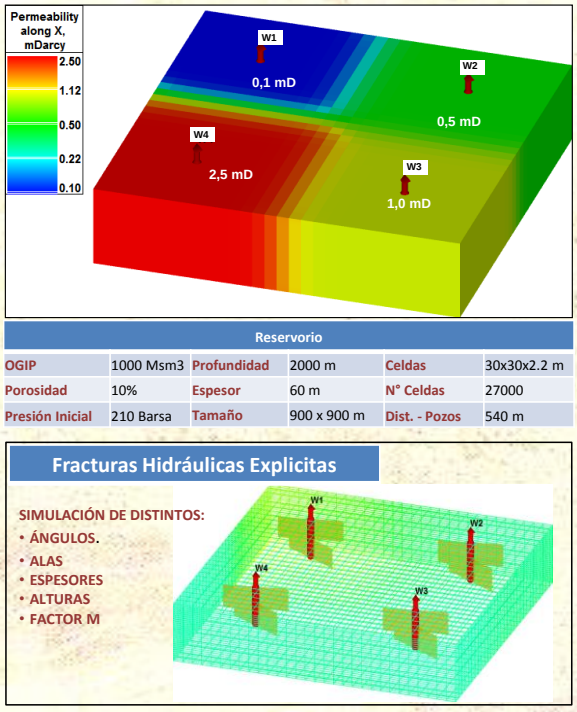


Fig. 1: Yacimiento tipo, con cuatro Regiones de distintas características petrofísicas. Cada una con un pozo vertical y fracturas hidráulicas con distintas orientaciones.

Las fracturas hidráulicas se representan por cuerpos planos caracterizados por los parámetros M, W, L y H, según se denominan en la Fig. 2, donde también se indican valores que proponemos, respondiendo a lo que llamamos Características Básicas de la Fractura Hidráulica.

En la Fig. 2 también se presenta el comportamiento productivo del pozo W1 (Región de 0,1 mD) y del pozo W4 (Región de 2,5 mD).

Se observa que el pozo W1 debe fracturarse desde su terminación para que alcance una producción aceptable, mientras que el W4 puede no fracturarse. En caso de decidir la fracturación del W4 puede realizarse 2-3 años después de terminado el pozo.

Estas observaciones se basan tanto en el análisis de los caudales como de las acumuladas de producción.

