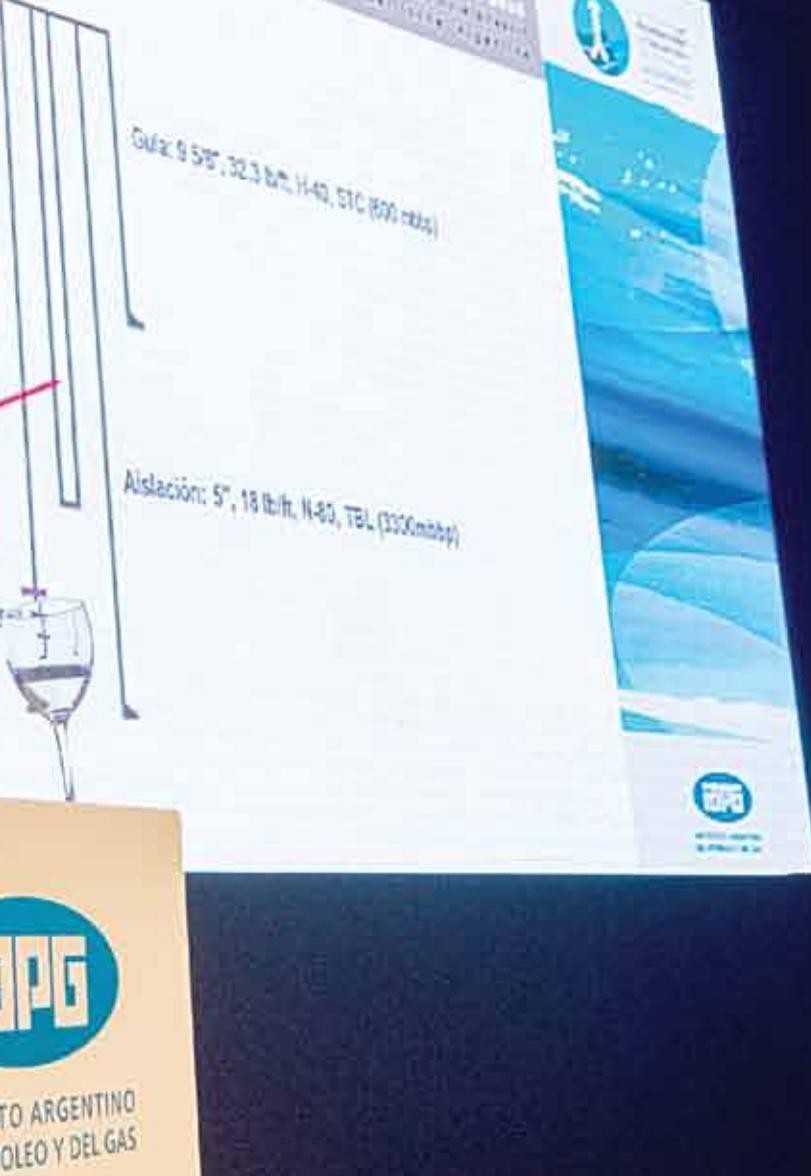




Proyecto *packerless*. Pozos dirigidos del proyecto *infill*

Por **Pablo Raffin, Verónica Frizan, José Paredes, Manuel Muñoz, Matías Lozano, Nicolás Demarchi y Jorge Torres** (YPF S.A., Loma La Lata - Negocio Neuquén Gas - Regional Neuquén-Río Negro)



En un campo maduro de producción de gas y condensado como Loma La Lata se inició un proyecto *infill* en 2009 para mejorar el esquema de producción, con una propuesta inicial de 60 perforaciones (20 de ellas, pozos dirigidos). El objetivo fue aumentar la rentabilidad de los proyectos de gas con el monitoreo y la optimización de costos y de producción desde la perforación hasta el final de la vida útil de los pozos.



Figura 1. Ubicación de Loma La Lata.

Loma La Lata es un yacimiento maduro de gas y condensado ubicado en la Provincia del Neuquén (Figura 1). El primer pozo se perforó en enero de 1977 y actualmente cuenta con 269 pozos productores de gas.

Se encuentra en la zona central de la provincia, al norte del embalse Los Barreales y a ambas márgenes del río Neuquén. Dista 90 km en dirección NNW de la capital de la provincia y 100 km al NNE de las localidades Plaza Huincul y Cutral Co. La localidad de Añelo se encuentra dentro del área del campo.

