

## 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.

En el Modelo Estático-Dinámico del Boletín 26, incluimos la simulación de manera explícita de las fracturas hidráulicas, integradas con el propio reservorio, como formando parte del yacimiento, determinando el comportamiento productivo de los pozos.

Vimos también en ese Boletín, cómo esta manera integrada de conducir el management de los reservorios tight, nos permite Identificar los Sweet Spots del yacimiento, zonas de mayor productividad y recursos, 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 sólo infill, cuya predicción presenta más desafíos y son exponentes valiosos de la Bondad del Modelo construido.

En el **Boletín 27** vimos, siempre de manera integrada con el reservorio, la Optimización del diseño y locación de las fracturas hidráulicas, y también de los Orificios de producción, para pozos en reservorios de distintas características productivas. También se analizó la optimización de la navegación de pozos horizontales.

Finalmente en este **Boletín 28** veremos algunos **Escenarios de Optimización de la Explotación de Yacimientos Tight Gas, considerando de manera integrada Criterios de Desarrollo y Características de sus Instalaciones de Superficie**

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](http://www.mgoilandgas.com.ar/1_HTML/publicaciones.html)

## ESCENARIOS DE OPTIMIZACIÓN DE LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS TIGHT GAS. CRITERIOS DE DESARROLLO - CARACTERÍSTICAS DE SUS INSTALACIONES DE SUPERFICIE

Considerando la interacción de los reservorios y las instalaciones de superficie analizamos el Modelado Integrado y Optimización de la Explotación de 4 yacimientos tight A, B, C y D, de distintas permeabilidades promedio, conectados hidrodinámicamente y con pozos verticales, ver Fig. 1.

El Escenario de Explotación adoptado fue:

- Mantener constante el caudal suma de los 4 yacimientos, durante el mayor tiempo posible y lograr su depleción en 15 años.
- Dada la baja permeabilidad del yacimiento A se decidió producirlo con un plateau de 2Mm<sup>3</sup>/d de gas, con captación y conducción independiente, mientras que los yacimientos B, C y D se producirían de manera conjunta con un plateau de 10Mm<sup>3</sup>/d de gas.
- El distanciamiento entre pozos aumentó del yacimiento A, el menos permeable, al yacimiento D, el más permeable, ver Fig. 2.

En esas condiciones analizaremos en este Boletín las siguientes optimizaciones:

- Desarrollo de los yacimientos para alcanzar los objetivos de producción.
- Diseño de las Instalaciones de superficie incluyendo la compresión, los diámetros de los ductos de conducción y redes de captación, etc.

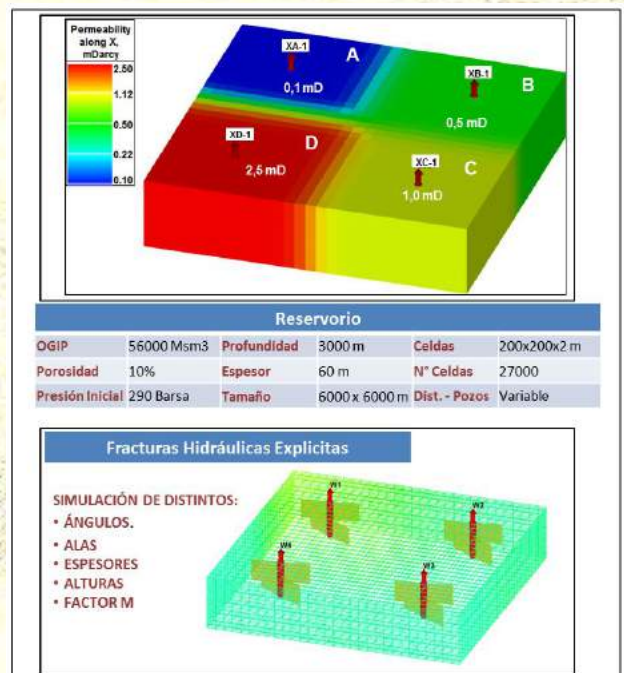


Fig. 1: Yacimientos A, B, C y D. Simulación integrada con fracturas hidráulicas explícitas.



La interferencia de los pozos de los yacimientos B, C y D con los del yacimiento A, cuando se reúnen en un mismo nodo de producción, provocan una muy lenta depleción del yacimiento A, de baja permeabilidad, respecto de los restantes yacimientos.