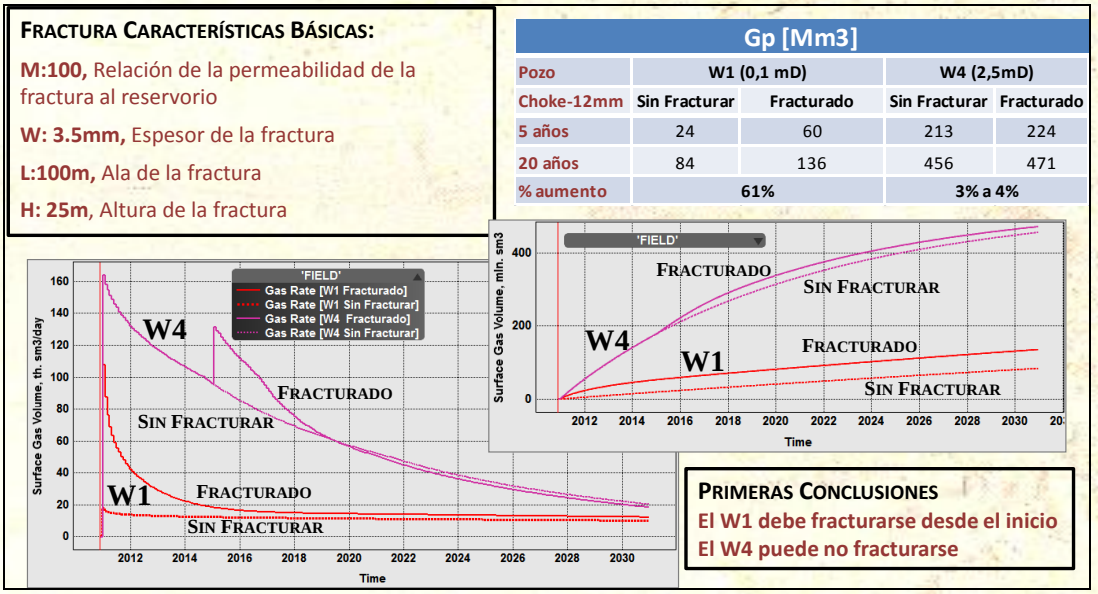


Fig. 2 Parámetros de las Fracturas Hidráulicas planares, valores Básicos de los mismos y efectos sobre la producción y acumuladas de los pozos W1 y W4.

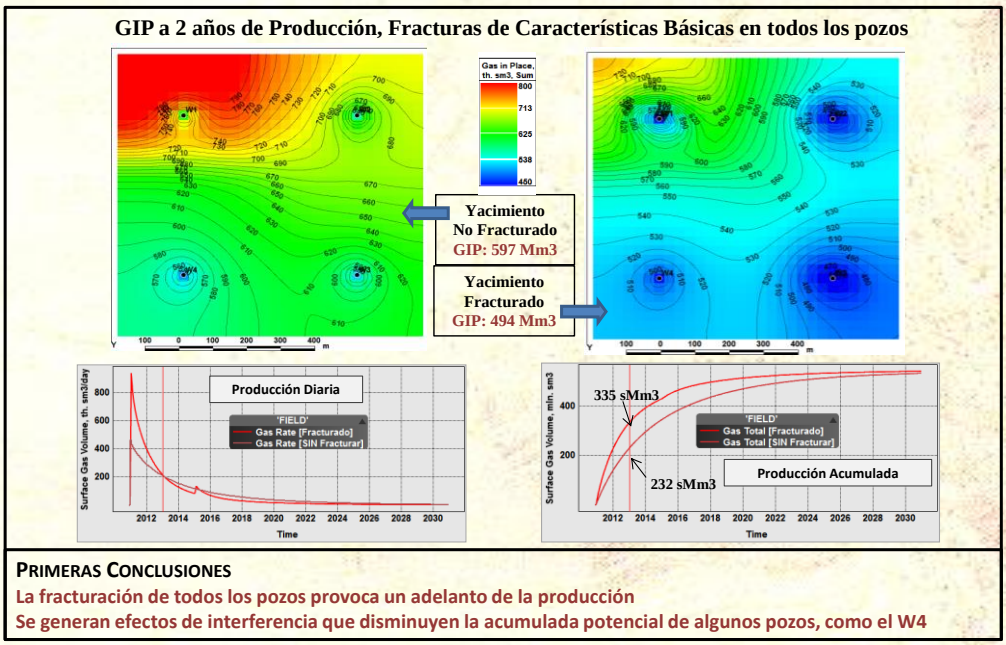


Fig. 3 Efectos de las Fracturas Hidráulicas en Pozos Verticales. Variación del Gas in Place (GIP), las producciones y acumuladas del yacimiento.

En la Fig. 3 se observan los efectos de fracturar los cuatro pozos al inicio de la producción de los mismos (inicio de la producción del yacimiento). Las fracturas en todos los pozos tienen las que llamamos Característica Básicas.

Si observamos la distribución del Gas in Place (GIP) a los dos años de iniciada la producción, la Región más permeable (esquina derecha inferior) donde se ubica el pozo W4, es la que ha disminuido más su saturación cuando los pozos han sido fracturados, respecto de cuando no lo fueron.

En cambio la región menos permeable (esquina izquierda superior), donde se ubica el pozo W1, es la que relativamente menos ha disminuido su saturación. Las regiones de permeabilidad intermedia, justamente se encuentran a los 2 años, con saturaciones medias. Esto muestra que el efecto de las fracturas hidráulicas incrementan las producciones iniciales y que luego son los reservorios, con sus características petrofísicas, los que regulan la respuesta productiva.