El proyecto *infill* comenzó a desarrollarse al sureste del yacimiento en 2009, con la finalidad de colocar los objetivos de los pozos a 500 m de distancia entre sí y mejorar el esquema de producción anterior que colocaba los objetivos a 1000 m de distancia. Para ello, se contempló la perforación de 60 pozos, de los cuales 30 se encuentran en producción y 30 (20 dirigidos, 10 horizontales) serán perforados entre los años 2016 y 2017.

La formación productiva objetivo en este proyecto es Sierras Blancas (Figura 2), la cual se encuentra a una profundidad aproximada de 3200 m. Las presiones estáticas esperadas en las zonas por perforar se encuentran entre 150 y 180 kg/cm². Sierras Blancas está formada esencialmente por arenas de origen eólico con tres facies dominantes: arenas finas a medias entrecruzadas correspondientes a cuerpos de dunas (principal reservorio); arenas

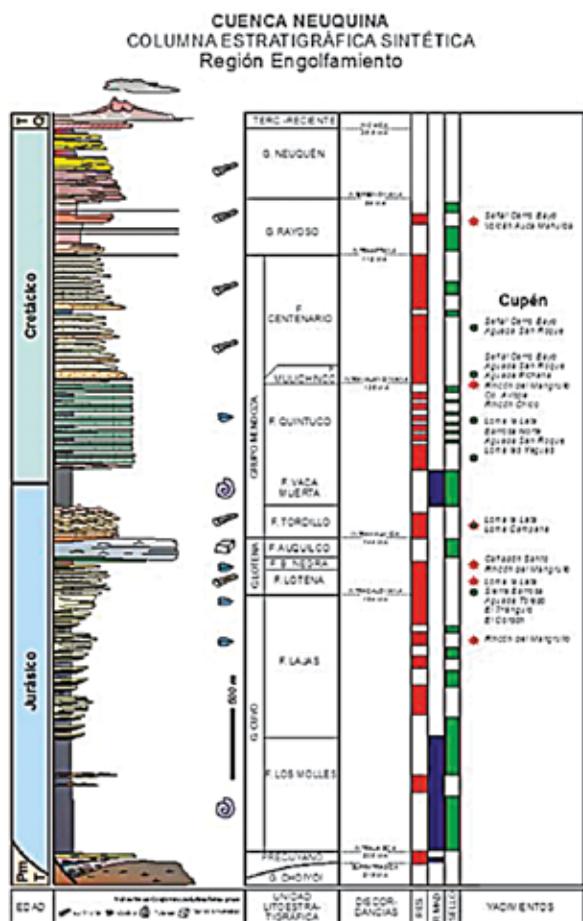


Figura 2. Columna estratigráfica-Cuenca neuquina.

finas a gruesas laminadas correspondientes a interdunas secas y, en menor medida, areniscas masivas bioturbadas asociadas a superficies de deflación.

La matriz energética argentina está basada principalmente en la disponibilidad de gas natural. En la actualidad, la Argentina importa gas de Bolivia y Chile a precios elevados, por eso incrementar la producción propia contribuye a disminuir dichas importaciones.

La mejora en los precios de venta interna permitió una nueva mirada sobre los proyectos de extracción de gas y, por ello, en la actualidad, el foco de la empresa se encuentra en la maximización de la producción de gas acompañada de la búsqueda constante de mejorar la eficiencia durante la perforación, la terminación y la estrategia de producción durante toda la vida del pozo. El objetivo es optimizar la rentabilidad para que más proyectos sean viables.

Desarrollo

Históricamente, en los pozos dirigidos de Loma La Lata, el diseño de fondo era cañería de aislación de 7" hasta aproximadamente 2200 m de profundidad, liner de 5" a fondo de pozo y tubería de producción 2 7/8" con unión Premium TBL, rosca con sello metal-metal comúnmente utilizada en pozos de gas (Figura 3). La elección de este diseño se debía principalmente a que en las primeras etapas productivas del yacimiento, la presión estática de reservo-

