

# Desarrollo Lajas *Tight Gas* en el área Cupen Mahuida

## Lecciones aprendidas y por aprender

Por *Federico Wagner, Pilar Alencastre, Gustavo Terrasanta (YPF S.A.) y Diana Masiero (Y-TEC)*

**El siguiente trabajo busca condensar las experiencias de seis años de desarrollo en la formación Lajas en el área de Cupén Mahuida. Si bien hubo numerosas lecciones aprendidas a lo largo de este tiempo, se seleccionaron las más relevantes, en el intento de abarcar diversas temáticas, desde mediciones de laboratorio hasta políticas de explotación.**

**E**l yacimiento Cupén Mahuida se encuentra en el área de reserva Aguada Toledo-Sierra Barrosa al Sur del embalse artificial Los Barreales, aproximadamente a 70 km al ONO de la Ciudad del Neuquén, a 25 km al NE de la ciudad de Plaza Huincul y a 30 km al SSO del yacimiento Loma La Lata, como se observa en la figura 1.

Corresponde a un anticlinal elongado W-E cierre en 4 direcciones, cuya génesis general está asociada al levantamiento de la Dorsal de Huincul y, en particular, a una falla inversa de basamento, de rumbo E-W y vergencia al sur, conocida como falla de Sierra Barrosa. Adicionalmente se presentan una serie de fallas directas de rumbo N-S que producen discontinuidades laterales y compartimentalización de las unidades.

La Formación Lajas de edad Jurásico Medio tiene un espesor de hasta 1000 m compuesto por areniscas finas a gruesas hasta conglomerádicas, intercaladas con arcillitas, dividida en tres miembros, con permeabilidades que van desde 1 a 100 mD como se esquematiza en la figura 2.

Esta unidad fue depositada en un ambiente de tipo deltaico-fluvio dominado con acción subordinada de mareas y olas, con asociación de facies correspondientes a planicies deltaicas distales, canales distributarios y frente deltáico.

A principios de 2001, se comenzó con el desarrollo del área Cupen Mahuida con objetivos de gas profundos en reservorios volcánoclasticos, naturalmente fracturados. Al



atravesar la formación Lajas, si bien se producían manifestaciones, no existía el conocimiento ni la tecnología para desarrollar producciones comercialmente rentables en formaciones *tight*. El desarrollo comenzaría recién en 2008 mediante un proyecto piloto en el que se perforaron cuatro pozos nuevos y se repararon otros tres pozos existentes, utilizando técnicas de fracturamiento con grandes

caudales y volúmenes. Los resultados obtenidos fueron satisfactorios y alentaron la continuidad del proyecto.

En 2011 se continuó con actividad de delineación y el desarrollo masivo comenzó en 2013. En 2015 se completó el desarrollo a distanciamiento de 19 ha y ese mismo año se comenzó con el piloto de perforación infill, con resultados satisfactorios que dieron lugar a su masificación. En

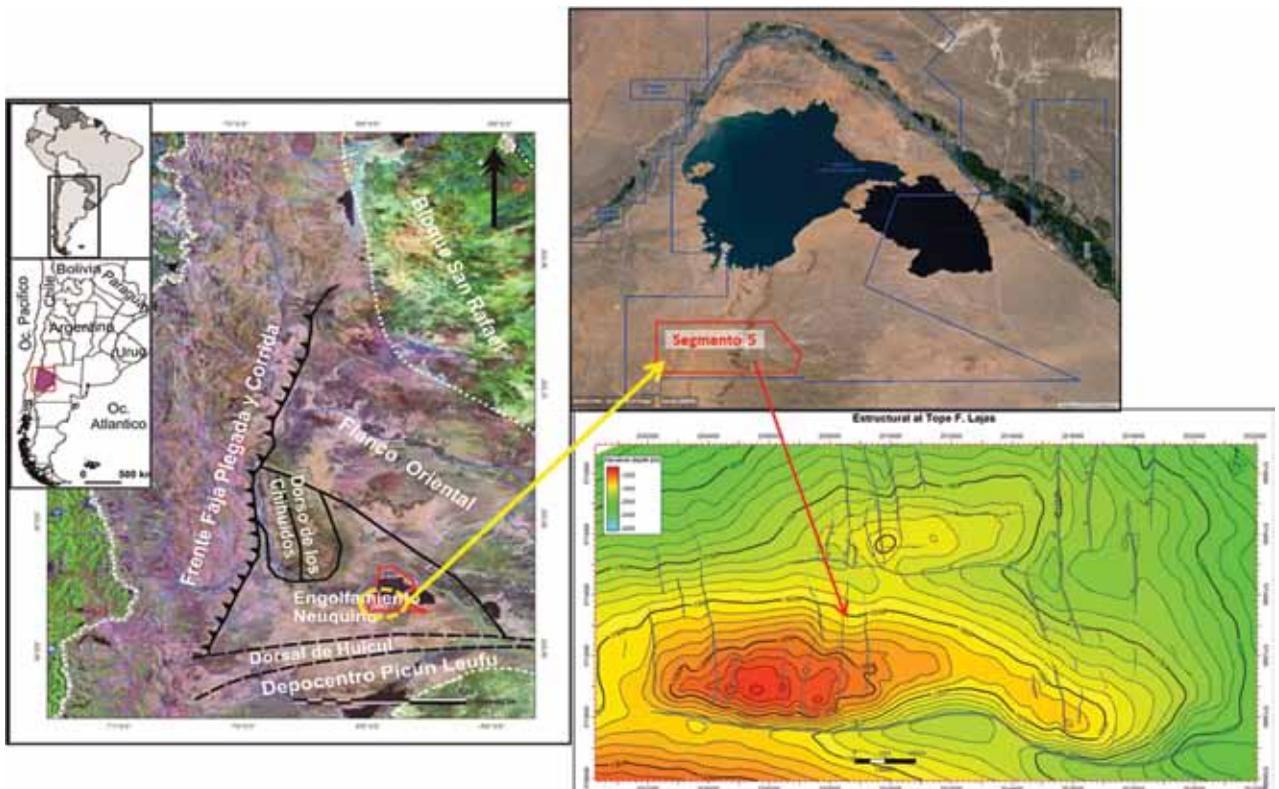


Figura 1. Ubicación del yacimiento Cupen Mahuida (Segmento 5) donde se produce gas *tight* de la fm Lajas.

