



Análisis para mejorar el factor de recobro en yacimientos de *tight gas*

Por **Federico Bianchi**, **Verónica Hammar** y **Fabrizio Nissero** (YPF S.A.)

Este trabajo se centra en cómo se visualizó y planificó un proyecto *infill* para llevar a cabo un plan de desarrollo en las arenas de baja permeabilidad pertenecientes al Grupo Cuyo en la cuenca Neuquina, principalmente en la región del engolfamiento.



Asimismo, YPF ya ha desarrollado campos similares, como es el caso de Segmento 5 en Zona Central. Estos antecedentes y la curva de aprendizaje desarrollada brindan mucha información aplicable al proyecto.

Actualmente, un área lindante en asociación no operada está llevando a cabo un desarrollo con pozos *infill* a un distanciamiento similar al planteado, en la misma estructura de este proyecto.

Propuesta

El desarrollo del campo se ha planteado según una grilla de 350 x 500 m, rotada, según lo determinado por las orientaciones principales de esfuerzos obtenidos de perfiles de imágenes y los registros de sismica de pozo (Figura 3).

Se ha generado una grilla en función de los resultados de distribución de orientaciones de fracturas inducidas interpretadas por microsísmica e imágenes de pozos y se han ubicado las posiciones de los pozos a 40 acres y las posiciones *infill*.

Proyectos de desarrollo de gas contenido en las areniscas tipo *tight* del Gr. Cuyo, han sido exitosamente ejecutados en los últimos años. Teniendo en cuenta los grandes volúmenes de hidrocarburos en estas formaciones y las analogías con yacimientos comparables, principalmente Lajas en el Segmento 5, en el yacimiento Aguada Toledo, se puede pensar que estos reservorios de baja permeabilidad serían ideales para realizar proyectos *infill*.

Para estudiar esta factibilidad se propuso realizar un estudio de simulación con el fin de capturar la posibilidad de aumentar el factor de recobro.

Este proyecto contempla la realización de pilotos de perforación *infill* en esa zona, para reducir el distanciamiento a unos 20 acres (Figuras 1 y 2).

Antecedentes

El desarrollo de las Fm. Punta Rosada y Lajas comenzó a ejecutarse por un operador anterior, con un incipiente desarrollo, lo cual sirvió de antecedente para mejorar la curva de aprendizaje en perforación, terminación, funcionamiento de la red de captación y filosofía de medición, etc. Este desarrollo previo realizó a un distanciamiento aproximado de 40 acres.

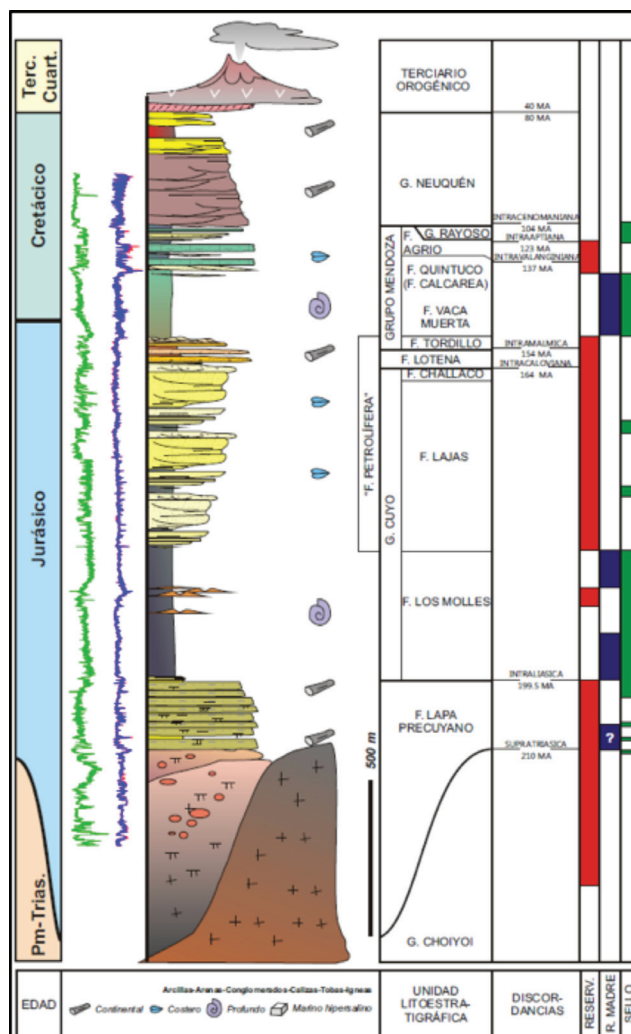


Figura 1. Estratigrafía de la cuenca Neuquina con las principales unidades litoestratigráficas. Modificado de Brisson, 1999.

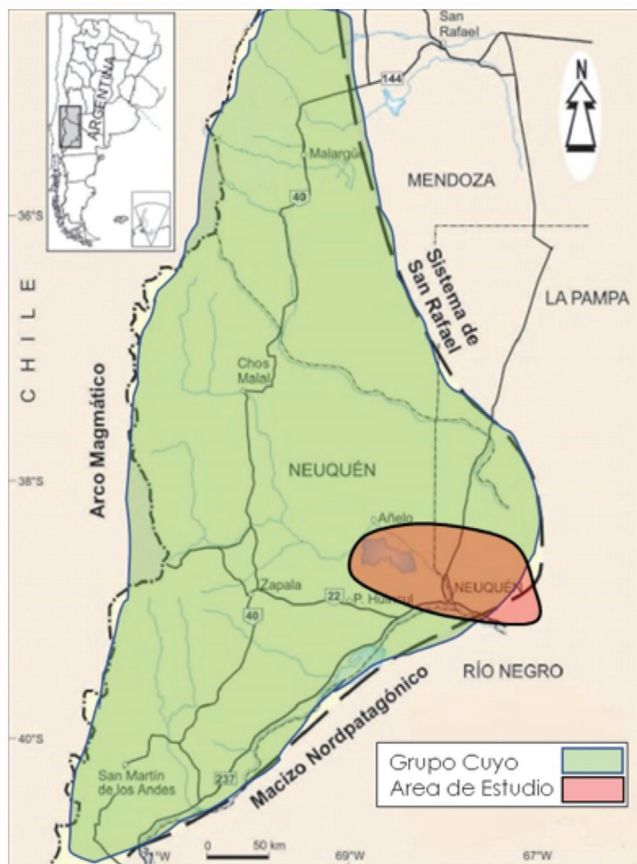


Figura 2. Mapa de la cuenca Neuquina. Se resalta la extensión del grupo Cuyo y el área de estudio de este trabajo. Modificado de Arregui, 2011.