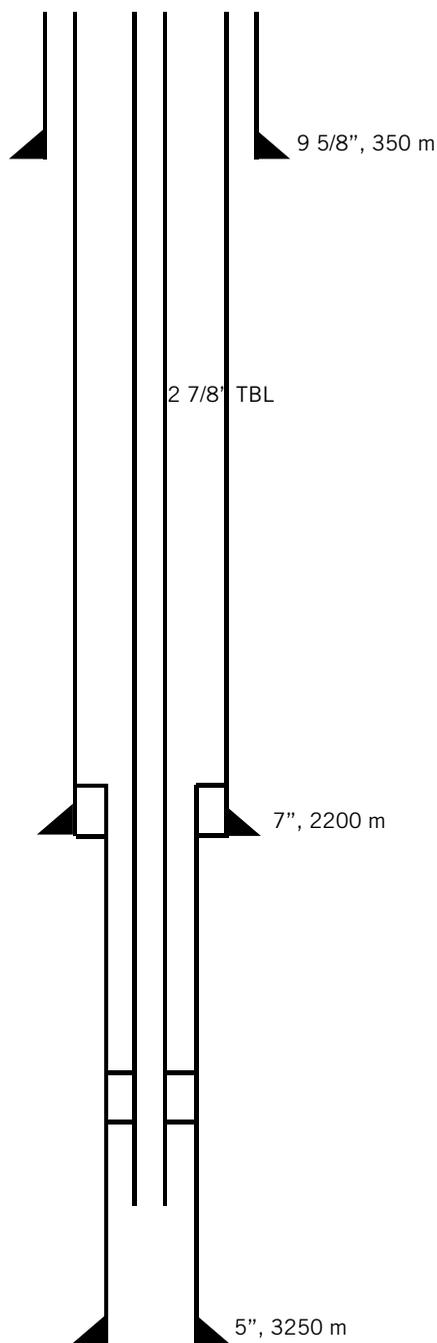


Figura 3. Esquema histórico.

rios superaba los 300 kg/cm². Hoy, como se mencionó, la presión encontrada en las nuevas perforaciones es inferior a 180 kg/cm².

En la actualidad se ha detectado que dicha instalación de fondo no resulta adecuada en las zonas depletadas del yacimiento. Con presiones estáticas inferiores a 90 kg/cm², el ingreso con equipo para la adecuación de la instalación de fondo conlleva el riesgo de perder el pozo sumado a que tiene un costo de intervención elevado para las producciones actuales.

Por ello, fue necesario encontrar un nuevo diseño de fondo que permitiese maximizar la producción durante toda la vida productiva del pozo y que no precise futuras intervenciones con equipo para readecuarla en el tiempo

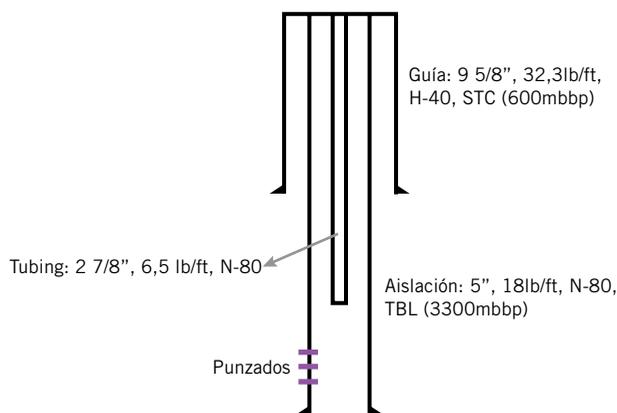


Figura 4. Esquema packerless.

a los cambios de presiones estáticas de reservorio. También era imprescindible que la configuración tuviese bajo costo en materiales y que mejorara los tiempos de perforación y de terminación.

El análisis en conjunto entre los sectores Ingeniería de Perforación, Ingeniería de Workover e Ingeniería de producción dio como resultado un diseño *packerless* con la siguiente configuración de fondo (Figura 4).

La cañería guía se extendió aproximadamente 250 m respecto de la guía de los pozos con *packer* para garantizar mejor aislación de las capas freáticas. Además, la cañería de aislación de 7" y el liner de 5" se reemplazaron por cañería continua de 5" desde la superficie hasta el fondo de pozo. En cuanto a la tubería de producción, se mantuvo el diámetro 2 7/8", pero se reemplazó la rosca Premium por API EU. Al no poseer *packer*, el uso de rosca Premium en la tubería de producción fue innecesario, ya que el espacio anular está constantemente comunicado con la cañería de producción. Esta comunicación entre los espacios permite la producción en conjunto de anular y directa durante cierta etapa de la vida productiva del pozo y, en el momento en el que sea necesario asistir la extracción de líquidos, por ejemplo con un *plunger lift* (PL), el anular cerrado actuará como acumulador de energía.