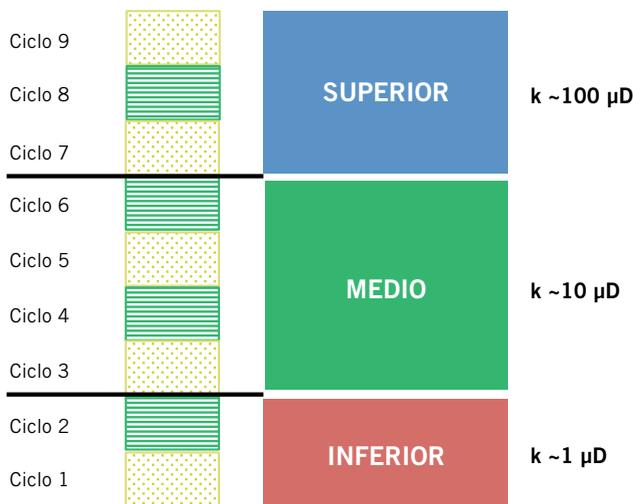


Figura 2. Esquema de los 9 ciclos de Lajas agrupados en tres secuencias. Los ciclos pares son predominantemente pelíticos, mientras que los impares son predominantemente arenosos.

la actualidad existen 155 pozos perforados en el área para la formación Lajas.

Como se observa en la figura 3, la perforación se intensifica a partir de 2013 con el objetivo de incrementar la producción de gas. Paralelamente a la perforación de más pozos, se evaluó producir por orificios mayores, ya que de esta forma se cumpliría el mismo objetivo sin inversión asociada.

## Manejo de orificios, un ejemplo de campo

En este apartado podremos observar el efecto de la política de explotación en la productividad de los pozos del proyecto. Para tal fin, compararemos el comportamiento de dos pozos próximos, con condiciones petrofísicas y posiciones estructurales similares, así como también cantidad de fracturas y tecnología de estimulación (Figura 4).

Al momento de su puesta en producción se adoptaron distintas estrategias. Ambos pozos iniciaron el período de *flowback* por orificio de 6 mm. Luego al Pozo 2 se le aumentó progresivamente el orificio hasta 10 mm, mientras que en el Pozo 1 se lo llevó hasta 12 mm. En la figura 5 podemos apreciar las curvas de producción iniciales. Se observa un comportamiento similar hasta el orificio de 10 mm; pero al pasar a 12 mm, el Pozo 1 cambia notablemente la tasa de declino. Y como veremos, este comportamiento mostró no ser reversible.

Analizando la IPR calculada del pozo Pozo 1, es notable observar cómo disminuye la productividad inmediatamente después de cambiar el orificio a 12 mm (puntos celestes) y cómo cambia la forma de la IPR del pozo, evidenciado por la ubicación de los puntos naranjas en el gráfico de la derecha (Figura 6) al volver a un orificio de 10 mm, mostrando un efecto irreversible. Comparando ambas curvas podemos ver también que previo al cambio, presentaban comportamientos similares.

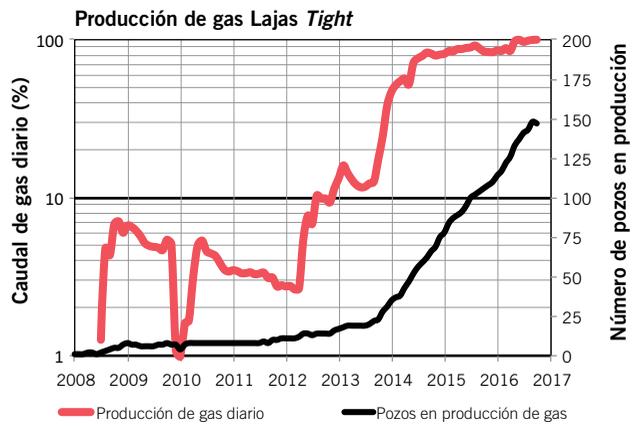
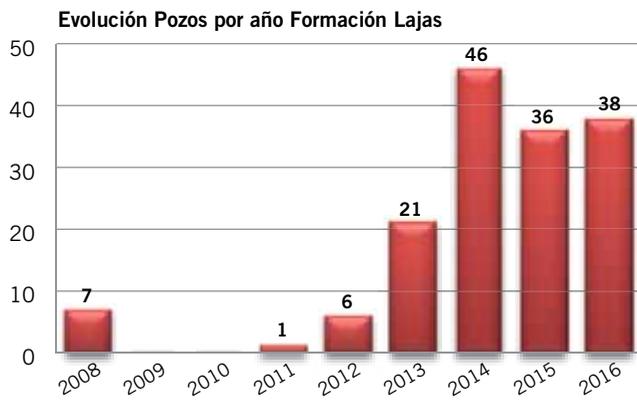


Figura 3. Campañas de perforación de pozos a Lajas (izq.). La producción diaria de gas (rojo) y los pozos en producción (negro) (der).