Por ese motivo, y a fin de acelerar la depleción del yacimiento A, se eligió su producción con una línea de conducción independiente de los restantes yacimientos, ver Fig. 2.

La menor diversidad de permeabilidad de los yacimientos B, C y D, de 0,5 a 2,5 mD, permitió manejar sus instalaciones de producción de superficie de manera conjunta, reuniendo en el nodo MAIN sus producciones, para luego continuar con un único conducto hasta el punto de entrega, ver Fig. 2.

- De 450 a 600 m en el yacimiento A (azul) de 0,1 mD.
- De 560 a 800 m en el yacimiento B (verde) de 0,5 mD
- De 630 a 850 m en el yacimiento C (amarillo) de 1,0 mD
- De 650 a 1000 m en el yacimiento D (rojo) 2,5 mD

Puede observarse, que si bien los rangos de distanciamientos de los pozos se solapan, muestran mayor distanciamiento en los yacimientos de mayor permeabilidad.

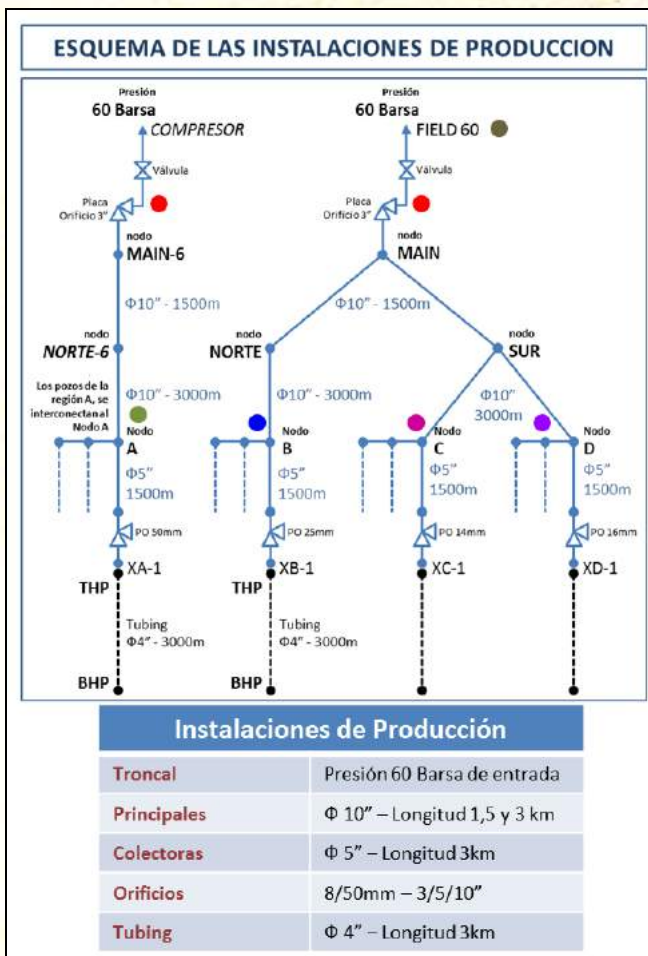


Fig. 2 Yacimientos A, B, C y D. Esquema de Instalaciones

Tal como se expresó más arriba, considerando el plazo de 15 años seleccionado para lograr la depleción de los yacimientos, se determinaron los distanciamientos entre pozos de forma que no interfirieran entre sí en ese período.

Así resultaron los siguientes rangos de distanciamientos, ver Fig. 3:

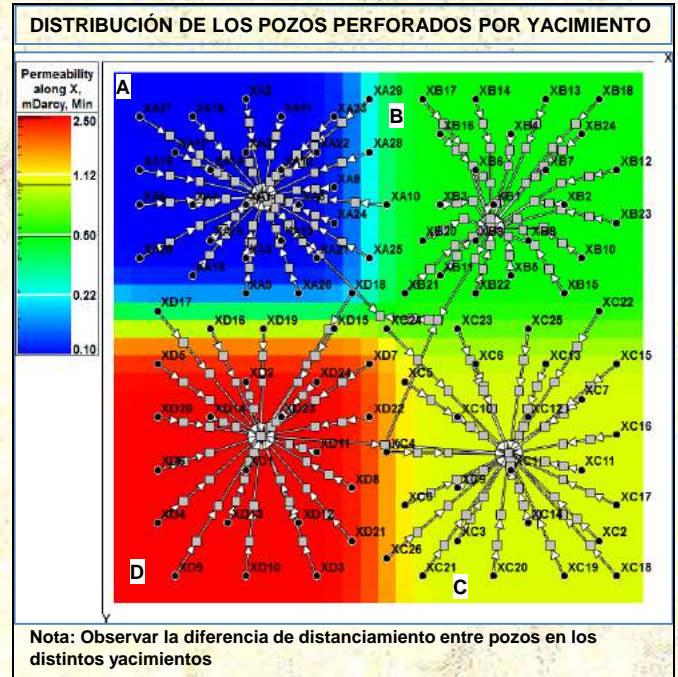


Fig. 3 Yacimientos A, B, C Y D. Distribución de los pozos a perforar

En la Fig. 4 se muestran las presiones de los nodos MAIN y MAIN-6. Dado que los pozos se perforan a lo largo de dos años se observa que en el nodo MAIN un cambio en las presiones en forma de "serrucho". cuando los pozos se incorporan a la producción.

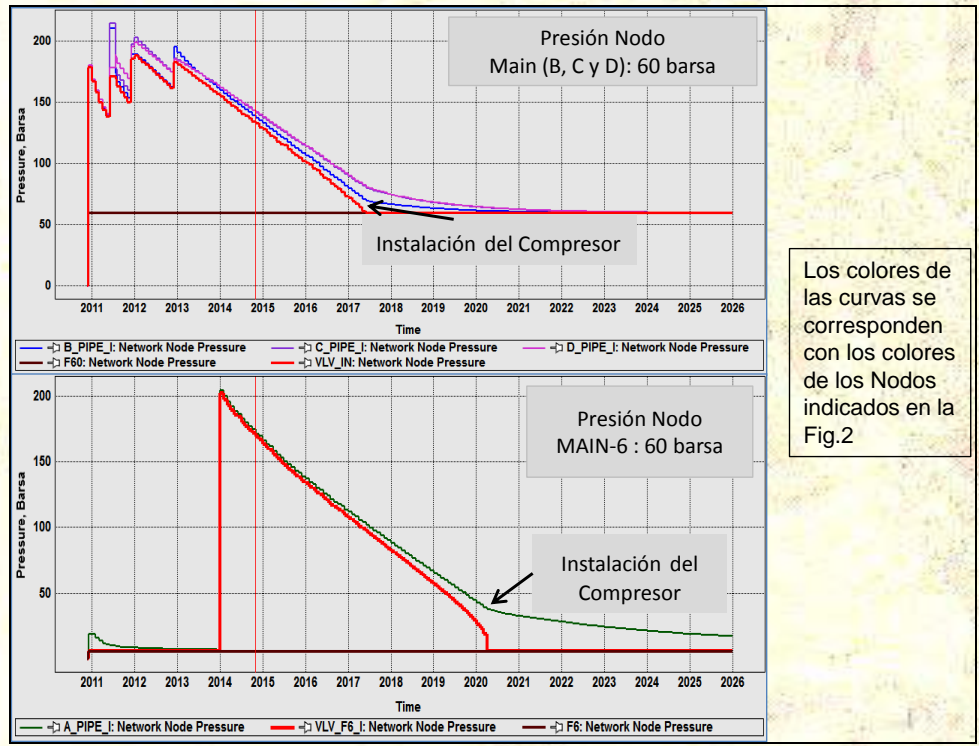
Por el contrario en el nodo MAIN-6 se refleja que todos los pozos del yacimiento A se ponen en producción 3 años más tarde.

Cuando la presión dinámica de las acometidas de las dos líneas principales de conducción alcanzan la presión del gasoducto (60 barsa) deben ponerse en marcha los compresores para mantener los caudales del Escenario de Explotación seleccionado, ver Fig. 4.