En la zona de implementación del proyecto *infill* no existen antecedentes de corrosión severa. La concentración de CO₂ es inferior a 0,3% molar en la etapa inicial del pozo y disminuye en el tiempo hasta estabilizarse aproximadamente en 0,05% molar. No hay presencia de SH₂. Tampoco se corre riesgo de erosión ante la apertura del anular, debido a las bajas velocidades

de flujo que se tienen en la etapa productiva para la cual se propone dicha apertura. En consecuencia, en Loma La Lata es viable este tipo de instalación de fondo.

Cuando se realizaron los cálculos preliminares de las presiones de fractura para el diseño *packerless*, se observó cierta incertidumbre en la presión que se podría llegar a tener en el espacio anular durante la operación si se producía su nitrificación durante el bombeo del gel. Por ello, para el pozo piloto se definió emplear materiales Serie 10000 para la sección C y la brida adaptadora de la sección D. Como medida de seguridad adicional, se colocó doble bloqueo con válvulas 2 1/16" en la sección C.

Como la presión del anular no superó los 2000 psi en ningún momento durante la fractura, en los siguientes

Item	Pozo con <i>packer</i> (TBL) u\$s	<i>Packerless</i> (EU) u\$s	<i>Parckerless</i> (TBL G2) u\$s
Armadura	54.576/REPA 9.000	54.576/REPA 9.000	54.576/REPA 9.000
Válvula maestra	3.618/REPA 1.500	3.618/REPA 1.500	3.618/REPA 1.500
Brida	4.406/REPA 750	4.406/REPA 750	4.406/REPA 750
Colgador	3.280	3.280	3.280
Tubing 3200 m	111.232	84.416	15.000
<i>Packer</i>	16.200	0	0
Accesorios	7.200	1.800	7.200
Control de torque	10.000	No aplica	10.000
Total	200.512/151.062	152.096/100.746	98.080/46.730

Tabla 1. Costos de instalación de fondo y Sección D

pozos dirigidos *packerless* (sin *packer*) no fue necesaria la utilización de materiales serie 10000.

En cuanto a los costos de la tubería de producción, el análisis mostró que con la eliminación del *packer* y el reemplazo de la unión Premium por EU, se podía obtener un ahorro de 50 ku\$s por pozo. El uso de uniones EU en lugar de rosca Premium trae un ahorro adicional en los accesorios y, por otro lado, vuelve innecesario el control de torque. En caso de emplear materiales reparados, esto es tubería grado 2 y Sección D (armadura de surgencia) reacondicionada, el ahorro total puede alcanzar los 150 ku\$s respecto de un pozo dirigido convencional. Para el análisis económico de la propuesta se tuvo en cuenta únicamente el ahorro de 50 ku\$s que se debe al cambio de configuración de fondo (Tabla 1).

Por otro lado, el cambio de configuración a *packerless*

lleva asociado un ahorro en las operaciones de perforación y de terminación debido a la mejora en tiempos de equipo y el cambio en las cañerías de aislación (Tabla 2). En promedio para un pozo dirigido convencional se tenía un tiempo de perforación de 28 días. Con el diseño *packerless* se obtuvo una mejora de 7 días. En cuanto a la bajada de instalación de producción, un pozo *packerless* se completa en apenas 4 días, esto es, en promedio, 6 días menos que un pozo dirigido convencional.

En la perforación se tiene un ahorro de 400 ku\$s y en la terminación de 200 ku\$s por pozo. Este monto incluye un ahorro de 51 ku\$s en materiales. Es decir, que el cambio a la configuración *packerless* tiene un ahorro de, al menos, 650 ku\$s por pozo. Extendido al proyecto de 20 pozos dirigidos pendientes de perforación, el mínimo ahorro en el proyecto es 13 Mu\$s.

Item	Costo u\$d
Perforación (<i>packerless</i>)	2.600.000
Perforación (<i>packer</i>)	3.000.000
Terminación <i>packerless</i>	800.000
Terminación <i>packer</i>	1.000.000

Tabla 2. Cambios en costos de perforación y terminación.

El siguiente paso fue definir la estrategia de producción que maximice la acumulada en el tiempo. Para ello se evaluaron tanto con análisis nodal como económicamente diversas estrategias hasta encontrar la más eficiente.