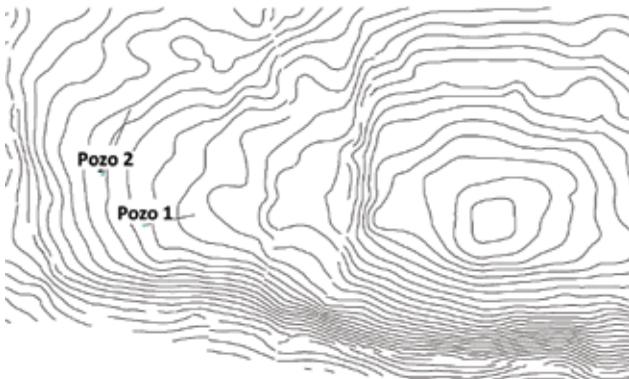
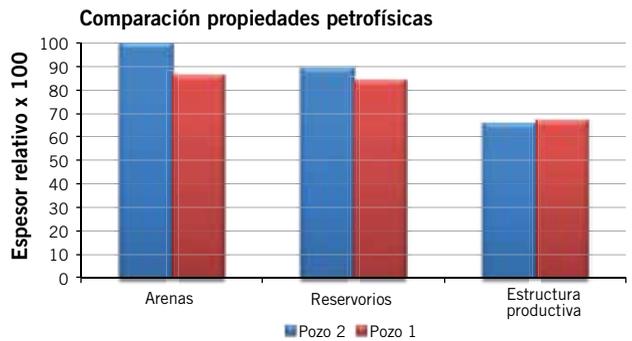


Figura 4. Posición estructural y condiciones petrofísicas.



El flujo bilineal se identifica como una recta de pendiente  $\frac{1}{4}$  en el gráfico de diagnóstico que relaciona el índice de productividad (en pseudopresiones) en función del tiempo de balance de materiales (Figura 6, izquierda). Se observa que el flujo bilineal en el Pozo 1 comienza al final del ensayo por orificio de 10 mm (puntos verdes). De igual manera, en la figura 7 se puede apreciar cómo aumenta la pendiente en el gráfico diagnóstico en función de la raíz cuarta del MBT (derecha), indicando una reducción en la conductividad de las fracturas, con su consiguiente impacto en la productividad<sup>1</sup>.

Existe una correlación aceptable entre la acumulada final y el NHPV ( $Hu * Poro * Sg$ ) obtenido por el análisis petrofísico de cada uno de los pozos. Se estima para el Pozo 2 una relación de acumulada de 3 a 1 con respecto al

Pozo 1, ubicándose por sobre la línea que define los mejores comportamientos del campo (Figura 8), mientras que este último se encuentra entre los de más bajo rendimiento, con un NHPV similar, mostrando la importancia de la definición de un *drawdown* contenido durante la primera etapa de la vida del pozo.

De acuerdo con este análisis, la política de explotación adoptada consiste en iniciar la producción de los pozos con orificios no superiores a 10 mm.

Para desarrollar el yacimiento de forma eficiente y siempre con el objetivo de aumentar la producción, se evaluó la perforación de pozos nuevos con distanciamiento menor al original. Para ello, se realizó un modelo dinámico de simulación donde se estudió el efecto de la producción de las arenas *tight* fracturadas hidráulicamente.

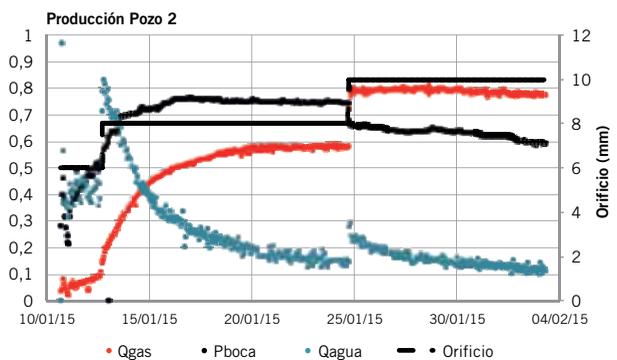
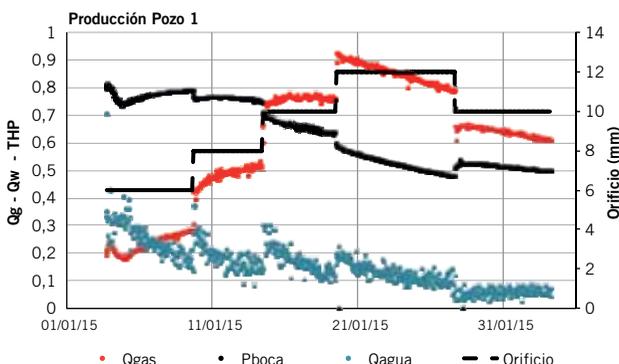


Figura 5. Curvas de producción durante el *flowback*.

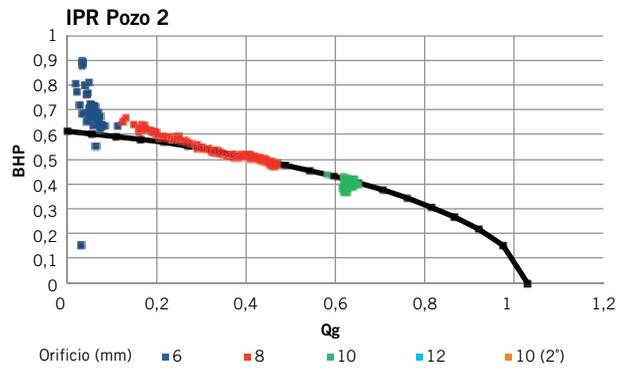
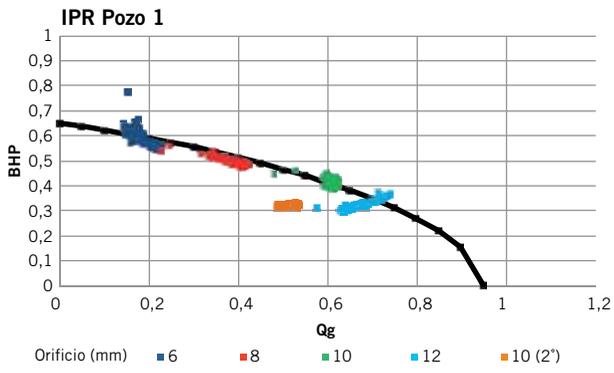


Figura 6. Comparación evolución IPR en ambos pozos.