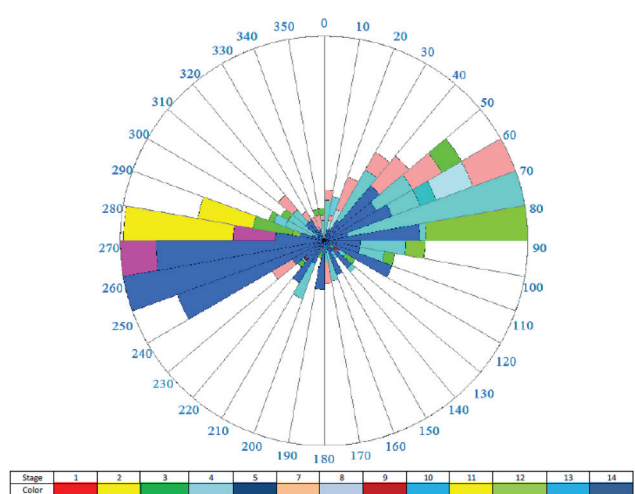


Figura 3. Detalle de azimut para diferentes etapas de fractura.

Se realizó una evaluación de zonas para posibles ubicaciones del piloto. Esta evaluación contempló los siguientes aspectos: el análisis estructural, principalmente debido a la presencia de fallas que pudieran actuar como barreras al flujo; la disponibilidad de datos estáticos, contemplando la existencia de datos de roca y los perfiles de imágenes; y por último, los datos dinámicos y de completación, que consideran la acumulada de los pozos a distanciamiento original, la disponibilidad de perfiles de producción, la frecuencia de controles y datos de presiones originales. Para la parte de completación, se consideró el método de fracturamiento y la existencia de microsísmica (Tabla 1).

Metodología

Se ha propuesto realizar pilotos de perforación *infill* para evaluar su efectividad y su posibilidad de interferencia con pozos a distanciamiento original. Si estos pilotos resultan exitosos se propondrá continuar con esta estrategia de desarrollo.

A priori, se han seleccionado cinco opciones de ubicación para los posibles pilotos en la zona central del yacimiento. También hay oportunidades de realizar este tipo de desarrollo en las zonas de borde, que no son contempladas en este trabajo.

Características del reservorio

Propiedades de los fluidos

El yacimiento en estudio presenta producción de gas y condensado, con GOR elevado (principalmente mayor a 10.000 m³/Sm³). Se decidió tener en cuenta en el simulador solo la fase gaseosa. La riqueza de los fluidos varía con la cota de cada intervalo productivo, y no se tiene una completa caracterización del fluido en las distintas capas y zonas. A priori, se asume que el fluido de reservorio es gas húmedo, aunque en algunas zonas se acercaría más a las

Prioridad	Análisis Estructural			Datos Estáticos			Datos Dinámicos				Terminación	
	Inferior	Medio	Superior	N° Pozos	Corona / TLR	Imagen	Producción	N° PLT	Microsismica	Presiones	Controles	Método
Opcion 1	Proximo a zona de fallas	Zona de fallas	Sin Fallas	3	PRM y Lajas	RN-1035	91.6%	12	No	Abundantes	Diarios, telemetría 1 pozos	Mixta, no contemporánea
Opcion 2	Proximo a zona de fallas	Proximo a zona de fallas	Proximo a zona de fallas	4	No	No	44.5%	4	2	Normales	Telemetría	P&P YPF
Opcion 3	Sin Fallas	Sin fallas	Sin Fallas	2	No	RN-1071	39.6%	6	No	Normales	Diarios	P&P
Opcion 4	Falla directa suprime espesor en RN-1050	Proximo a zona de fallas	Proximo a zona de fallas	3	No	No	44.80%	7	No	Escasos	Diarios, telemetría 1 pozos	Mixta, no contemporánea
Opcion 5	Proximo a zona de fallas	Proximo a zona de fallas	Proximo a zona de fallas	4	No	No	100%	2	No	Normales	Diarios, telemetría 1 pozos	P&P, no contemporánea

Tabla 1. Matriz de factores analizados para selección ubicación de los pilotos.

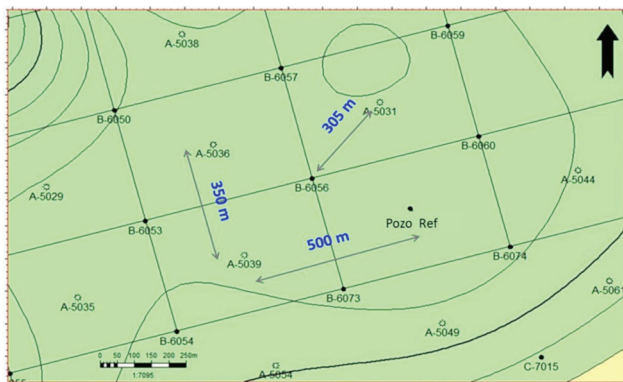


Figura 4. Esquema del arreglo regular buscado en el proyecto. (sobre mapa de elevación) Los pozos en el centro de los cuadrados corresponden a pozos perforados o a perforarse a 40 acres y los vértices de los rectángulos las posiciones para perforación *infill*.

características de un comportamiento de gas seco.

Se tomó una cromatografía típica del gas de este sector con un contenido del 96,7% de Metano (CH_4), que se considera representativa de la zona.

Propiedades de las rocas

Se cuenta con una gran variedad de coronas y testigos laterales rotados. Sobre estos testigos se han efectuado análisis petrofísicos convencionales para determinar permeabilidad y porosidad. La medición de permeabilidades relativas en los yacimientos tipo *tight* es bastante discutida y resulta muy difícil de realizar en la práctica, por este motivo no se cuenta con este tipo de mediciones.

Como consecuencia, se decidió realizar una curva sintética de permeabilidades relativas con un *end point*

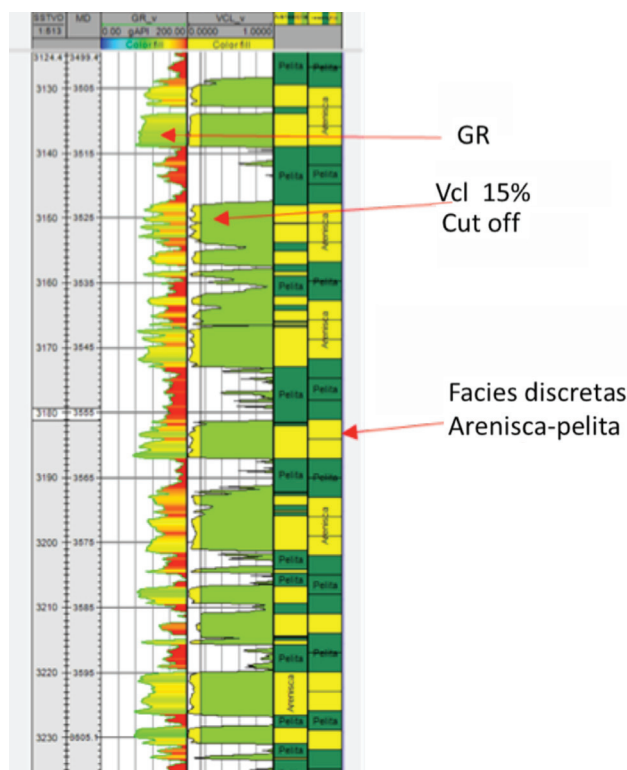


Figura 5. Perfil de pozo que muestra las facies estimadas del Vcl y las facies escaladas al modelo.