Los cálculos se realizaron suponiendo un pozo tipo con un GOR de 8300 m³/m³, WGR de 3e⁻⁵ m³/m³ y presión estática de reservorios 170 kg/cm². En la zona de desarrollo de este proyecto, la captación desde USP puede realizarse a media presión, 23,5 kg/cm², o baja presión, 13 kg/cm², por lo que también esta fue una variable de análisis. Además se consideró la producción en conjunto de anular y directa, la instalación de compresores en boca de pozo (CBP) para la captación en ultrabaja presión y el uso en la etapa última del pozo del sistema artificial *plunger lift* (PL) o capilar para inyección de espumígeno con la finalidad de mantener la producción y evitar el ahogue.

Para los primeros 300 días en producción se empleó el modelo de IPR de fractura hidráulica sin considerar variación en la presión estática del reservorio ni *skin*. A partir de los 300 días, el modelo utilizado fue el "C y n" con un "n" igual a 0,85. El cálculo de las IPRs futuras se realizó con el

perfil de presiones de la zona aplicando el modelo C y n. La ecuación 1 muestra la secuencia de cálculo para obtener los distintos valores de C, Q se refiere al caudal de gas en KSm³/día, P_{ws} a la presión estática del reservorio en kg/cm² y C la variable del modelo en Sm³/día/bar². Los subíndices "a" y "f" indican "actual" y "futuro", respectivamente.

$$Q = C \cdot (P_{ws}^2 - P_{wsf}^2)^n$$

$$C_f = C_a \cdot \frac{P_{wsf}}{P_{wsa}}$$

$$Q_f = C_a \cdot \frac{P_{wsf}}{P_{wsa}} (P_{wsf}^2 - P_{wff}^2)^n$$

Ecuación 1. Secuencia de cálculo de IPR futura con el modelo C y n.

La obtención del C futuro a cada presión de reservorios permite calcular las IPRs y definir la producción en cada etapa productiva del pozo. En la figura 5 se presenta la curva de producción correspondiente a la estrategia *packerless* que presentó los mejores indicadores económicos y que maximiza la producción. Esta curva se muestra contrastada con la curva que se obtiene de un pozo dirigido convencional de tubería 2 7/8" y *packer*. Asimismo, se muestran los cambios de diámetro de orificio y de presión estática de fondo en el tiempo.

Durante el primer año de producción, el orificio se aumenta paulatinamente para proteger la fractura hasta que