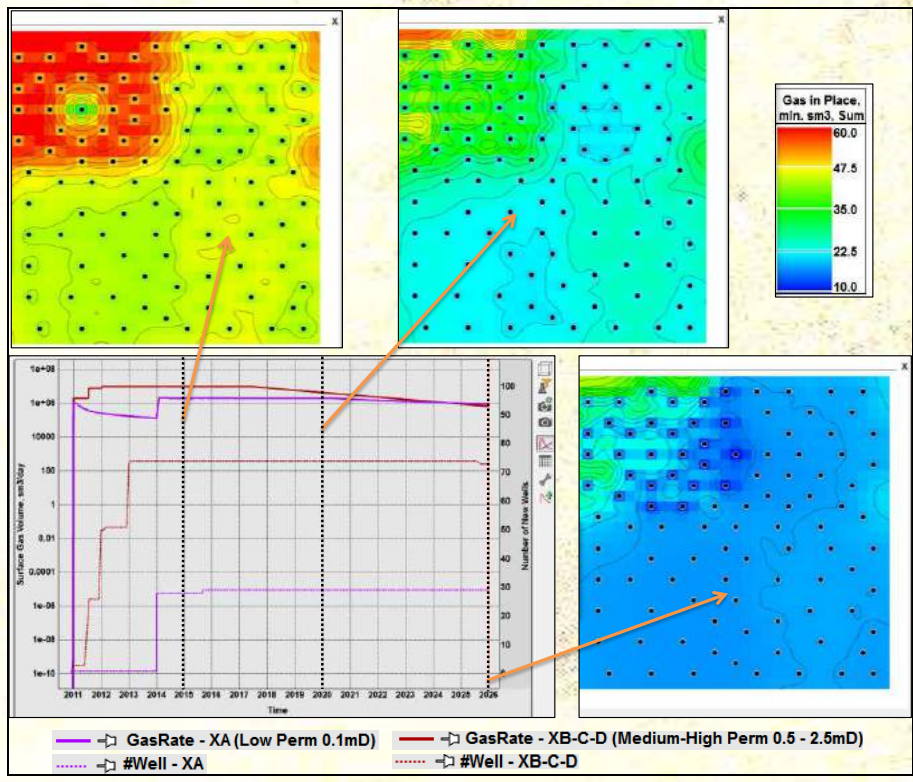
En la Fig. 5 se muestra la evolución de los caudales de producción; del número de pozos activos y del Gas in Place de los yacimientos A, B, C y D analizados.

Nótese que al cabo de los 15 años de explotación sólo en una fracción del yacimiento A queda una saturación remanente de gas de cierta importancia





**Fig. 4 Yacimientos A, B, C y D. Presiones Nodales**



**Fig. 5 Caudal del Yacimiento A, de los yacimientos B+C+D y Evolución del Gas-in-Place**



## CONCLUSIONES

En los Boletines 25 a 28 nos referimos a los yacimientos tight, resumimos a continuación las principales conclusiones a las que arribamos:

- La alta heterogeneidad y anisotropía de estos yacimientos requiere Modelos Estáticos de alta resolución, la que debe conservarse en los Modelos Dinámicos sin realizar procesos de upscaling que “borren” esas importantes variabilidades.
- Los Modelos Dinámicos deben incluir la simulación de manera explícita de las fracturas hidráulicas, integradas con el propio reservorio, como formando parte del yacimiento, pues son determinantes del comportamiento productivo de los pozos.
- Esas condiciones de simulación, y de conducción del management de los reservorios tight, permite Identificar los Sweet Spots del yacimiento, como zonas de mayor productividad y recursos, que podremos seleccionar para realizar los futuros desarrollos del mismo.
- Tanto los pozos verticales como los horizontales, podrán simularse con sus fracturas hidráulicas, orificios de producción, etc., optimizando con los resultados económicos esperados la locación de los pozos y de sus fracturas hidráulicas, la navegación de los pozos horizontales, etc.

- También con los Modelos de Yacimiento como los que les presentamos se pueden seleccionar los Escenarios de Optimización de la Explotación de Yacimientos Tight Gas, considerando de manera integrada los Criterios de Desarrollo y Características de sus Instalaciones de Superficie
- En las condiciones descriptas, los Modelos Integrados de los yacimientos Tight permitirán seleccionar los mejores desarrollos a realizar y predecir con acierto los resultados productivos de campo.

## 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.

**LOS MEJORES DESEOS PARA 2017:  
PAZ, TRABAJO Y PROSPERIDAD PARA  
NUESTRA INDUSTRIA**

### “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  
Sedimentología  
Estratigrafía  
Petrofísica  
Geofísica  
Geoestadística  
Modelado Estático

Ingeniería de Reservorios.  
Simulación Numérica Dinámica  
Predicciones Dinámicas por Redes Neuronales  
Ingeniería de Producción  
Evaluaciones de Riesgo  
Evaluaciones Económicas  
Auditorías Técnicas & Económicas

**Nuestras Recomendaciones Técnicas optimizan la economía de los proyectos**

**Caracterización Temprana - Revitalización de Campos Maduros - Yacimientos No Convencionales**