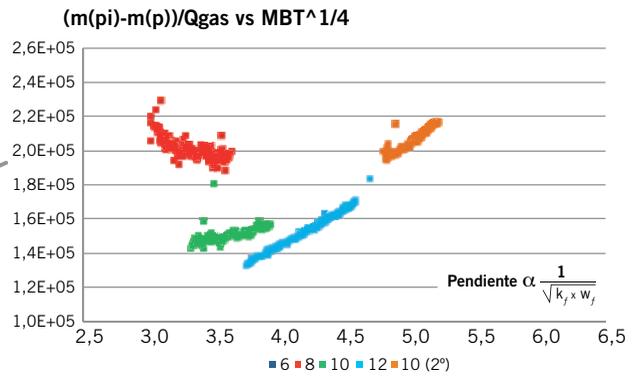
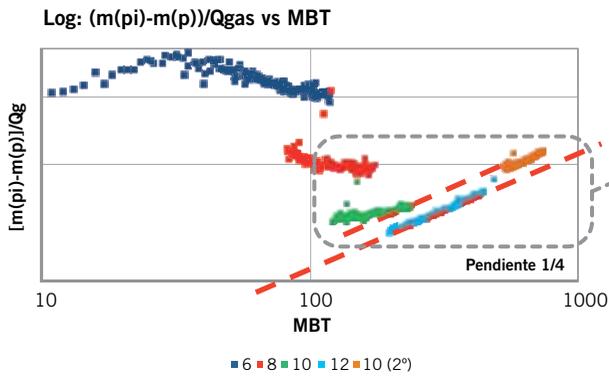


Figura 7. Determinación del flujo bilineal y aumento de la pendiente en gráfico diagnóstico.

## Modelo dinámico sectorial

Para realizar el modelo de simulación, se seleccionó un sector del yacimiento que cuenta con suficiente historia de producción y ensayos de PLT. El objetivo principal consiste en poder estudiar cómo se propagan los disturbios de presión en las diferentes secuencias y cómo se producen interferencias entre pozos de acuerdo con el rango de permeabilidad que le corresponda a cada ciclo. Cuánto de la producción del pozo infill es aceleración y cuánto corresponde a un incremento de reservas.

El modelo estático se construyó a la misma escala en la cual fue simulado dinámicamente. El poblado de la porosidad fue condicionado a facies reservorio y no reservorio y para el modelado de las fracturas hidráulicas se utilizó un modelo de doble porosidad, utilizando elipsoides para representar su geometría. Esta construcción es artesanal para cada fractura de acuerdo con los resultados reales de cada etapa de fractura.

La inicialización del modelo se hace fuera del equilibrio, ya que las fracturas del modelo se encuentran saturadas en agua y a diferente presión que la matriz. Estos parámetros de saturación de agua y presión en las fracturas son parámetros de ajuste. La figura 9 muestra las saturaciones y presiones iniciales tanto para la matriz como para las fracturas.

La permeabilidad de la matriz se asignó de acuerdo con las leyes k-phi disponibles a ese momento. Sin embargo, posteriormente, se tuvieron que modificar, ya que no era posible un ajuste histórico razonable, y se postularon nuevas leyes k-phi con las cuales el modelo podía reproducir los resultados históricos observados tanto de producción de gas y agua de *flowback* a nivel pozo como de presiones de boca de pozo. Esta nueva propuesta difería casi en un orden de magnitud en los valores considerados como se puede observar en la figura 10.

El ajuste obtenido a nivel pozo fue bueno y la ubicación a nivel de secuencias fue aceptable. Tal como se podría intuir, la permeabilidad desempeña un papel central y es la secuencia superior la que sufre el disturbio de presión más marcado y donde se producen interferencias más tempranas. La figura 11 muestra los disturbios de presión dentro del reservorio para cada una de las secuencias en un estadio temprano, y luego con el pozo infill después de trece años de producción. Se observa una interferencia más marcada en la secuencia superior de acuerdo con su mayor permeabilidad. Los bajos factores de recobro para la secuencia inferior muestran

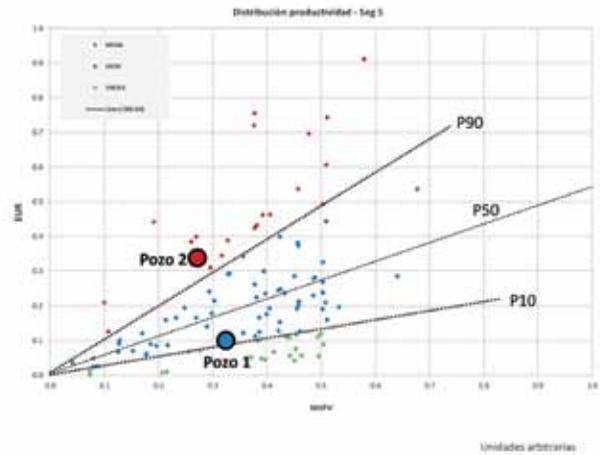


Figura 8. Relación EUR vs NHPV.