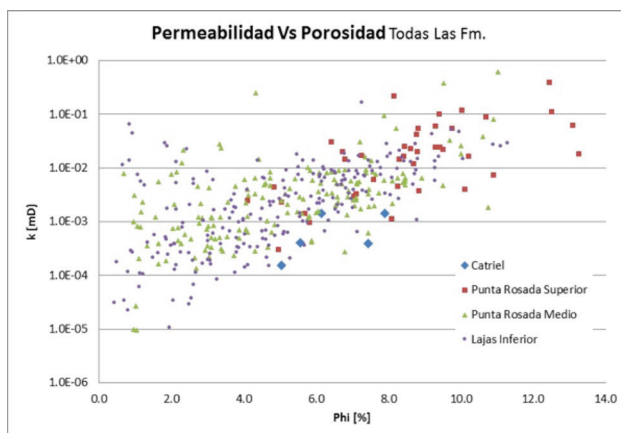


Figura 6. Distribución de valores de porosidad y permeabilidad (@ NOBP).

al agua que represente de alguna manera una condición aceptable para el flujo efectivo de esa fase.

En este tipo de reservorios no hay prácticamente zona de transición, por lo que se adoptó una presión capilar nula, y un contacto más profundo que la base del reservorio, a fin de que quede todo el reservorio en saturación irreductible.

Modelos de facies

Se generó una curva discreta de facies con un cut off de un 15% de Vcl (Volume of Clay). Considerando areniscas a todo el volumen de roca con menos del 15% de contenido de arcilla y pelitas a todo lo que superaba ese valor (Figura 5).

Modelado de permeabilidad

En la figura 6 se muestra un gráfico de permeabilidad *versus* porosidad con los valores medidos en laboratorio (en condiciones de NOBP) y separados por secuencia.

Considerando estos datos, se calculó la relación k_v/k_h para las secuencias de punta rosada medio y Lajas y se obtuvo 0,12 y 0,97, respectivamente. Para el modelo completo se utilizó un valor de 0,5.

Luego, en el proceso de ajuste histórico, se fue variando la permeabilidad obtenida del modelo histórico. Esta variación está en el orden del 5-6%.

Opción 1. Primer piloto *infill*

En una primera etapa, se decidió seleccionar la zona con mayor acumulada de producción, buscando la existencia de niveles que pudieran estar depletados en el reservorio, lo que confirmaría el estado del drenaje actual y permitiría acortar los tiempos de estudio del piloto.

Esta zona cuenta con tres pozos perforados en distintas campañas, y se ha calculado un factor de recobro final para la zona de aproximadamente un 30%. Este valor ha sido obtenido por simulación numérica considerando el *pattern completo con pozos a 40 acres* (Figura 7).

Modelo estático

Se generó un modelo estático sectorial de mayor dimensión de la zona por simular con el fin de tener más datos para propagar y evitar los efectos de borde.

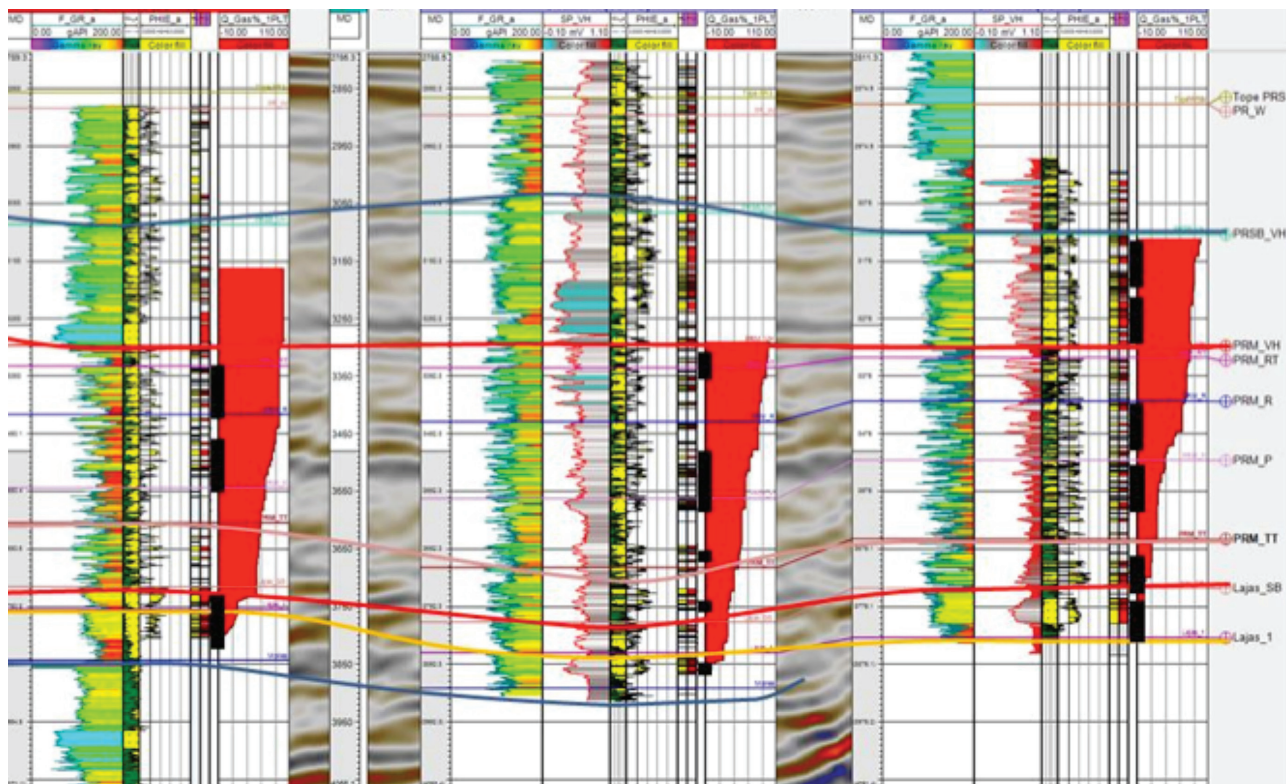


Figura 7. Corte de los pozos circundantes y perfiles de producción.

El modelo estático sectorial utilizado para la simulación tiene 36x51x520 celdas. Las celdas tienen dimensiones de 20x20 m en el plano y en la vertical aproximadamente de 3 m. Asimismo, se realizaron modelos con espesores de celdas de 1 m, lo que generaba modelos muy grandes, y 5 m, que no representaba adecuadamente los espesores estratigráficos. Por estos motivos, esos modelos fueron descartados.