Acorde con esta observación en la parte inferior de la Fig. 3 se ve que con la fracturación de los pozos, por un lado la producción del yacimiento manifiesta un adelanto y la acumulada final prácticamente es igual con y sin las fracturas hidráulicas de los pozos.

Se puede observar, aunque aquí por brevedad no lo hemos presentado, que al fracturar los pozos la distribución del acumulado pozo a pozo varía, pues se incrementa la interferencia entre los mismos, y, por ejemplo, la acumulada final del pozo W4 disminuye y otros aumentan.

En la Fig. 4 se presentan de caudales iniciales y EUR (a 5 y 20 años) del pozo W1 cuando se varían los parámetros de la fractura hidráulica del mismo. Tal como se presenta en la misma Fig. 4, el factor M (Relación de la permeabilidad de la fractura al reservorio) es el más influyente.

Sin duda este análisis varía con las características del reservorio donde se ha perforado el pozo.

En conclusión, sobre este tema puede decirse que sensibilizando estos parámetros pueden determinarse aquellos que optimicen la producción de los pozos y lograr **"El adecuado Diseño de las Fracturas a implementar"**.

(1°)

Largo del Ala "Xf"	qi Gas Avg 3 meses [km3/d]	% @ Ref	EUR @ 5 años [Mm3]	% @ Ref	EUR @ 20 años [Mm3]	% @ Ref
100 m *	100	---	48	---	56	---
200 m	155	(55 %)	66	(37 %)	75	(33 %)

** Ala de Fractura de Referencia*

(2°)

Tipo de Sostén "M"	qi Gas Avg 3 meses [km3/d]	% @ Ref	EUR @ 5 años [Mm3]	% @ Ref	EUR @ 20 años [Mm3]	% @ Ref
100 *	100	---	48	---	56	---
1000	175	(75 %)	76	(58 %)	86	(54 %)

** Agente de Sostén de Fractura de Referencia*

(3°)

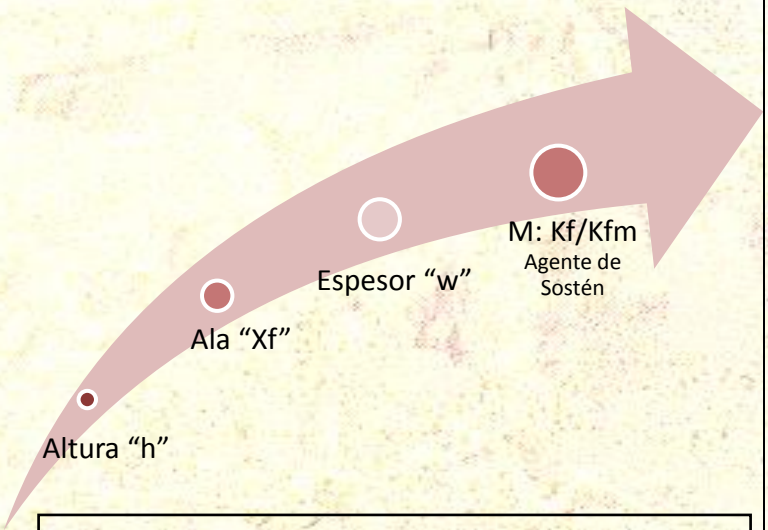
Espesor o Apertura "w"	qi Gas Avg 3 meses [km3/d]	% @ Ref	EUR @ 5 años [Mm3]	% @ Ref	EUR @ 20 años [Mm3]	% @ Ref
3,5 mm	100	---	48	---	56	---
10 mm	145	(45 %)	65	(35 %)	75	(34 %)

** Agente de Sostén de Fractura de Referencia*

(4°)

Altura del Ala "H"	qi Gas Avg 3 meses [km3/d]	% @ Ref	EUR @ 5 años [Mm3]	% @ Ref	EUR @ 20 años [Mm3]	% @ Ref
26 m	100	---	48	---	56	---
13m (50%)	77	(-23 %)	40	(-17 %)	48	(-14 %)

** Agente de Sostén de Fractura de Referencia*



La Optimización del diseño de la Fractura Hidráulica del pozo W1 se realizó manteniendo al resto de los pozos con la Fractura de Características Básicas.