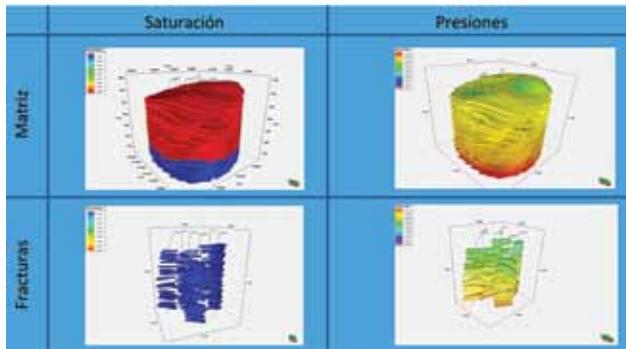


Figura 9. Saturaciones y presiones iniciales tanto para la matriz, como para las fracturas hidráulicas.

que existen posibilidades de desarrollo.

Además de las conclusiones mencionadas, una de las más importantes que se obtuvo del modelo es que demostró que, aun con las interferencias que se producen, la perforación de pozos infill es rentable. En la actualidad, casi el 20% de los pozos en producción son pozos infill y aportan más del 30% de la producción del campo como se observa a continuación (Figura 12).

## Medición de permeabilidades al gas en laboratorio

Como mencionamos previamente, en una instancia temprana del desarrollo se contaban con pocas medicio-

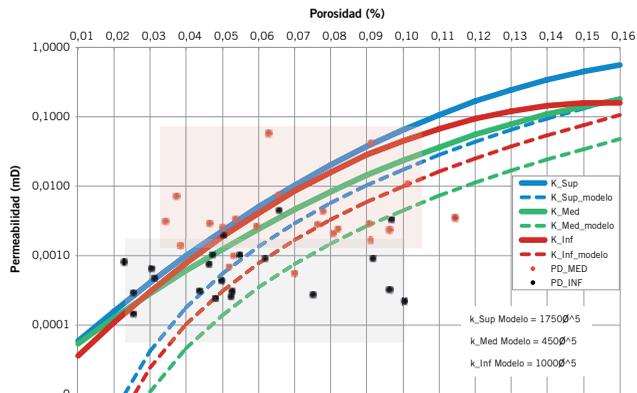


Figura 10. En trazo continuo las Leyes K-phi iniciales para cada secuencia y en trazo punteado las leyes que necesitó el modelo de simulación para poder ajustar la historia de producción.

nes de permeabilidad medidas de forma tradicional con el método estacionario, y con las cuales se construyeron leyes k-phi para cada una de las secuencias. Sin embargo, al utilizar estas leyes, el modelo dinámico de simulación necesitó modificar las leyes k-phi casi en un orden de magnitud para obtener un buen ajuste histórico (Figura 10). Esto impulsó una campaña de medición sobre testigos laterales y de corona de 185 muestras para la formación Lajas en donde se optó por medir las permeabilidades tanto por el método estacionario como por un método No estacionario diseñado para muestras de baja permeabilidad conocido como Pulse Decay<sup>1</sup>. Este método consiste en confinar la

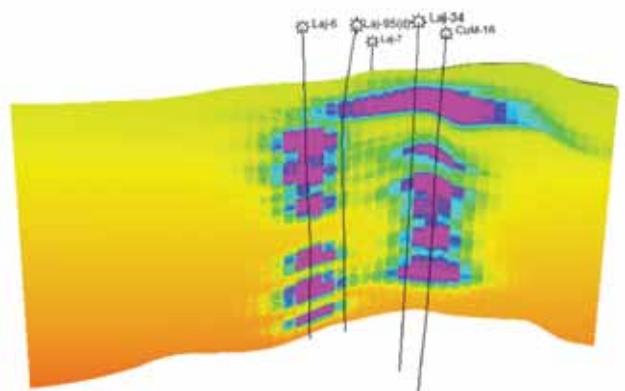
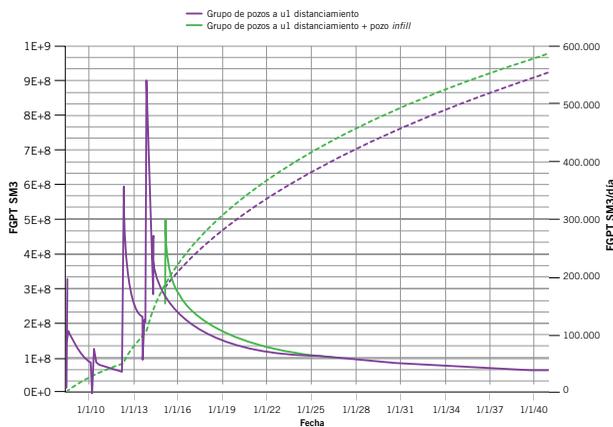
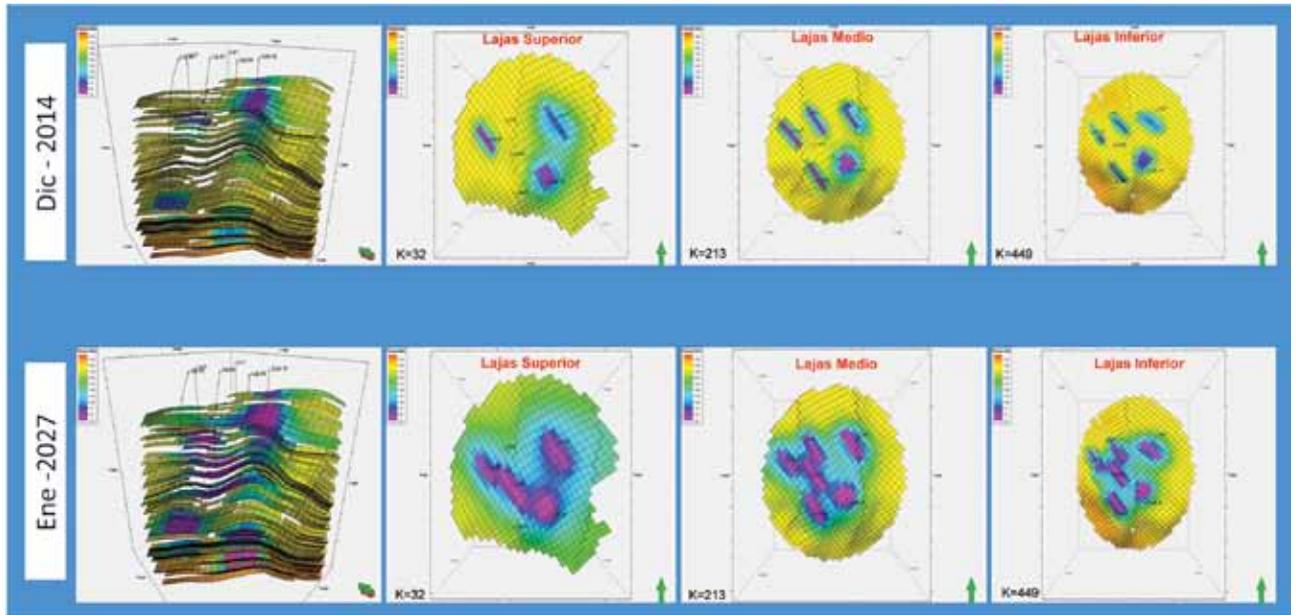


