

MODELO DE SIMULACIÓN DE ANILLO DE COMPRESIÓN EN BAJA PRESIÓN LOMA LA LATA

Lozano Matías, Raffin Pablo, Terrasanta Gustavo, Muñoz Manuel, (YPF)

e-mail: matias.lozano@ypf.com

Sinopsis

Loma La Lata es un campo maduro productor de gas y condensado retrogrado cuyo principal reservorio lo constituye la formación Sierras Blancas. Inicialmente la presión del reservorio era de 320 kg/cm^2 , pero acorde a la evolución del yacimiento y a la depletación natural del campo desde el año 2005 se comenzó la migración de las distintas Unidades de Separación Primaria (USPs) del rango de trabajo de Media Presión($25\text{-}35\text{kg/cm}^2$) para su operación en Baja Presión($7\text{-}15\text{kg/cm}^2$).

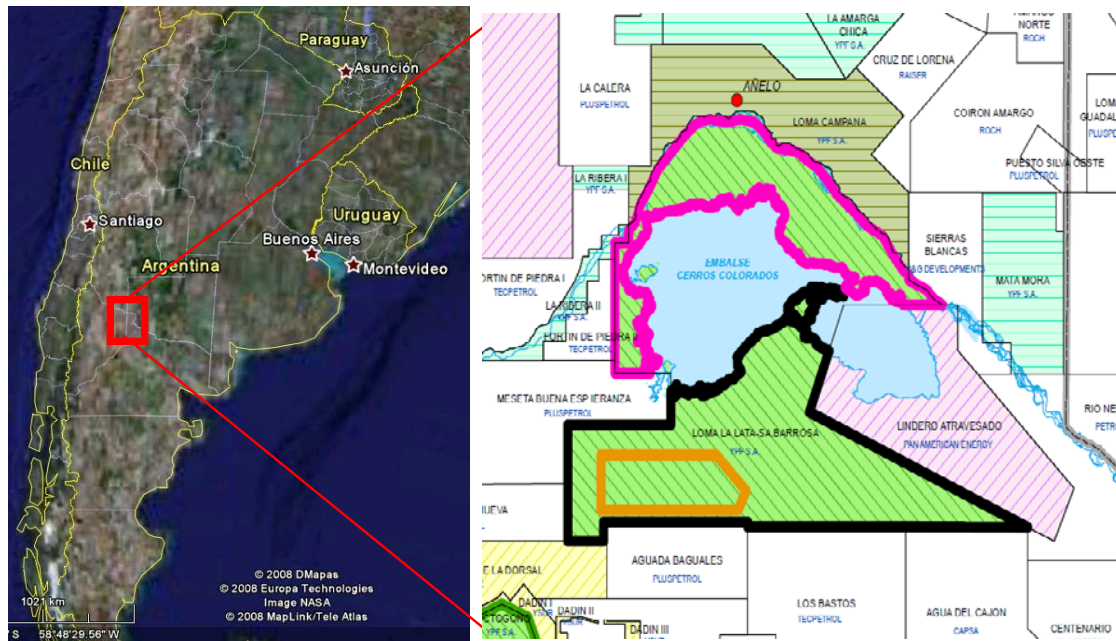
Actualmente la captación en superficie se realiza a través de un sistema de 14 USPs operando en Baja Presión, mientras que la zona con mayor producción acumulada se encuentra en el rango de Ultrabaja Presión ($<7\text{kg/cm}^2$) situación que se consigue mediante la instalación de compresores en boca de pozo. A su vez, 7 USPs se encuentran conectadas a través de un gasoducto troncal denominado anillo de captación en baja presión que recorre el yacimiento y permite derivar producción de unidades con capacidad de compresión limitada o hacer frente a paros de modo tal de minimizar las pérdidas de producción.

En el área se encuentra en marcha un proyecto de perforación de pozos nuevos con su correspondiente incremental de gas al sistema. Dicha producción es captada en unidades que tienen actualmente capacidad de compresión limitada. El objetivo de este trabajo es evaluar la conveniencia de movilizar motocompresores a la zona de desarrollo frente a la situación actual de derivar el excedente a través del anillo hacia unidades con compresión ociosa, teniendo en cuenta que dicha compresión se encuentra disponible a 20km de distancia.