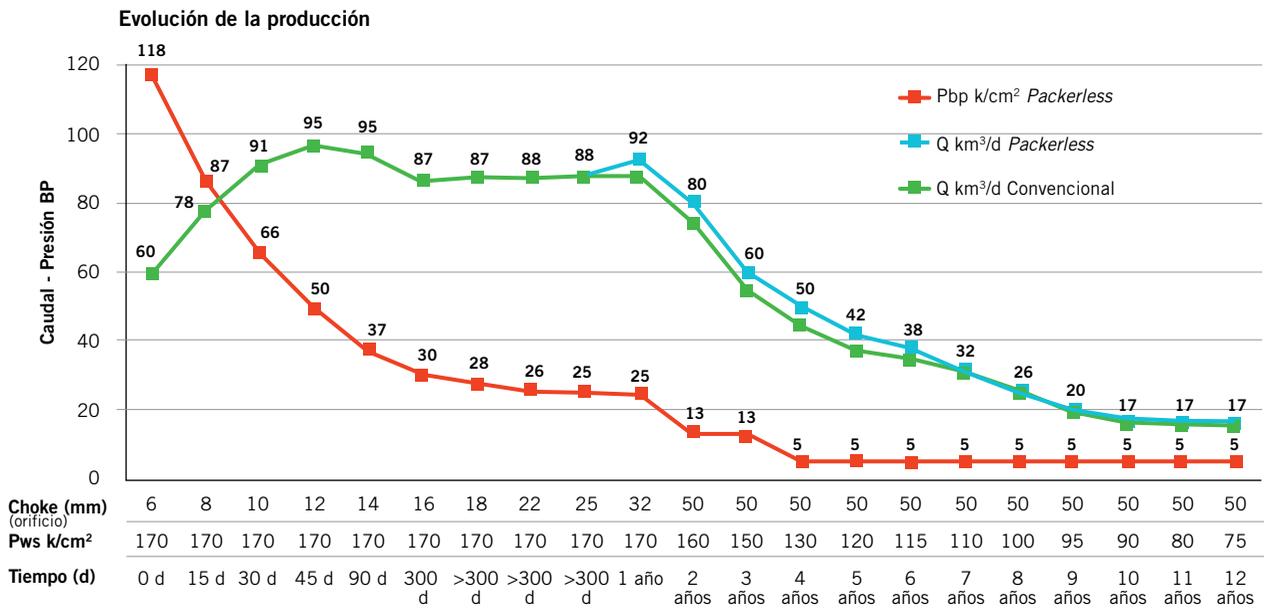


Figura 5. Curva de producción packerless versus pozo dirigido convencional.

un cambio de diámetro no implique un aumento de producción. En ese momento, el orificio puede dejarse libre. Por lo general en esta etapa el pozo se encuentra produciendo a USP en media presión.

Durante el segundo año de producción se procede a la apertura del anular. El pozo puede mantenerse en media presión unos meses durante los cuales el monitoreo de las presiones de boca se hace imprescindible. Ante el primer indicio de carga líquida, o antes, se debe pasar a captación en baja presión desde USP con el fin de evitar la carga líquida.

La apertura del anular incrementa el diámetro de tubería de producción de 2,44" a un diámetro equivalente de 3,39". El cálculo del diámetro equivalente lo realiza el software de análisis nodal de forma automática al indicarle flujo en conjunto por tubing y anular. Sin embargo, es recomendable realizar el cálculo de forma manual para verificar los resultados. La metodología se muestra en la ecuación 2 y puede encontrarse en "Gas Production Engineering", de Sanjay Kumar (1987).

$$De = D1 \left[\frac{Ke}{K1} \left(\frac{1+C1}{C1} \right)^2 \right]^{\frac{1}{5}} \quad \text{siendo } C1 = \sqrt[5]{\frac{K2}{K1} \left(\frac{D1}{D2} \right)^5 \frac{L2}{L1}}$$

Ecuación 2. Cálculo de diámetro equivalente.

Donde D1 y D2 son el diámetro interno del tubing y el diámetro equivalente de casing en pulgadas; Ke, K1 y K2, parámetros que dependen de la densidad del gas, el factor de compresibilidad, la temperatura, la presión y la fricción. En este caso, Ke, K1 y K2 se cancelan mutuamente por tratarse del mismo fluido. El diámetro equivalente del casing, D2, se calcula como $D2^5 = (dci - dto)^3 (dci + dto)^2$ con dci: diámetro interno de casing y dto: diámetro externo de tubing.

El pozo puede producirse a baja presión por anular y directa hasta que la presión estática de reservorios alcanza los 140 kg/cm². Esto ocurre entre el tercer y cuarto año según el perfil de presiones de la zona. En ese momento, la

velocidad crítica del gas, si se mantiene el anular abierto, supera la velocidad del gas y el pozo presenta carga líquida. La estrategia óptima para evitar el ahogue del pozo es bajar nuevamente la presión en boca, proceso que realizamos mediante la instalación de un compresor de boca de pozo (CBP) que capte la producción tanto por directa como por anular. Producido de esta manera, el anular puede mantenerse abierto hasta que la presión de reservorios sea cercana a los 115 kg/cm² entre uno y dos años más tarde. En ese momento, el anular se cierra para evitar la carga líquida y continúa produciéndose con CBP por directa. En este momento, la curva de producción se solapa con la de un pozo dirigido convencional dado que el diámetro de la tubería de producción es nuevamente 2,44".

Cuando la presión de reservorios se aproxima a los 90 kg/cm², cuatro años después, la carga líquida puede ahogar el pozo incluso captándolo en ultrabaja presión. La forma de sostener la producción es asistirlo con plunger lift o inyección de químicos espumígenos (capilar technology). En la tabla 3 se muestran los costos operativos correspondiente a la estrategia de extracción descrita. Sin embargo, no implican un aumento de OPEX, ya que son soluciones que, en la actualidad, también se aplican en la última etapa de los pozos del yacimiento.