Figura 11. Arriba: Comparación del disturbio de presión para cada una de las secuencias luego de 12 años de producción. Abajo izquierda: En magenta la producción de 5 pozos con distanciamiento original y en verde la misma configuración incluyendo el pozo *infill*. Abajo derecha: Corte donde se observan los disturbios de presión en la vertical, localizados en las zonas estimuladas.

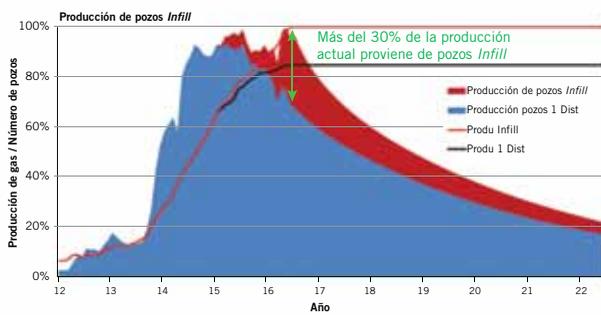


Figura 12. Producción diferenciada en pozos a un distanciamiento y pozos *infill*.

muestra en una celda biaxial o triaxial que se encuentra conectada a dos volúmenes de referencia como se muestra en la figura 13. Se comienza con todos los volúmenes a una misma presión, se cierra la válvula 1 aislando la muestra y el recipiente 2, se eleva la presión en el recipiente 1, se abre la válvula y se genera un pulso de presión que tiende a igualar las presiones. El cambio temporal de las presiones medidas está relacionado con la permeabilidad de la muestra, aun sin llegar al estado estacionario. Esto lo convierte

en una de las principales ventajas con respecto al método tradicional, ya que alcanzar el estado estacionario sobre muestras tight puede ser muy lento.

Las primeras mediciones mostraron que las permeabilidades obtenidas por el método de Pulse Decay eran inferiores a las obtenidas con el método estacionario (Figura 14). Al observar que estos resultados se encuentran en concordancia con lo predicho por el modelo dinámico, se comienza a pensar que tal vez en formaciones tight las permeabilidades tiendan a estar sobreestimadas si han sido medidas de forma tradicional.

Sin embargo, las medidas posteriores demostraron que existen tantas muestras donde las mediciones por medio del método estacionario son mayores a las resultantes con el método de *Pulse Decay* como a la inversa. Las diferencias rara vez llegan a ser de un orden de magnitud excepto en permeabilidades por debajo de 1 mD donde, en la mayoría de los casos, el método de *Pulse Decay* mide más permeabilidad.

En cuanto a las leyes k-phi, es realmente difícil encontrar una relación clara entre permeabilidad y porosidad, ya que la dispersión es sumamente grande hasta 1 orden de magnitud en la secuencia Superior e Inferior y hasta dos órdenes de magnitud en la secuencia Media que es la que presenta mayores intercalaciones pelíticas.

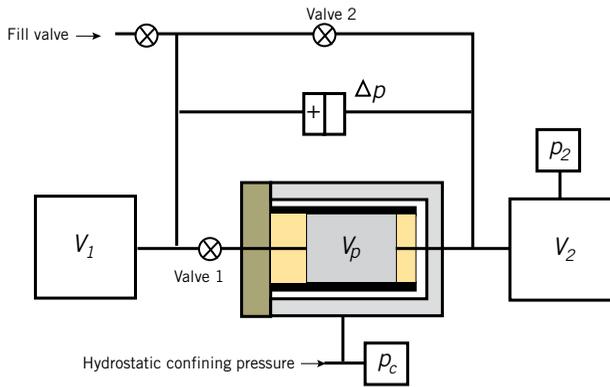


Figura 13. Esquema del equipo de medición de permeabilidad por el método *Pulse Decay*.