Para ello se desarrolló un modelo de simulación que parte de un balance de masa para reservorios de gas sin influjo de agua e incluye el anillo de captación en superficie. Dicho modelo permitió evaluar el comportamiento del sistema frente a los escenarios propuestos, calcular pronósticos de producción hasta fin de concesión, definir una estrategia optima de desarrollo identificando las obras necesarias para realizarlo, cuantificar el volumen de reservas probadas no desarrolladas movilizadas y realizar la evaluación económica de la alternativa elegida.

Introducción

El área Loma La Lata se encuentra ubicada geográficamente en la zona central de la provincia de Neuquén 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 la localidad de Plaza Huincul – Cutral Co. Se trata de una concesión de explotación cuya fecha de finalización es Noviembre del año 2027 y cuya operación es llevada a cabo por YPF S.A. con una participación del 100%.



El reservorio se encuentra emplazado en el flanco Norte de un gran anticlinal de forma cómica, llamado Alto de Sauzal Bonito. La principal formación productora es la Formación Sierras Blancas, la cual es una denominación en el subsuelo de la Formación Tordillo, y está constituida por un entrapamiento combinado estructural, estratigráfico y diagenético. Conformada por el Miembro Rojo (inferior) con características fluvio eólica, el Miembro Verde (superior) caracterizado por un ambiente eólico y un sello regional que lo conforma la Formación Catriel. Otras formaciones productoras secundarias presentes en el área son Fm. Quintuco, Fm. Vaca Muerta, Fm. Lotena y Fm. Lajas.

La producción actual del yacimiento es de 10.8MMm3 de gas y cabe destacar la importancia que tienen las instalaciones y facilidades del área como punto neurálgico para el transporte de gas hacia plantas y terminales como se aprecia en la Figura 2.



Figura 2 – Red de gasoductos, plantas y terminales de Loma La Lata

Desarrollo

La explotación del yacimiento Loma La Lata comenzó en el año 1977 e inicialmente se concentró en la parte central del mismo ya que dicha zona reunía las mejores características petrofísicas del reservorio. A medida que se fue desarrollando dicho sector se fueron instalando en superficie unidades de captación con una capacidad de compresión adecuada para manejar el volumen de producción obtenido. Actualmente dicha zona se encuentra con un nivel de energía inferior al original, y la perforación de pozos nuevos ha avanzado hacia las zonas de borde del reservorio ubicadas hacia el sudeste del mismo.

Esta situación ha provocado que la capacidad de compresión instalada en las unidades del centro hoy se encuentre sobredimensionada y para ello en el año 2005 se construyó un gasoducto troncal conocido como anillo de captación que opera en baja presión y que permite conectarlas con la finalidad de poder derivar el excedente de producción de las USPs de la zona sudeste o eventualmente hacer frente a paros de máquinas. Dicho gasoducto recorre alrededor de 20km llevando la producción desde la zona de perforación hasta las compresoras con capacidad ociosa. Un esquema simplificado de las 14 USPs y del anillo troncal se presenta en la Figura 3.



Figura 3 – Esquema de Unidades de Separación Primaria y gasoducto de vinculación de Loma La Lata

El punto inicial que dio origen a este trabajo fue que no se disponía en el área de un modelo de simulación que permitiera evaluar de forma integral el impacto de la incorporación de pozos nuevos frente a la necesidad de transportar esta producción a través del gasoducto. El principal objetivo fue seleccionar una estrategia de desarrollo que permita optimizar la problemática planteada dando respuestas al interrogante de si era conveniente derivar el excedente de producción a través del anillo o trasladar los motocompresores ociosos hacia el baricentro de la zona de perforación.