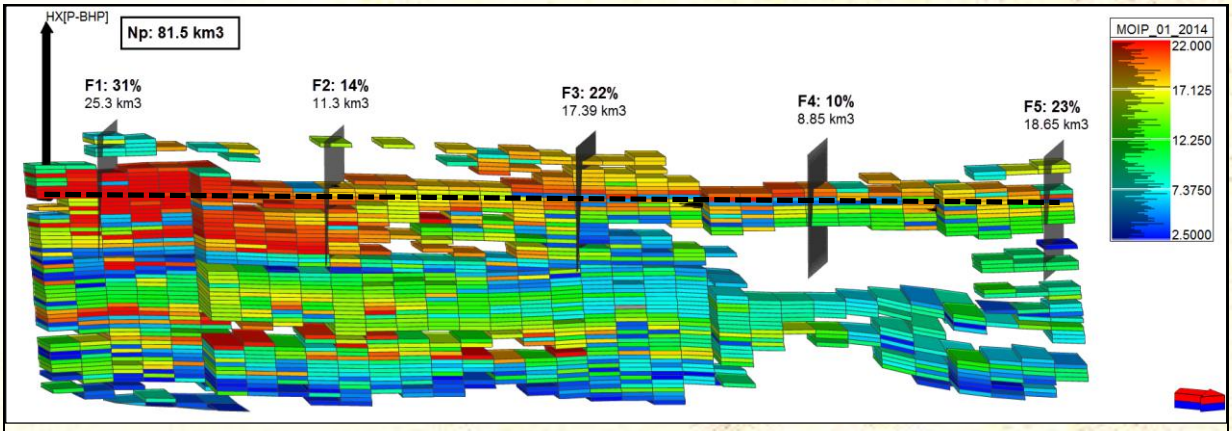
Fig. 4 Optimización del Diseño de las Fracturas Hidráulicas. Caso del Pozo Vertical W1 (K de la región 0,1 mD)

En las siguientes Figs. 5 y 6 se analiza el efecto productivo de las Fracturas Hidráulicas y la Navegación de un pozo Horizontal en un yacimiento tight.

Esos efectos se han analizado sobre la grilla del MOIP (Móvil Oil in Place) al tiempo del análisis productivo. Como se indica en la misma Fig. 5 se filtran las celdas con las condiciones sobre MOIP y Permeabilidad absoluta que se identificaron para definir los Sweet Spots de estos reservorios tight de la Cuenca Neuquina.

También, tal como se indica en la Fig. 5, se planteó inicialmente la navegación del pozo en la parte superior del reservorio.

En esas condiciones se estimaron las acumuladas de producción del pozo a 12 años, conjuntamente con el aporte de cada una de las 5 fracturas hidráulicas que se observan en la Fig. 5. La Fractura F4 sólo contribuye con el 10% de la producción, correspondiéndole aproximadamente el 20% de la inversión de fracturación.