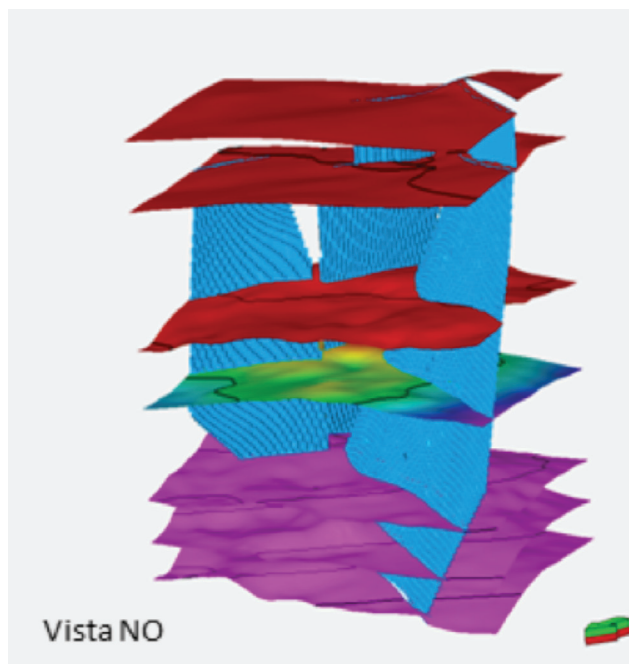


Figura 8. Vista NO del modelo estructural (fallas y horizontes) utilizado en la simulación.

Modelo estructural

Se modelaron tres fallas principales que afectan el modelo, y que podrían significar una desvinculación hidráulica entre los bloques (Figura 8).

Para evitar las celdas triangulares y simplificar el modelo, las fallas que afectan la grilla se modelaron escalonadas.

Las fallas se consideraron 100% sellantes y 100% vinculantes durante el ajuste histórico, no se observaron variaciones en el comportamiento de los pozos.

Se decidió realizar un modelo estático-dinámico, manteniendo 7 horizontes (6 zonas en la vertical). Para la Fm. Lajas se adaptó la discriminación de intervalos de acuerdo con el modelo estratigráfico actual, discriminando Lajas Inferior, Lajas Medio y Lajas Superior.

Modelado de fracturas hidráulicas

En este tipo de yacimientos *tight* es evidente la relación entre la productividad y las fracturas hidráulicas. Por este motivo, se trató de reflejar lo mejor posible la configuración de las mismas en el modelo. Se decidió utilizar una grilla local refinada para cada fractura (actual o futura) en el bloque modelado. La geometría de las LGR (Local Grid Refinement) se puede observar en la figura 9.

La fila central del refinamiento representa a la fractura hidráulica a modelar y tiene 1 m de ancho. Luego hay una transición gradual del tamaño de las celdas hasta las celdas gruesas del modelo.

El largo de las fracturas fue tomado del promedio de todos los pozos analizados con RTA, (*Rate transient analysis*) este promedio dio un valor de 96,6 m, por eso se adoptó un largo de 90 m, lo que se representa con cuatro celdas completas para cada lado y la mitad de la celda del punzado.

Con el upscale realizado, algunas zonas que se en-

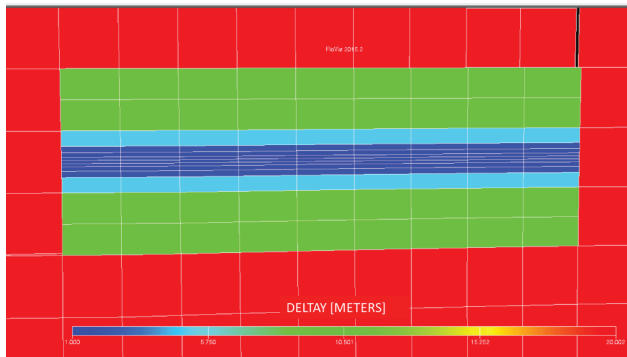


Figura 9. Geometría de las LGR.

cuentran en producción actual quedaban excluidas debido a los parámetros adoptados de cut off provocando que las celdas se desactiven, por lo tanto se resolvió forzar el NTG (Net To Gross) de las celdas y utilizar un valor mínimo de porosidad y permeabilidad.

Los valores usados de NTG para las fracturas son de 1 para las secuencias de Lajas, ya que es una capa de un espesor importante y bien continua; de 0,65 para Punta Rosada Media, donde las capas son intercalaciones de espesores menores, y de 0,8 para Punta Rosada Superior, donde en algunas zonas hay una capa continua de espesor importante.

En estas zonas de intercalaciones pelíticas en las fracturas se sospecha de un efecto de embedment, que se está midiendo con los estudios de las coronas que se han extraído. Este efecto podría explicar el cierre de las fracturas sobre las secuencias pelíticas y disminuir el volumen contactado efectivamente por las estimulaciones hidráulicas (Figura 10).

La variable de ajuste para tratar de reproducir los perfiles de producción de cada pozo fue la permeabilidad de la fractura, representada por la fila central de celdas de cada LGR.

Inicialización del modelo

El modelo fue iniciado en equilibrio, con 83 regiones, considerando una región por cada secuencia (6) y una región por fractura (77). Esto último se realizó para poder utilizar la opción THPRES, lo que permite el flujo de la matriz a la fractura y no de la fractura a la matriz. Esta situación ocurre debido a que las LGR se realizan al principio de la historia de producción, pero algunos pozos tardan varios años en ser completados. Por este motivo se trató de evitar el flujo cruzado cuando la fractura aún no ha sido realizada.

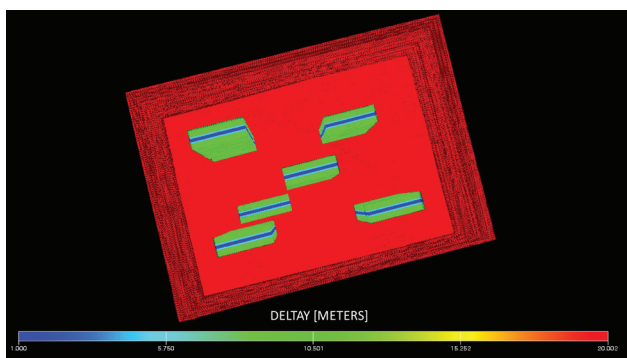


Figura 10. Esquema de pozos y LGRs en el modelo.

Los yacimientos tipo *tight*, suelen encontrarse sobre-presurizados, y el nivel de sobrepresión puede variar con la cota. En este caso, se utilizó un valor de presión para cada secuencia, para representar las mediciones obtenidas de presiones medidas (RFT o DFIT) y calculadas a partir de perfiles de pozos.

Control de pozos durante el ajuste histórico

El control de pozos productores fue realizado por límite de caudal de gas, y pasan a control por BHP (*Bottom Hole Pressure*) cuando no llegan a reproducir el caudal histórico. Los pozos han sido producidos a distintas presiones de captación a lo largo de su historia.