Para ello se desarrolló un modelo en GAP que contempló todas las unidades conectadas al anillo de compresión con su capacidad de compresión actual y futura, y la incorporación de producción adicional como consecuencia de la perforación de pozos nuevos. El método de cálculo diseñado tuvo como punto de arranque el establecimiento de un balance de masa para reservorios de gas sin entrada de agua para cada unidad. Se trabajó con un esquema de etapas de cálculo equiespaciadas por un periodo de 6 meses desde junio de 2015 hasta fin de concesión para obtener los perfiles de producción y presiones de operación.

Cada unidad se modeló con tres elementos básicos:

- Una fuente de producción que responde a la producción básica esperada para cada unidad en cada step y con un rango de presión de captación.
- Un pozo sumidero cuya capacidad de inyección simula la capacidad de compresión instalada.
- Perfil de producción de pozos nuevos de acuerdo al Modelo Integral de Producción de Loma La Lata.

Así partiendo de la condición actual de cada estación, teniendo en cuenta la producción histórica acumulada (G_{pi}) y presión de reservorio (P_{ri}) de los pozos pertenecientes a cada unidad, fue posible calcular mediante la ecuación de Backpressure para un rango de presiones de captación en superficie (P_w) el caudal esperado para cada condición. Cabe aclarar que el factor exponencial n se tomó de un Ensayo Isocronal Modificado realizado en un pozo del área, mientras que el valor inicial del coeficiente C se estimó de acuerdo a los datos reales de caudal y producción obtenidos en la telemetría de cada unidad. Para la siguiente etapa de cálculo ($i+1$), se obtuvo una nueva producción acumulada ($G_{p_{i+1}}$) resultante de la suma de la producción básica con la producción acumulada en el periodo por la incorporación de pozos nuevos. Luego se encontró la presión de reservorio ($P_{r_{i+1}}$) que respondía al balance de masa y utilizando la corrección que propone Fetkovich para el factor C de la ecuación de Backpressure, fue posible calcular nuevamente para las mismas condiciones de captación (P_w) el rango de caudales esperado en dicha etapa. Este proceso se repitió hasta llegar a fin de concesión resultando un total de 25 etapas de cálculo por cada escenario propuesto. Un esquema del método de cálculo se presenta en la Figura 4.

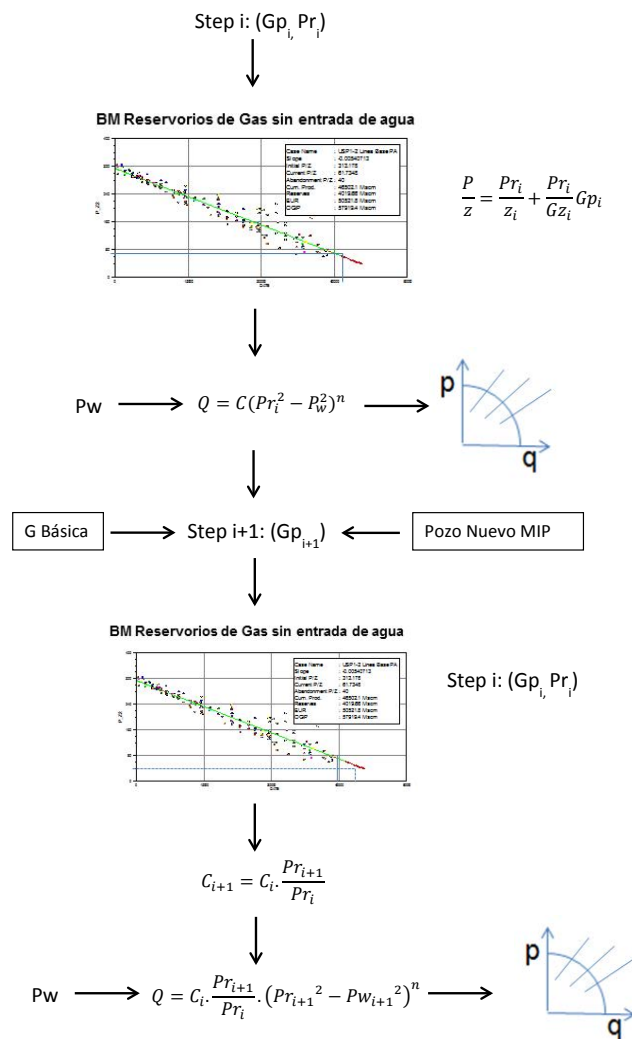


Figura 4 – Método de calculo

El modelo fue sometido a consideración de cuatro posibles escenarios a saber:

- 1- Mantener las condiciones actuales del campo, sin movimiento de compresión y sin incorporación de pozos nuevos.
- 2- Llevando a cabo el movimiento de la compresión, pero sin actividad de perforación.
- 3- Con incorporación de pozos nuevos y manteniendo la compresión en las USPs con capacidad ociosa, esto es, derivar el excedente de producción a través del gasoducto.
- 4- Incorporando producción de pozos nuevos y llevando los motocompresores ociosos hacia las USPs cercanas a la zona de perforación.

Los resultados que arrojó el modelo se pueden apreciar en la Figura 5, donde se colocó en forma comparativa el pronóstico de producción hasta fin de concesión para cada escenario. En primer medida, comparando la curva (3) y (4), se observa que por el solo hecho de movilizar los motocompresores hacia la zona de perforación, se obtiene un incremental en la producción de gas de 2%.

Por otra parte, si por algún motivo la actividad de perforación es suspendida, sigue habiendo un incremental de producción entre los casos (1) y (2) por el solo hecho de movilizar la compresión. Esto puede entenderse si se tiene en cuenta que al instalar compresores en las unidades que actualmente envían producción al anillo, la presión en cada nodo de derivación disminuye aliviando los puntos de descarga. Las Figuras 6, 7 y 8 muestran el perfil de presiones calculado para tres unidades primarias de separación donde se puede apreciar la situación anteriormente descrita.