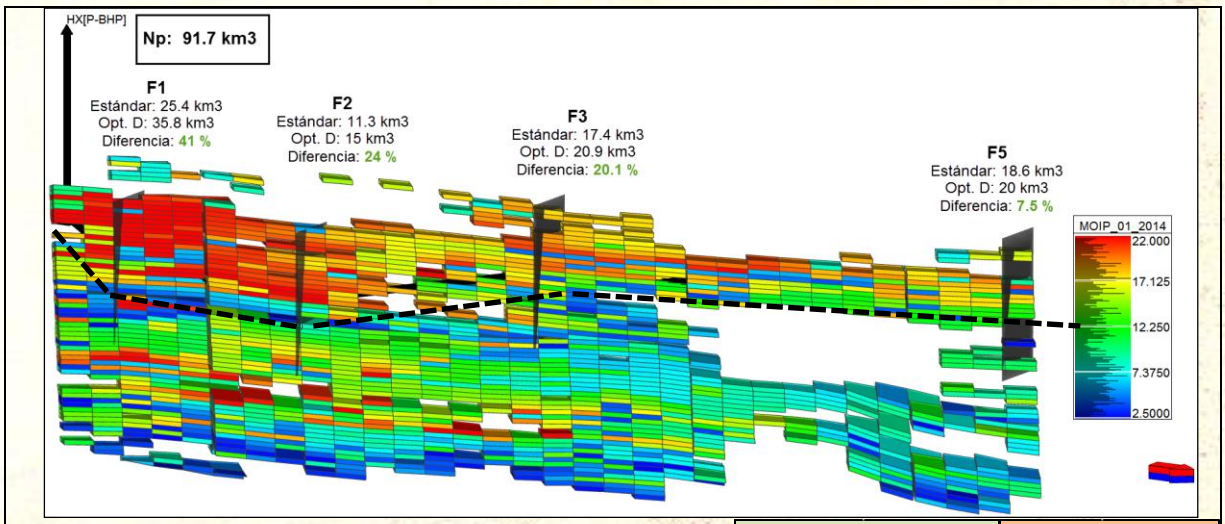
Notas: Se filtran las celdas antes del inicio de producción del pozo
Las acumuladas de producción son a 12 años

Modelo Optimizado A: Estándar sin F4
-20% **de Inversión en Fracturación**

Produccion Acumulada [km3]		Diferencia	
Optimizado A	Estándar	[km3]	[%]
75.9	81.55	-5.65	-7

Fig. 5 Optimización de las Locaciones de las Fracturas Hidráulicas y de la Navegación de Pozos Horizontales

Continuamos la Optimización productiva del pozo horizontal buscando una mejor navegación del mismo que la mostrada en la Fig. 5. Esa mejora de la navegación, mostrada en la Fig. 6, provocó un incremento del 20% de la acumulada de producción esperada del pozo (91,7 Km3), respecto del pozo Estándar (81,55 Km3), manteniendo la disminución de la inversión de fracturación del 20%.



Modelo Optimizado D:
Estándar sin F4 + Optimización de la Navegación
-20% **de Inversión en Fracturación**

Produccion Acumulada [km3]		Diferencia	
Optimizado D	Estándar	[km3]	[%]
91.7	81.55	10.15	12

Fig. 6 Optimización de las Locaciones de las Fracturas Hidráulicas y de la Navegación de Pozos Horizontales

Continuando el camino de la optimización de la producción de los pozos observaremos el efecto de distintos orificios de boca de pozo los que llamamos "constantes" y "progresivos" en los pozos W1 y W4 ambos con la Fractura Hidráulica básica. Los resultados se presentan en las Figs. 7 y 8.