El fenómeno de cabeceo que típicamente se produce en pozos packerless depletados con anular cerrado puede explicarse según la figura 6 obtenida del libro *Gas Well De-liquification*, de James Lea, 2008. Supongamos que el ciclo comienza en el punto 1 de la figura 6:

1. El gas burbujea por el anular y desplaza el líquido hacia el tubing, como consecuencia el nivel de líquido en el anular baja y la presión de entrecañón desciende.
2. El pozo produce pero con bajo caudal dado que la columna en la directa es aún "pesada". Parte del gas se desvía al anular y parte del líquido del anular se produce por directa. La presión en el anular desciende a medida que el gas en el anular continúa desplazando el líquido hacia la directa.

Sistema	Finalidad	Anular	Costo
A-C	Sacar el taco del líquido que pueda acumularse en el fondo	Cerrado o abierto (etapa de transición)	Sin costo
Directa	Evitar ahogue del pozo	Cerrado	Sin costo
CBP	Bajar la presión en boca, incrementar producción y ayudar a elevar el líquido	Abierto (Mayor área de producción)	Gasto 18.000 USD/mes
PL	Sacar el taco de líquido que pueda acumularse en fondo	Cerrado (Acumulador de energía)	Inversión inicial: 7.000 USD Gasto: mantenimiento periódico de materiales (cambio pistón, válvula neumática): 300 USD promedio anual
Capilar	Sacar el líquido y mantener la producción (Caso especial. Alto corte de agua/el pozo no tiene energía suficiente para PL)	Cerrado	Inversión inicial: 19.000 USD (13.000 USD corresponden a capilar nuevo) Gastos mensuales: 2.500 USD/mes químico con una dosificación de 30lt/d. un chequeo de capilar cada 2 años: 6.000 USD el año que se realice

Tabla 3. Costos etapa última del pozo.

- El nivel de líquido se equipara en la punta de la instalación de fondo. El peso de la columna en directa se reduce, ya que el gas proveniente de la formación se produce en lugar de desviarse al entrecañón.
- El gradiente de presión por directa cae más todavía, debido al gas producido. La presión dinámica de fondo baja. El gas seco del anular fluye hacia la directa. El aporte del reservorio también aumenta. Por un corto período, la producción de gas es mayor de lo normal pero con menor producción de líquidos (>RGL).
- El líquido se acumula en el fondo. A medida que el nivel de líquido aumenta en el anular, el gas también se filtra hacia el *casing*. El gradiente en el *tubing* aumenta contrapresionando el reservorio. La producción cae.
- El aporte de líquido de la formación es mayor que el que puede ser transportado hacia la superficie por el gas.
- La producción de líquidos en la superficie está en equilibrio con el aporte de líquidos desde la formación. El gas continúa migrando hacia el anular hasta que la presión en el anular es suficiente para forzar el líquido

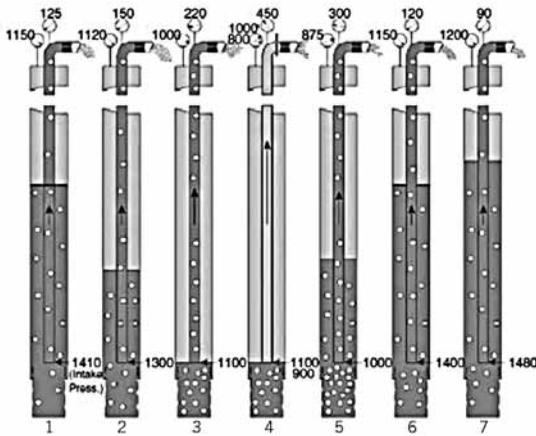


Figura 6. Fenómeno de carga líquida en pozos *packerless*. James Lea (2008).

nuevamente hacia el *tubing* y repetir el ciclo.

Por ello, en un pozo *packerless*, además del seguimiento de las presiones de línea, boca de pozo y de la producción, es indispensable realizar un seguimiento continuo de la presión del espacio anular.

El seguimiento del comportamiento conjunto de las presiones de boca, anular y la producción de gas permiten deducir el comportamiento de fondo y prevenir la acumulación de líquido o ahogue del pozo y, por ende, actuar de manera preventiva.

Evaluación económica

La estrategia de extracción propuesta incrementa la producción acumulada respecto de un pozo dirigido convencional en 7,8 Mm³ de gas y 5,6 Kbbbl de petróleo. Esto representa un incremento del 8% en la acumulada del pozo hasta la fecha de finalización de la concesión del yacimiento en 2027. En el proyecto de 20 pozos, el incre-

mento en la curva de producción, equivale a un total de 154 Mm³ de gas y 113 Kbbbl de petróleo respecto de la curva tipo de un pozo dirigido convencional. El VAN del proyecto aumenta en 26,194 Ku\$s y la TIR mejora un 4%.