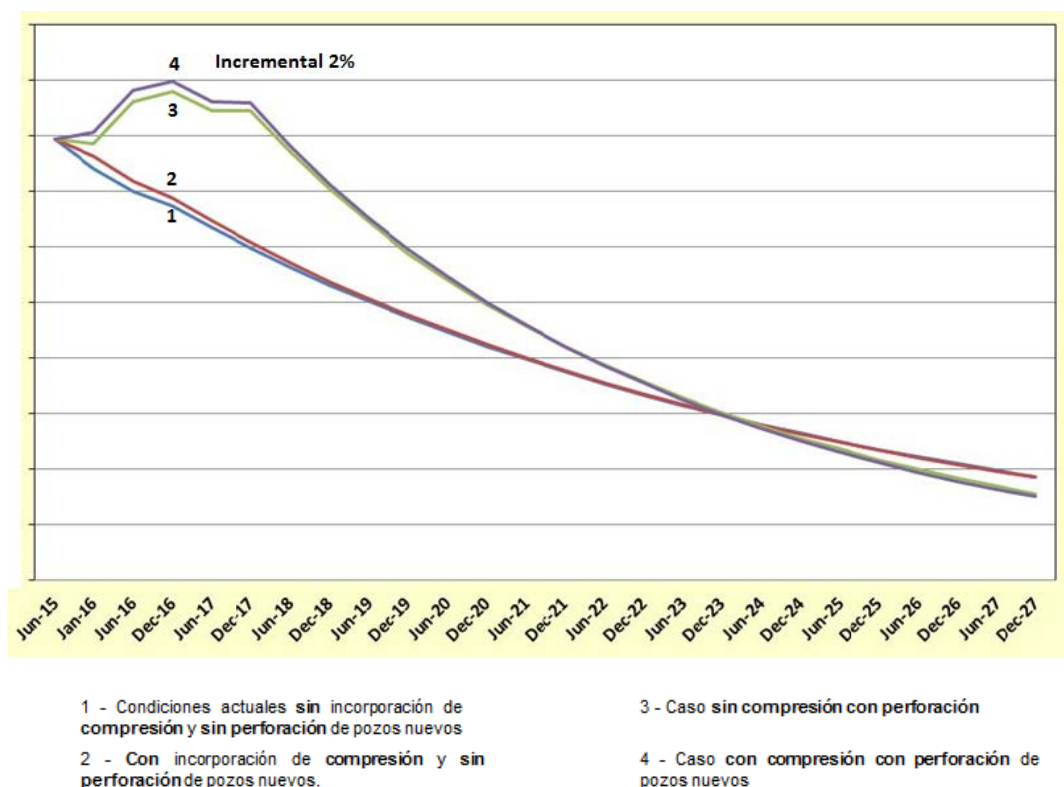


Figura 5 – Resultados: Pronósticos de producción para cuatro escenarios posibles

Desde un punto de vista de reservas se trata de un proyecto de desarrollo de reservas probadas no desarrolladas (PND) con una aceleración de producción evidenciada en el punto de entrecruzamiento en el año 2023 entre los casos con y sin actividad de perforación. Sin embargo, la magnitud de dicha aceleración evaluada hasta fin de concesión es mínima comparada con el desarrollo de PND y la importancia estratégica que representa Loma La Lata como uno de los principales reservorios de gas del país que opera YPF. Los cálculos de reservas resultaron en el desarrollo de un incremental de 0.1% comparado con el GOIS del campo.