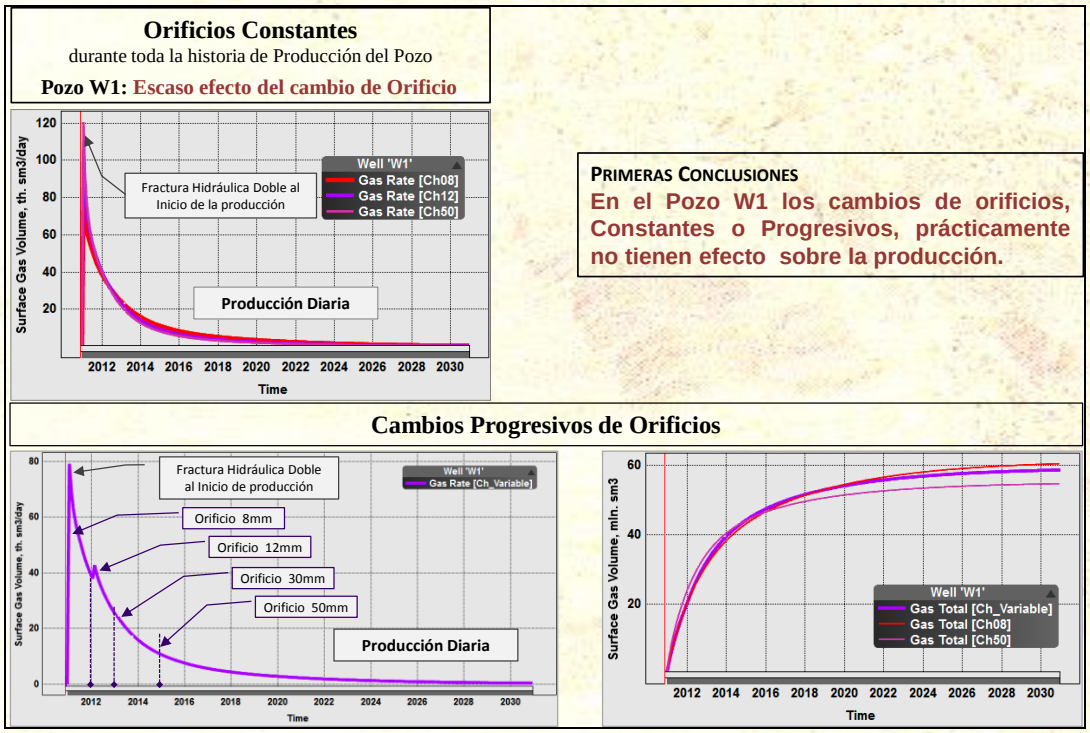


Fig. 7. Optimización de los Orificios de Producción. Pozo W1 con Fractura Hidráulica básica.

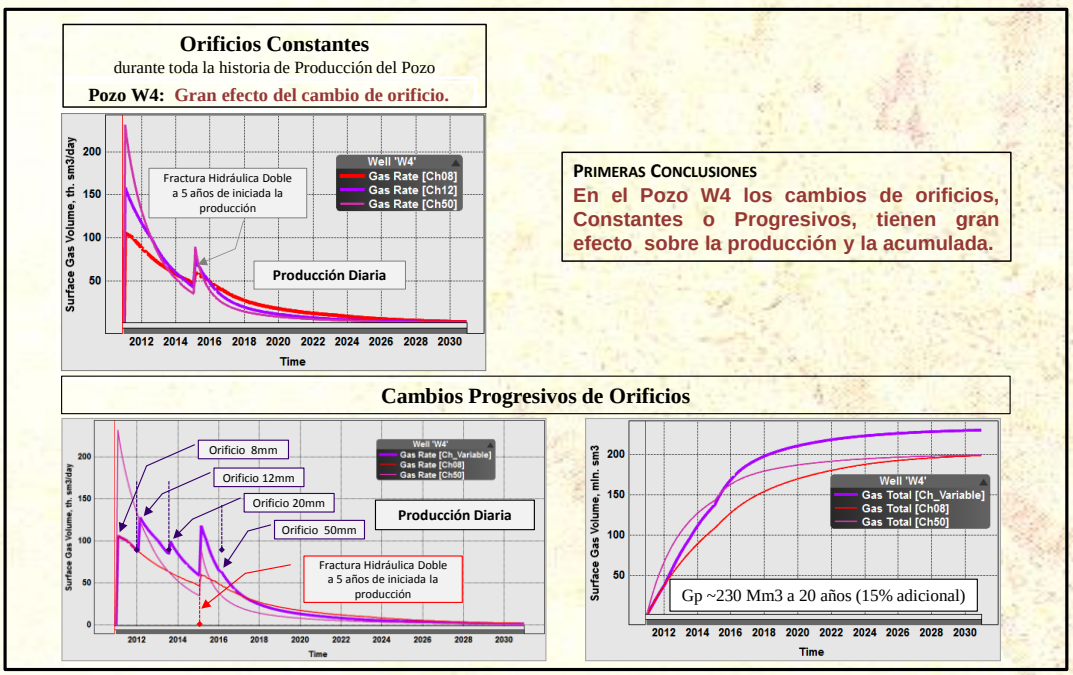


Fig. 8. Optimización de los Orificios de Producción. Pozo W4 con Fractura Hidráulica básica.