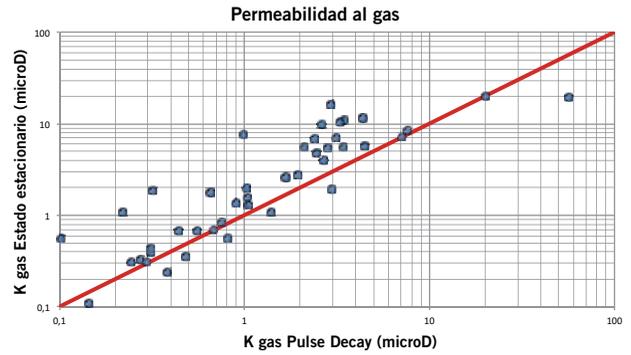


Figura 14. Comparación de permeabilidad entre estado estacionario y *Pulse Decay*.

### K estacionario @NOBP vs. K Pulse Decay @NOBP

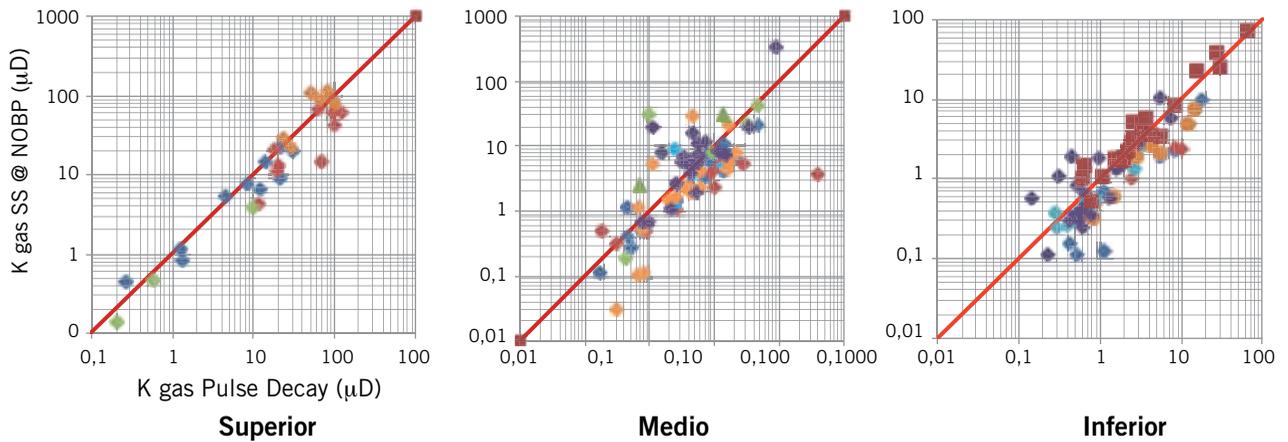


Figura 15. Ídem figura 14 para todas las muestras (izq.). 185 muestras medidas con el método de *Pulse Decay* y las leyes K-phi, iniciales y del modelo de simulación (der.).

## Pozos horizontales

Entre los resultados más importantes de la simulación dinámica podemos destacar el factor de recobro para cada una de las secuencias. Tal como se podría esperar, el rango de permeabilidades cumple un papel central y es la secuencia inferior la que presenta la menor recuperación. Afortunadamente esta secuencia se caracteriza por espesores arenosos que oscilan entre 60 m y hasta más de 100 m de espesor útil y una gran continuidad lateral. Con todas estas características, es razonable considerar un desarrollo cuyo objetivo sea el de aumentar el factor de recobro a través de pozos

horizontales. Para evaluar la viabilidad de tal desarrollo se perforó a principios de 2016 el primer pozo horizontal en Segmento 5. Para su ubicación se priorizó la zona de mayor espesor útil y se realizaron siete fracturas hidráulicas de 2500 bolsas sobre 800 m de rama horizontal. Cada una de estas estimulaciones fue registrada con microsísmica y con la inyección de trazadores en el agua de fractura.

Al igual que todos los pozos previos durante el *flowback* la producción inicial de agua fue elevada y comenzó a descender rápidamente aumentando la producción de gas. Sin embargo, los caudales de gas fueron mucho menores a

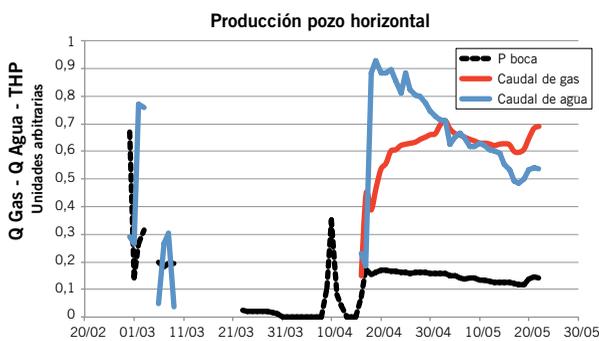


Figura 15. Ídem figura 14 para todas las muestras (izq.). 185 muestras medidas con el método de *Pulse Decay* y las leyes K-phi, iniciales y del modelo de simulación (der.).

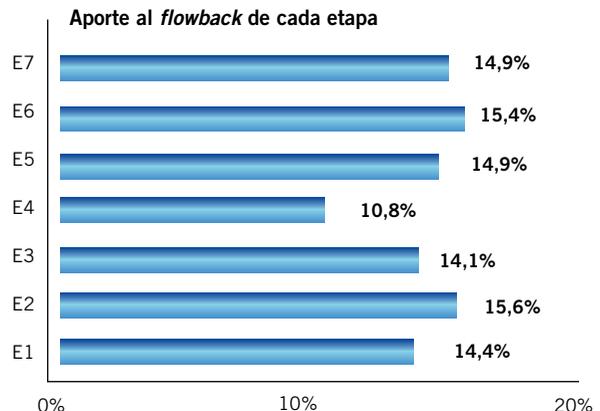


Figura 16. Producción del pozo horizontal.