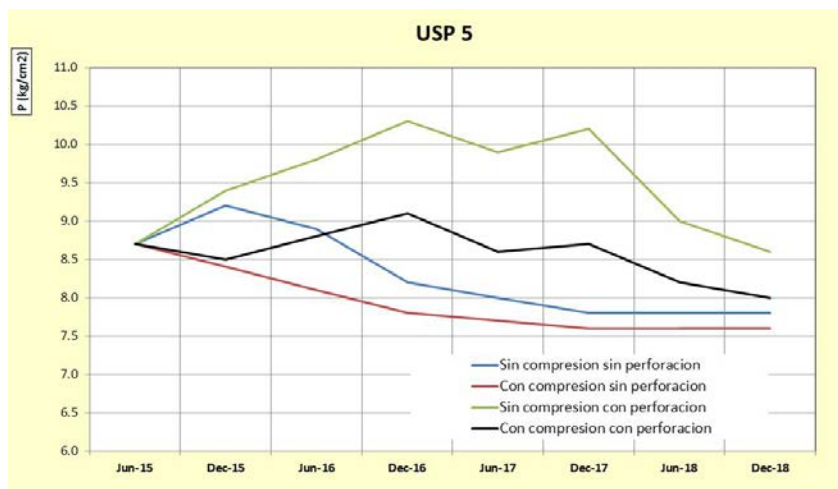


Figura 6 – Resultados: Perfil de presiones USP 5

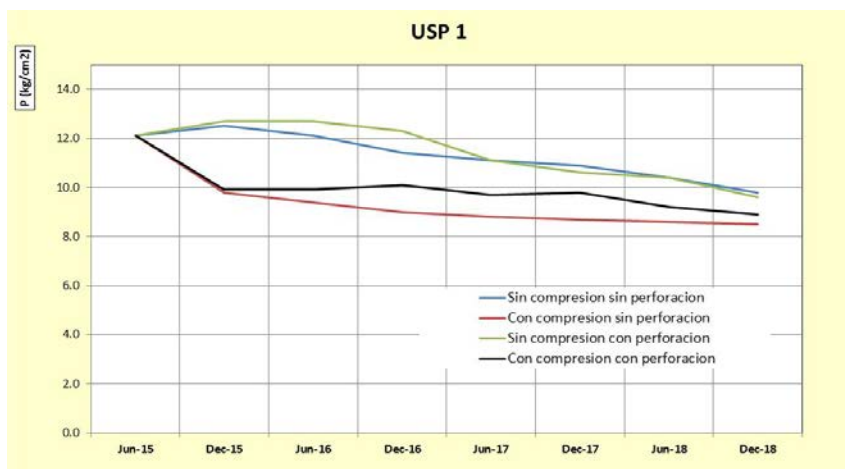


Figura 7 – Resultados: Perfil de presiones USP 1

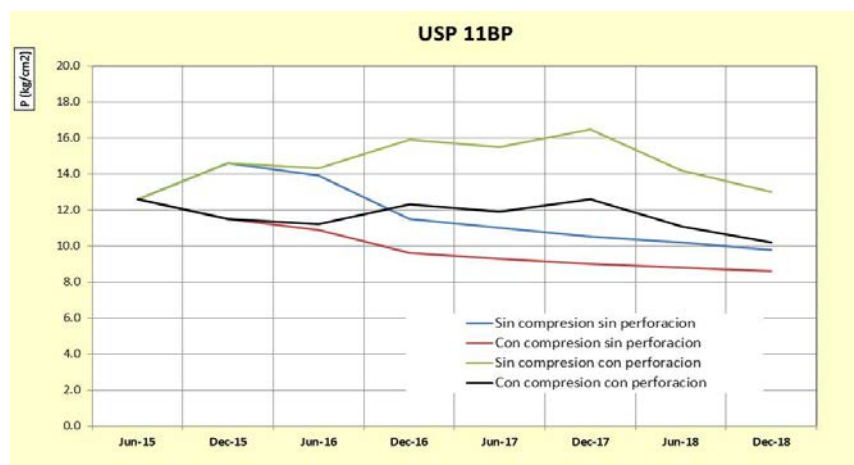


Figura 8 – Resultados: Perfil de presiones USP 11

Finalmente para la evaluación económica de la propuesta seleccionada, se tomó el incremental de la diferencia entre los casos (4) y (3) de los cuales se obtuvo que el proyecto es de alto impacto y con un valor agregado satisfactorio.

Conclusiones

Como primera conclusión del trabajo podemos decir que se logró desarrollar de forma satisfactoria un modelo de simulación que contempla el anillo de compresión en baja presión y las unidades de separación vinculadas al mismo.

Dicho modelo permitió definir una estrategia de producción cuyos principales resultados fueron los siguientes:

- Es fundamental instalar capacidad de compresión en los puntos críticos de la red, esto es en las USP's que recibirán el aporte de producción de los pozos nuevos. Se logró identificar las obras necesarias a realizar: revamp de 1 MC en la USP5, instalación de 3 MC en la USP11 y un tanque flash en las USP 01.
- El proyecto desarrolla un incremental de 0.1% del volumen de reservas PND de Loma La Lata y la evaluación económica fue altamente satisfactoria.

CV

- Manuel Muñoz se encuentra finalizando sus estudios de Ingeniería eléctrica en la Universidad Nacional del Comahue. Inició su carrera en YPF S.A. en el año 2009. Actualmente se desempeña como Líder de Reservorios operativo e Ingeniería de Producción en YPF S.A.
- Pablo Raffin es Ingeniero Hidráulico y Civil de la Universidad Nacional de la Plata. Tiene un posgrado en ingeniería de petróleo realizado en el Instituto Brasileiro del Petróleo y Gas. Comenzó a trabajar en la industria de Oil&Gas en el año 1991 en la compañía Perez Companc. Desde el 2014 se desempeña como líder de proyectos de campos maduros en YPF S.A.

- Gustavo Terrasanta comenzó a trabajar en la industria de Oil&Gas en el año 2001 en la cuenca del Golfo de San Jorge (Los Perales, El Guadal – Lomas del Cuy) y posteriormente en la cuenca neuquina (El Portón, Loma La Lata, Proyecto Lajas Tight Gas). Actualmente lidera el equipo de estudios de Lajas Tight Gas en YPF S.A.
- Matías Lozano estudió Ingeniería Química en la Universidad Nacional de Cuyo. Inició su carrera profesional en el 2009 en la CNEA. Del 2011 a la actualidad, se desempeña como Ingeniero de Reservorios en YPF S.A.

Bibliografía

Fundamentos del análisis nodal, Field Developments Consultants, 2011

Informe Ensayo Isocronal Modificado LLL-429h, G. Terrasanta, M. Lozano, YPF S.A., 2014

Fundamentals of reservoir engineering, L.P. Dake, 1998

Modelo Integral de Producción Yacimiento Loma La Lata, Fm Sierras Blancas, Grupo Desarrollo Loma La Lata, 2015