Para el cálculo de la BHP se utilizaron las mediciones de presión dinámicas obtenidas de los registros de los PLT (*Production Logging Test*). Una vez ajustadas las correlaciones de flujo vertical, se calcula la BHP a partir de la THP (*Tubing Head Pressure*) y los fluidos producidos. Hay que aclarar que los caudales de agua y condensado no son significativos durante la vida del pozo es esta zona.

Ajuste histórico

Las principales variables involucradas en el ajuste histórico fueron los multiplicadores de permeabilidad globales (aplicados a toda una secuencia) y las permeabilidades de cada fractura.

La permeabilidad de la matriz se utilizó para ajustar presiones y caudales cuando los pozos tienen un tiempo considerable de producción y en la parte donde la declinación de los mismos parece estabilizarse.

Para ajustar el caudal inicial de los pozos se actuó sobre la permeabilidad de las fracturas. Estas permeabilidades se variaron para el ajuste de la productividad por punzado buscando honrar los perfiles de producción.

Se aclara que el pozo más antiguo involucrado en la simulación tiene 17 años de historia de producción y el más reciente alrededor de dos años.

Ajuste presiones estáticas pozo infill

Se realizaron mediciones de RFT y Dfits en el pozo nuevo perforado, y se comparó con el pronóstico del modelo (Figura 11).

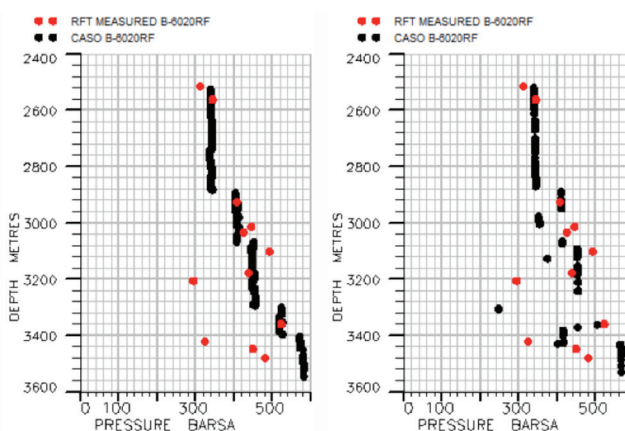


Figura 11. A la izquierda puede observarse las presiones medidas en rojo y el equilibrio inicial planteado. En la figura de la derecha se puede observar las mediciones y la simulación en el momento de perforación del pozo *infill*.

En la figura 12 se muestra un esquema de presiones para este tipo de reservorios, que se asemeja a la iniciación mostrada en la figura 11 que respeta las secuencias de la figura 8.

Pronósticos

Se decidió realizar una serie de pronósticos para analizar el potencial del campo y validar diferentes actividades:

- Escenario base sin actividad futura. Se controlan los pozos por presión dinámica de fondo y se dejan declinar.
- Escenario de perforación *infill*, que refleja la situación del piloto planteado en análisis. Se controla por BHP y se colocan los punzados reales al pozo. Se tiene en cuenta la producción de gas.

A. Escenario base

Es el escenario utilizado para comparación. Se mantiene presión dinámica de fondo constante y se deja declinar los pozos.

B. Escenario con perforación *infill*

Al momento de realizar este pronóstico se contaba con cerca de 30 días de producción del nuevo pozo, por lo que se carga en el modelo la completación real, se honra el caudal de gas y se continúa pronosticando con una curva de presión de fondo adecuada para la zona.

Para realizar el ajuste de producción de la parte inicial del pozo, se modificó la permeabilidad de las fracturas, como se hizo en los pozos antiguos. Las permeabilidades utilizadas están en el orden de las correspondientes a los pozos históricos.

Se intentó realizar un PLT en el nuevo pozo, pero no se pudo registrar completamente por problemas mecánicos en el pozo, por eso se usó la misma permeabilidad adoptada para el resto de las fracturas programadas.

Comportamiento del campo con y sin *infill* (Figuras 13 y 14).

Opción 2. Segundo piloto *infill*

Busca generar un modelo estático y dinámico del segundo piloto *infill* para estudiar la factibilidad de encontrar capas depletadas al momento de su perforación y estimar el porcentaje de producción nueva de dicho

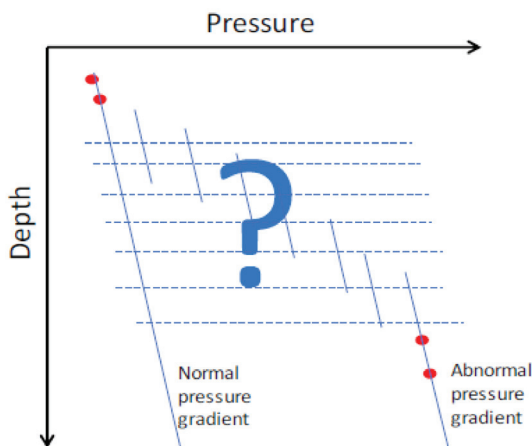


Figura 12. Perfil de presiones típico de un yacimiento de tight gas sobre presurizado (SPE-191869-MS).

infill. Adicionalmente, se tomó el desafío de crear un modelo que logre ajustar la producción de agua durante el *flowback*, y así estimar el origen de la producción de agua actual (*flowback* y/o formación).

Inicialmente se creó un modelo estático, dividido verticalmente en 6 zonas, correspondientes a Punta Rosada Superior, Medio e Inferior, y 3 zonas de la Fm. Lajas. El *layering* utilizado para las zonas de Lajas fue *follow top*, mientras que en las zonas de Punta Rosada fue *follow base*.

El modelo estático tiene una resolución de 20x20x2 m. El primer modelo dinámico utilizó la misma resolución de grilla, aunque posteriormente fue modificada (Figura 15).

Para poder estudiar la dinámica del pozo en caso de producción de agua, se decidió agregar la opción de *Multi-Segmented Wells* (MSW), que permite ver efectos de contraflujo en caso de producciones bajas de gas. El punto de medición en cada pozo fue llevado hasta boca de pozo, así la BHP simulada se puede comparar con la medición de presión en boca durante el *flowback*.

Por último, para simular la producción de agua es necesario realizar la inyección de agua correspondiente a las fracturas hidráulicas. Por razones de practicidad, se inyectó todo el volumen en todas las fracturas a la vez.

En el estudio realizado sobre el primer piloto *infill* (opción 1) se modelaron las fracturas hidráulicas con re-

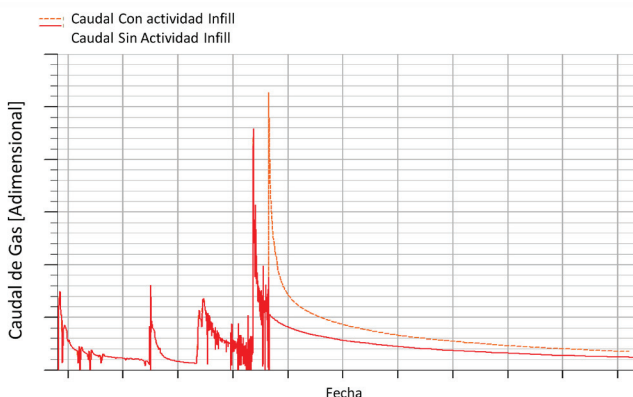


Figura 13. Comparación de caudales diario entre escenario sin actividad (3 pozos) y escenario con *infill* (3 pozos más un pozo *infill*), pattern completo. En rojo se muestra el caudal sin actividad y en línea de trazo naranja el caudal con actividad.