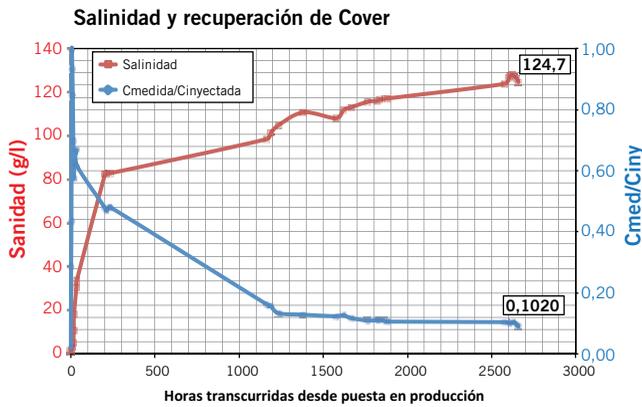


Figura 17. Porcentaje de aporte de trazadores de cada etapa (izq.). Salinidad y concentración de cover medida con respecto a la inyectada (der.).

los esperados y la producción de agua acumulada supero en tres veces el caudal inyectado. La salinidad fue evolucionando en el tiempo hasta alcanzar los valores de formación lo cual generó muchas dudas y preguntas acerca del comportamiento de la producción futura (Figura 16).

La microsísmica mostró que todas las fracturas alcanzaron las longitudes y alturas diseñadas aunque todas las etapas se propagaron hacia abajo. Por otra parte, la recuperación de los distintos trazadores fue elevada y no mostró asimetrías de producción. La razón entre concentración medida e inyectada (Cm/Ci) disminuyó hasta estabilizarse en valores cercanos a 0,1 (Figura 17).

Con todos estos indicadores es indudable que el pozo produce agua de formación; sin embargo, es difícil imaginarse como puede ser móvil con permeabilidades de 1-10 mD. Por otro lado, si la relación Cm/Ci es constante, el volumen de agua debe ser finito, ya que de otra forma debería disminuir asintóticamente a cero.

Una hipótesis que cumple con todos estos observables es suponer que existe agua móvil que, por efectos capilares, se encuentre atrapada y que, en el proceso de estimulación hidráulica, se libere y se pueda producir en grandes cantidades. Si este fuese el escenario solo deberíamos producir hasta agotarla y comenzar a producir el gas. La pregunta que surge inmediatamente es ¿cuánto hay que producir?

La microsísmica nos permitió calcular el volumen de roca estimulada por las fracturas, considerando porosidades y saturaciones de agua de formación, el volumen de agua a producir sería de cuatro veces el agua inyectada. Por otra parte, la relación Cm/Ci cercana a 0,1 indica que debería producir al menos 10 veces el agua inyectada.

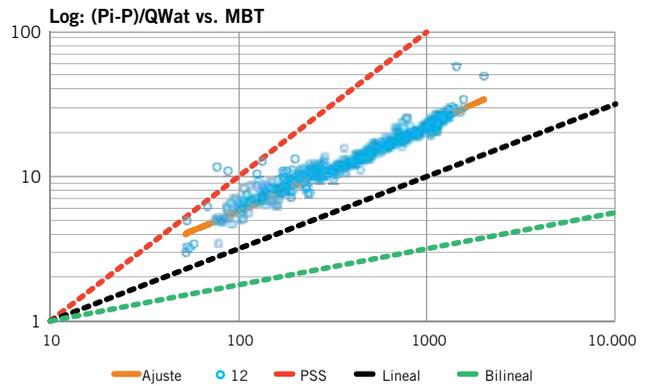


Figura 18. Gráfico de diagnóstico para determinar el tipo de flujo del agua producida.

Pero, si el flujo fuese volumétrico, se debería observar una pendiente unitaria y se podría calcular su volumen. El procedimiento es el mismo que se muestra en la figura 7, pero aplicado al agua. El análisis del gráfico de diagnóstico mostró que el flujo se comporta linealmente con lo cual nuestra hipótesis inicial debe descartarse. Aún debemos explicar cuál es mecanismo por medio del cual el agua puede moverse con permeabilidades tan bajas. Respuestas como conexión con fallas o capas de alta permeabilidad deberían observarse como asimetrías en la recuperación de trazadores.

Para este pozo hemos priorizado la zona con mayor espesor útil, pero en vista de estos resultados estamos realizando nuestro segundo pozo horizontal sobre la secuencia inferior, esta vez priorizando la posición estructural para garantizar la ausencia de agua.

## Conclusiones

- Se pudo identificar cuantitativamente el impacto de la elección de orificios en la productividad de los pozos mediante gráficos de diagnóstico.
- Se realizó un modelo dinámico sectorial con las fracturas hidráulicas modeladas como celdas de doble porosidad, para lograr un ajuste razonable se tuvieron que crear leyes k-phi para las secuencias.
- El modelo dinámico determinó que hacer pozos infill es rentable.
- Se realizaron más de 180 ensayos de *Pulse Decay*. No difieren significativamente con respecto a los resultados obtenidos por el método estacionario.
- Si bien se observa que hay una gran dispersión en los valores de permeabilidad, se obtuvieron nuevas leyes k-phi @ NOBP para cada secuencia y se aproximan a las propuestas a través del modelo dinámico.
- Se mostraron los resultados de producción de trazadores en un pozo horizontal y cómo se identificó la entrada de agua de formación.
- Se analizó que la producción de agua de este pozo obedece a un comportamiento de flujo lineal y no volumétrico, como el resto de los pozos del campo analizados. ■

- 1 Advanced Reservoir Engineering, Ahmed/McKinney, página 1/95.
- 2 Dicker and Smits: "A Practical Approach for Determining Permeability from Laboratory Pressure-Pulse
- 3 Dicker and Smits: "A Practical Approach for Determining Permeability from Laboratory Pressure-Pulse Decay Measurements", SPE Conference Paper 17578-MS, 1988.