Pozo piloto

El pozo piloto *packerless* se construyó en enero de 2016. La curva de la figura 7 muestra la producción del pozo piloto con distintos diámetros de orificios durante los primeros meses en servicio. La producción obtenida fue menor que la esperada por pozo tipo, debido a que la presión estática del reservorio se encontró entre las más bajas de las halladas hasta el momento con las perforaciones del *infill* (155 kg/cm²). Sin embargo, el pozo se encuentra estable y produce dentro de los valores rentables para el proyecto *infill* y más aún si se considera el ahorro generado por cambiar la configuración de fondo de convencional a *packerless*. Lleva aproximadamente cinco meses en servicio y no muestra síntomas de carga líquida.

Además del caudal, se monitorean la presión de boca, línea y anular. En la figura 8 se muestra la evolución de las presiones tanto de boca de pozo como del anular y línea desde el enganche del pozo. Cada salto de presión corresponde a un cambio de orificio. El cabeceo en el anular se produjo únicamente en la etapa inicial del pozo (circunferencia azul) durante los primeros cinco días en producción



Figura 8. Evolución de las presiones en el pozo piloto.



Figura 7. Producción del pozo piloto.

y únicamente se tendieron a ecualizar las presiones durante unas horas el primer día en surgencia, etapa en la cual el pozo estaba devolviendo agua de fractura.

En la actualidad, la presión de boca de pozo y la presión anular mantienen un diferencial constante y se muestran estables en el tiempo.

Conclusiones

El estudio en conjunto entre los distintos sectores afectados a la perforación, la terminación y el seguimiento de los pozos permitió diseñar una completación y una estrategia que permite incrementar la producción acumulada por pozo en un 8% hasta el fin de la concesión del yacimiento en 2027. En volumen representa un incremento de producción de 154 Mm³ de gas y 113 kbbl para el total de los 20 pozos por perforar.

El cambio de configuración de fondo produce un ahorro mínimo por pozo en lo que respecta a la perforación, la terminación y el costo de materiales de 650 Ku\$. En el proyecto de pozo dirigido se espera, por lo tanto, un ahorro de, al menos, 13 Mu\$.

El cambio de diseño no evita la acumulación de líquido en fondo cuando las presiones estáticas son inferiores a los 90 kg/cm². Esto se debe a que se mantiene el diámetro interno de 4,95" en la cámara del pozo, ya presente en el pozo dirigido convencional. Se desprende de este hecho la necesidad de analizar configuraciones *slimhole* que mantengan un diámetro constante e inferior a 4,95" durante toda la etapa productiva del pozo.

Por último, el proyecto *packerless* puede extenderse a otros yacimientos similares al descripto. Sin embargo, es necesario el análisis individual para cada yacimiento teniendo en cuenta la posibilidad de corrosión, de erosión, la curva de pozo tipo y las presiones de reservorio esperadas. ■

Bibliografía

- Documento soporte de decisión DSD3 del Proyecto Integral Pozos *Infill* Zona SE. 2016.
- "Fundamentals of reservoir Engineering". Dake L.P. Elsevier. 1998.
- "Fundamentos de análisis nodal". *FDC Field Development Consultants*. 2011.
- "Gas Production Engineering". Sanjay Kumar. *Gulf Publishing Company*, Houston Texas. 1987.
- "Gas Well Deliquification". James Lea. *Gulf Publishing Company*, Houston Texas. 2008.

"Gas Well Deliquification by Chemical Foam". *Workshop* 2013. *Steve Ouve Heuvel, Craig Adelizzi*. 2013. Nalco-Champion.

"Manual de tubulares". Tenaris. 2011.

"Matriz energética Argentina: ¿Qué se debe hacer?". Carlos Alberto Dagna. Carta financiera. 8-12-2014.

Perfil de presiones de Loma La Lata. Tanque de la zona Sureste. MIP Loma de La Lata. 2015.

"Will Plunger Lift Work in My Well?". Paul L. Ferguson, E. Bearegard. Ferguson Bearegard, Inc. 1983.

Herramientas informáticas

- Petroleum Experts. IPM 9.0 (Prosper, GAP).
- Merak Decision Tool Kit. Risk analysis 2013.1.
- Merak. Peep 2013.1.