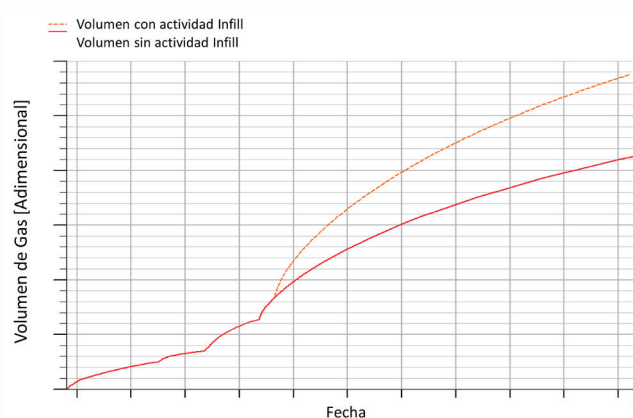


Figura 14. Comparación de acumuladas entre escenario sin actividad (3 pozos) y escenario con *infill* (3 pozos más un pozo *infill*), pattern completo. En rojo se muestra la acumulada sin actividad y en línea de trazo naranja la acumulada con actividad.

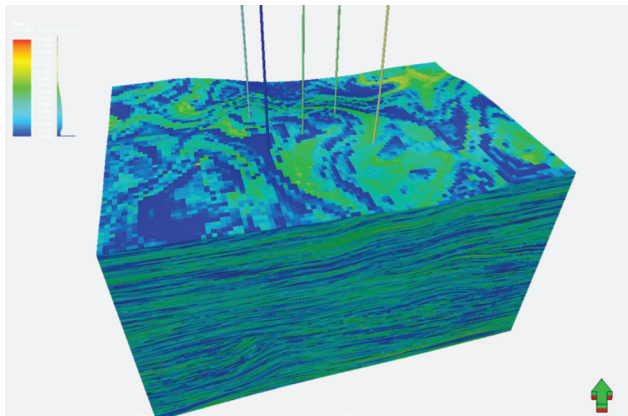


Figura 15. Modelo estático: distribución de porosidad.

finamientos locales amalgamados. El resultado fue muy bueno, pero se planteó la oportunidad de investigar otra forma de modelar este tipo de yacimientos, por lo que se decidió simular este pozo *infill* de manera diferente para poder compararlos y destacar las ventajas y desventajas de cada tipo de modelado de las fracturas hidráulicas.

Opción 2. Primer modelado dinámico: doble porosidad

Este modelado consistió en utilizar doble porosidad en las celdas correspondientes a las fracturas hidráulicas, el resto de la grilla se dejó como porosidad simple. La resolución de la grilla dinámica fue de 20x20x5 m, respetando el tipo de *layering* de cada zona (se probó con la resolución del modelo estático, pero los tiempos de corrida eran excesivos) (Figuras 16 y 17).

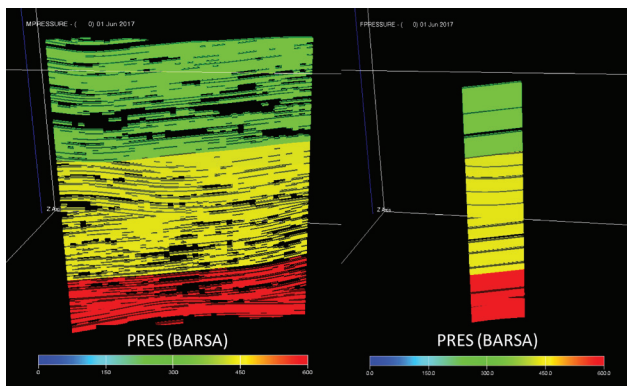


Figura 16. Estado inicial de presiones en matriz (izq.) y fractura (der.).

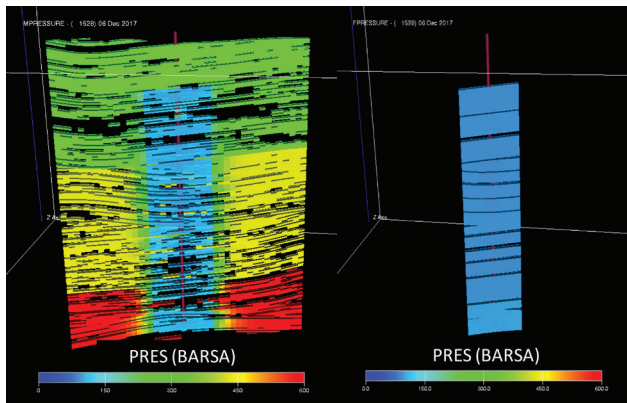


Figura 17. Estado de presiones en matriz (izq.) y fractura (der.) con seis meses de producción.

Inicialmente, esta grilla se probó sobre un solo pozo para realizar el ajuste histórico de presiones y caudales. Debido al gran caudal de agua al inicio del *flowback*, se controló por *reservoir volume* (RESV).

El ajuste histórico de presiones al final de la historia es razonable, pero no puede reproducir el perfil de presiones durante el *flowback* (Figura 18).

De manera inversa, el ajuste de caudal de agua es bueno durante el *flowback*, pero rápidamente tiende a cero: menos de 1m³/d luego de dos meses, mientras que el caudal histórico es 10-15 m³/d (Figura 19).

Luego de realizar un ajuste aceptable, se llegó a la conclusión de que es posible realizar un ajuste razonable del comportamiento de producción a mediano plazo, pero no permite realizar un ajuste durante el *flowback*, tanto de presiones como de producción de agua. Esto no permitía cumplir el segundo objetivo, por lo tanto se decidió cambiar la grilla de simulación.

Opción 2. Segundo modelado dinámico: grilla no estructurada

Este modelado consiste en crear una grilla no estructurada (Voronoi) que modele las fracturas hidráulicas en forma explícita (celdas delgadas de alta permeabilidad) para cada pozo.

Los pozos fueron modelados como verticales fracturados, con 130 m de semi-longitud y 5 cm de ancho. El largo definido en exceso fue intencional, para poder modelar posteriormente cada una de las etapas de fractura de forma individual.

La grilla global fue inicialmente generada como estructurada de 20x20 m. Luego, para reducir el número de celdas, se cambió a Variable y con 5 iteraciones de "suavizado".