En el Pozo W1 los cambios de orificios, Constantes o Progresivos, prácticamente no tienen efecto sobre la producción, a diferencia del pozo W4 en el cual los cambios de orificios, Constantes o Progresivos, tienen gran efecto sobre la producción y la acumulada.

CONCLUSIONES

Los Casos Históricos analizados con el Modelo Integrado de los yacimientos tight permitieron arribar a las siguientes Conclusiones y diseñar las Optimizaciones pertinentes:

- La fracturación de todos los pozos de un yacimiento, en general, no incrementa su acumulada, pero sí provoca un adelanto de su producción, con los correspondientes beneficios económicos. El comportamiento productivo por pozo varía pues la interferencia entre pozos cambia.
- Se identifica el adecuado diseño de las Fracturas Hidráulicas a implementar para lograr la optimización productiva del pozo.
- Es posible optimizar la localización de las Fracturas Hidráulicas a realizar y también la Navegación de los pozos horizontales.
- El cambio de los Orificios no modifica la producción del pozo en reservorios de baja permeabilidad, como el W1, pero sí en los de mayor permeabilidad, como el W4, identificando la posible optimización productiva.

Dadas las condiciones de análisis, donde ambos pozos tienen la fractura hidráulica básica, el muy distinto comportamiento de los orificios de producción se corresponde con las distintas calidades de reservorio en las que los pozos fueron perforados.

REFERENCIAS

1. *Identificación Y Explotación de "Sweet Spots" Remanentes en un Yacimiento de Baja Permeabilidad y Alta Saturación de Agua en la Cuenca Neuquina. Mirta C. de Galacho, Sebastián D. Grasso, Andrés E. Legarreta; MG&A Oil & Gas. CONEXPLO 2014. Mendoza.*

PRÓXIMA ENTREGA

En el próximo Boletín continuaremos refiriéndonos a los Modelos Integrados de Yacimientos Tight Gas, focalizándonos en el diseño optimizado de las Instalaciones de Superficie.

MG&A Oil&Gas SERVICIOS INTEGRADOS

"Tecnología de Avanzada"
en Modelado Integrado de Yacimientos

MG&A Oil&Gas ofrece su vasta experiencia a las Compañías del Upstream del Petróleo y Gas que operan en América Latina, brindándoles una amplia gama de Servicios Integrados en:

Evaluaciones para el Desarrollo y Explotación Primaria y Secundaria
Revitalización de Campos Maduros
Optimización de los Proyectos de Recuperación Secundaria
Reservoir Management de Yacimientos de Baja Permeabilidad y Tight
Certificación y Auditoría de Reservas

Para brindar estos Servicios trabajamos, en ocasiones con nuestros clientes, en:

Geología	Ingeniería de Reservorios.
Sedimentología	Simulación Numérica Dinámica
Estratigrafía	Predicciones Dinámicas por Redes Neuronales
Petrofísica	Ingeniería de Producción
Geofísica	Evaluaciones de Riesgo
Geoestadística	Evaluaciones Económicas
Modelado Estático	Auditorías Técnicas & Económicas

Nuestras Recomendaciones Técnicas optimizan la economía de los proyectos

Caracterización Temprana - Revitalización de Campos Maduros - Yacimientos No Convencionales

Contáctenos: : mgoilandgas@mgoilandgas.com.ar : www.mgoilandgas.com.ar (5411) 4325-8985