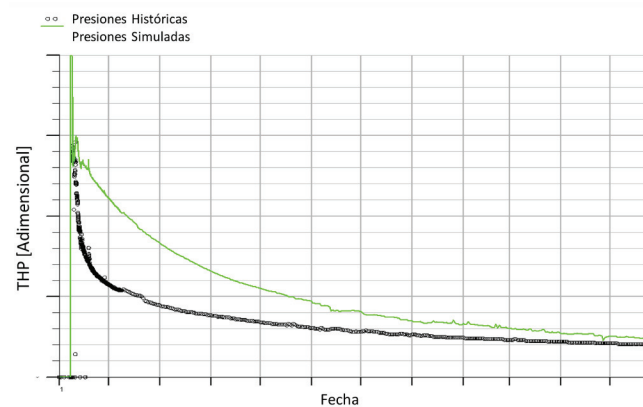


Figura 18. Ajuste de presión de boca de pozo.

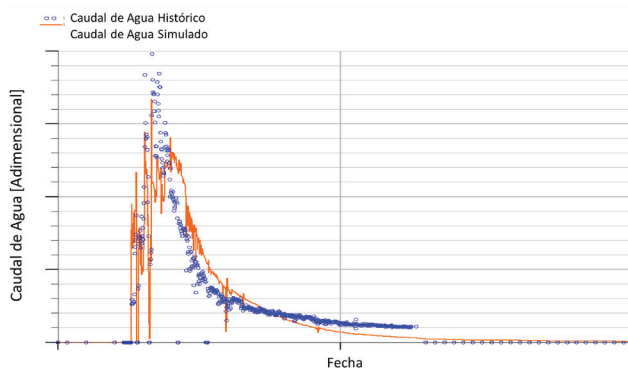


Figura 19. Ajuste de caudal de agua en los dos primeros meses.

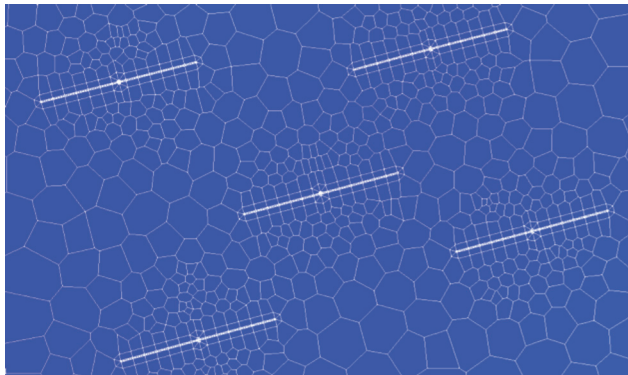


Figura 20. Grilla no estructurada: detalle de las grillas locales de cada pozo.



Figura 21. Grilla no estructurada: detalle de la grilla local de un pozo.

Verticalmente, se utilizó *layering* proporcional con un total de 119 *layers* (en promedio 8,5 m por *layer*). Se realizó un *upscale* de porosidad y permeabilidades. Se inactivaron las celdas con Poro < 3% y NTG < 20%, quedaron un 56% de celdas activas.

Inicialmente, las longitudes y alturas de fractura fueron tomadas del informe de cada pozo. Las longitudes de las mismas se modificaron para lograr el ajuste histórico. Se utilizaron *scripts* para automatizar estas modificaciones (Figuras 20, 21 y 22).

También se utilizó la opción de MSW, que permitieron simular las presiones y los caudales de cada fractura. Para evitar inestabilidades en la producción durante el *flowback*, los pozos se controlaron por caudal total en condiciones de fondo (RESV).

Además, a fin de evitar problemas de convergencia en la simulación, se consideró un valor mínimo de permeabilidad (0,001 mD para PermX/Y, y 0,0002 para PermZ).

Para realizar el ajuste de presiones y caudales durante la historia de producción (incluido *flowback*) se probaron diferentes modificaciones (longitud de fractura, propiedades de fractura, etc.).

Hubo decenas de iteraciones y pruebas para llegar a un ajuste aceptable a nivel de pozo, queda pendiente

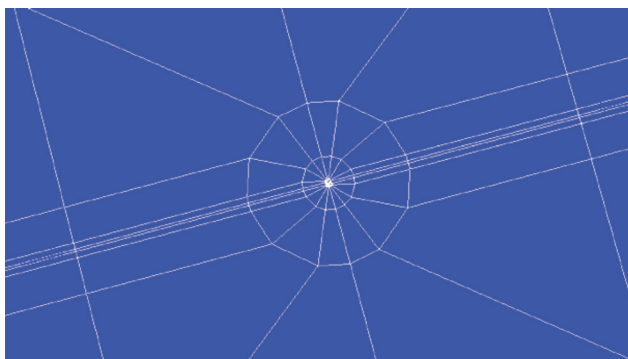


Figura 22. Grilla no estructurada: detalle en las cercanías del *wellbore*.

terminar el ajuste a nivel producción por cada etapa de fractura (PLT's) (Figuras 23 a 27).

Actualmente está en proceso el ajuste el pozo *infill* de este pattern, que comenzó su producción recientemente. Luego, se realizarán los pronósticos con y sin este pozo,

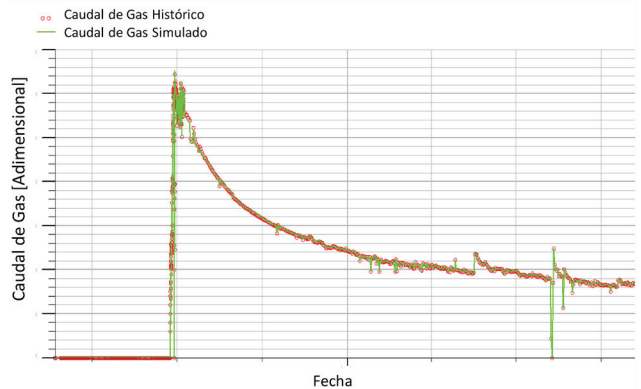


Figura 23. Ajuste de caudal de gas en un pozo arbitrario.

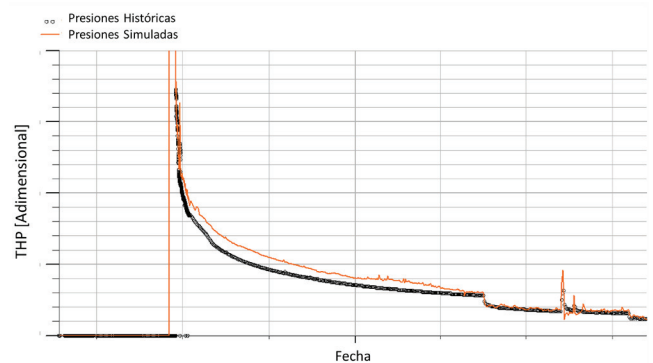


Figura 24. Ajuste de presión de boca de pozo durante la historia simulada.

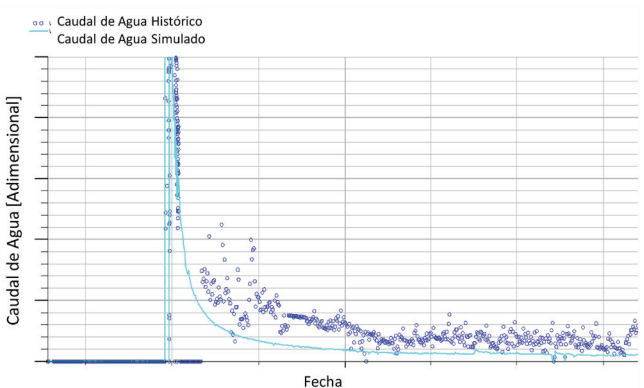


Figura 25. Ajuste de caudal de agua hacia fin de historia simulada.

para estimar el incremento de acumulada y qué porcentaje de la producción total representa.

Conclusiones

Metodología

- Los modelos presentan un ajuste histórico por pozo aceptable.
- La simulación dinámica es una herramienta muy útil para abordar este tipo de problemáticas. Se han

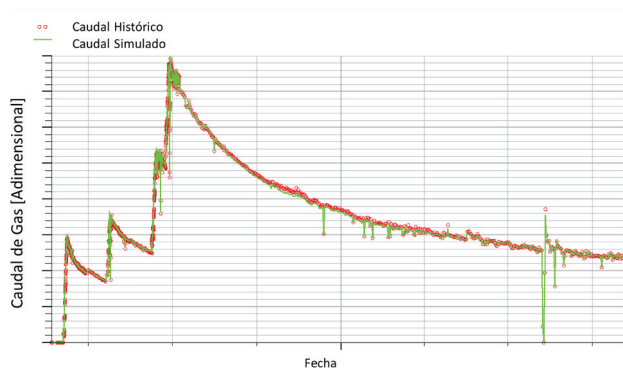


Figura 26. Ajuste de caudal de gas del *pattern*.

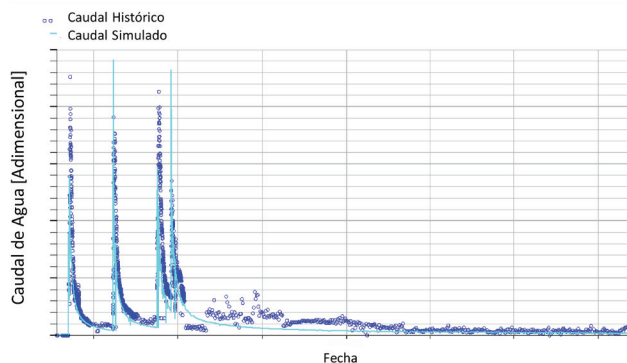


Figura 27. Ajuste de caudal de agua del *pattern*.

planteado tres alternativas de modelado para abordarlas, donde cada una de ellas presenta sus ventajas y desventajas, por lo que debe seleccionarse adecuadamente el método en función de los objetivos planteados.

- Números de celdas activas relativamente grandes no generan mayores inconvenientes para la capacidad de procesamiento actual.
- Algunos modelos pueden ser bastante complejos y se requieren de *software* específicos para utilizar alguna característica especial, mientras que otros muy sencillos pueden generarse con solo un procesador de texto.
- La suposición de presión dinámica de fondo constante es válida para los pozos de tight gas una vez que se ha concluido la limpieza del pozo. Cambios futuros pueden ocurrir por modificación de presiones de captación.

Proyecto

- Analizando los resultados, se concluye:
 - El 89% de la producción de los pozos *infill* es reserva adicional.
 - La interferencia con los pozos actuales es del 10%.
 - El factor de recobro se duplica, pasando de alrededor del 30% a aproximadamente al 59% en la zona central del yacimiento.

Recomendaciones

- Se recomienda continuar con el piloto de perforación *infill* en distintos sectores del yacimiento.
- Comenzar por modelos conceptuales “sencillos” e

ir sumándoles complejidad a medida que se logran buenos resultados en etapas previas.

Referencias

- Arregui, C., Carbone, O., Martínez, R. “The Cuyo Group (Early-Middle Jurassic) in the Neuquén Basin”. Relatorio del XVIII Congreso Geológico Argentino. Chapter 8. NEUQUÉN, 2011.
- Berdini, O., Arregui, C. y Pimentel Mendes, M., 2002, “Evolución tecto-sedimentaria de la estructura Río Neuquén, Cuenca Neuquina, República Argentina”. 15º Congreso Geológico Argentino, Actas 3: 187-192, Calafate.
- Bianchi, F., Heine, S., Carrizo Páez, N., Bosco, S., Bach, R., 2018, *Pressure Measurements Challenges in Low Permeability Reservoirs of Neuquén Basin, Argentina* Paper presented at the SPE Argentina Exploration and Production of Unconventional Resources Symposium, Neuquén, Argentina, 14-16 August. Soc. Pet. Eng. 191-869-MS.
- Cristallini, E., Tomezzoli, R., Pando, G., Gazzera, C., Martínez, J. M., Quiroga, J., Buhler M., Bechis F., Barredo S., y Zambrano, O., 2009, “Controles precuianos en la estructura de la Cuenca Neuquina”, Revista de La Asociación Geológica Argentina, 65(2), 248-264.
- Hammar, M. V., Rojo M. S., Sigismondi M. E. y Chirinos N., 2018, “Interpretación Estratigráfica Secuencial aplicada al desarrollo de la Formación Lajas en el yacimiento Río Neuquén. X Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Simposio de Recursos No Convencionales. Trabajo número 1669.

Agradecimientos

Agradecemos la colaboración de todo el equipo de trabajo de la gerencia de desarrollo de *Tight gas*.

También agradecemos a YPF S.A. la autorización para la publicación de esta contribución.

Federico Bianchi es ingeniero Industrial egresado de la Universidad Nacional de Cuyo. Cuenta con un máster MSc in Oil & Gas Exploration and Production del Instituto Superior de la Energía en conjunto con Herriot Watt University. Se desempeña como Ingeniero de Reservorios en YPF S.A. para la gerencia de Estudios *Tight*. Desde 2008 ha estado trabajando como ingeniero de reservorios para distintos yacimientos, y en los últimos años se ha enfocado principalmente en proyectos de *tight gas*.

Verónica Hammar es licenciada en Ciencias Geológicas, egresada de la Universidad Nacional de San Juan. Se desempeña como geóloga de desarrollo en YPF S.A. para la gerencia de Estudios *Tight*. Desde 2015 ha estado trabajando en proyectos de *tight gas*.

Fabrizio Nissero es ingeniero Nuclear, egresado del Instituto Balseiro en 1994. Ingresó en la industria del petróleo como reservorista en 1995, se especializó en simulación dinámica de reservorios. Ha trabajado en varias compañías en la Argentina y el exterior. Desde 2011 se desempeña como Ingeniero de Reservorios en YPF S.A. para la gerencia de Estudios *Tight*.