

MODELO INTEGRAL DE PRODUCCIÓN DE GAS - ACTIVO ZONA CENTRAL

Marcos Rodrigo Rosales (YPF, marcos.rosales@ypf.com)

Leonel Enrique Dietrich (YPF, leonel.dietrich@ypf.com)

Sinopsis

El Activo Zona Central de YPF (Yacimientos Petrolíferos Fiscales) se encuentra al noroeste de la provincia de Neuquén. Durante los años 2013 y 2014 la producción de gas en este activo tuvo una actividad explosiva, donde el foco de la ingeniería estuvo principalmente destinado a la actividad nueva (reducción de costo por pozo y tiempo de enganche, diseño de instalaciones, gestión de materiales, etc). Actualmente, nos encontramos con la necesidad de optimizar la producción básica y detectar cuellos de botella en las instalaciones existentes, sin perder de vista la actividad nueva planificada.

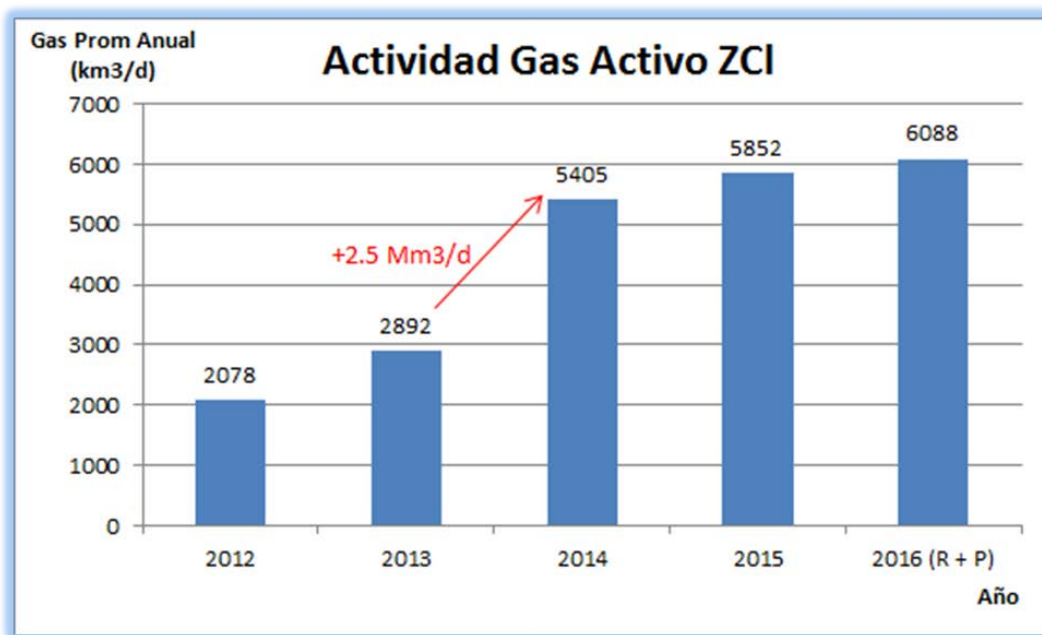


Fig.1. Evolución de la Producción de gas Activo Zona Central.

El presente trabajo consistió en realizar un MIP (Modelo Integral de Producción), que sirvió como herramienta para detectar optimizaciones en la producción de gas del activo, evaluar distintos escenarios para toma de decisiones en la red de superficie para la actividad futura y modelar el comportamiento de pozos tight de gas.

Introducción

El Activo Zona Central, perteneciente a la Unidad de Negocio Neuquén Gas, se encuentra en el centro de la cuenca neuquina, a unos 100 km al noroeste de la ciudad de Neuquén. La formación productiva de gas no convencional (Tight) es Lajas y las formaciones productivas para el gas convencional son Centenario, PreCuyano y Lotena.

La producción actual de gas Tight es 4.6 Mm³/d, correspondiente a 111 pozos, mientras que la producción de gas convencional es de 1.4 Mm³/d con 72 pozos.

Datos del Activo Zona Central

Producción de gas total:	6 Mm ³ /d
Producción de gas convencional:	1.4 Mm ³ /d
Producción de gas Tight:	4.6 Mm ³ /d
WGR (water gas ratio)	100 Sm ³ /MSm ³
Formaciones productivas:	Centenario/Pre Cuyano/Lotena/Lajas
Poder calorífico del gas (promedio):	8900 Kcal/m ³
Nº pozos productores de gas:	183 (111 Tight)
Cantidad de pozos surgentes:	115
Cantidad de pozos con equipo CBP (compresor de boca de pozo)	28 (40 equipos)
Cantidad de pozos con plunger lift:	18
Cantidad de pozos con dosificación de producto espumante (capilar):	22
Cantidad de USP (unidad de separación primaria)	7 (18 separadores)
Cantidad de estaciones compresoras:	3 (35 máquinas compresoras)

Litologías: arenitas finas a medias y gravas medias, muy compactas. Intercalan niveles de limoarcilitas y areniscas arcillosas.

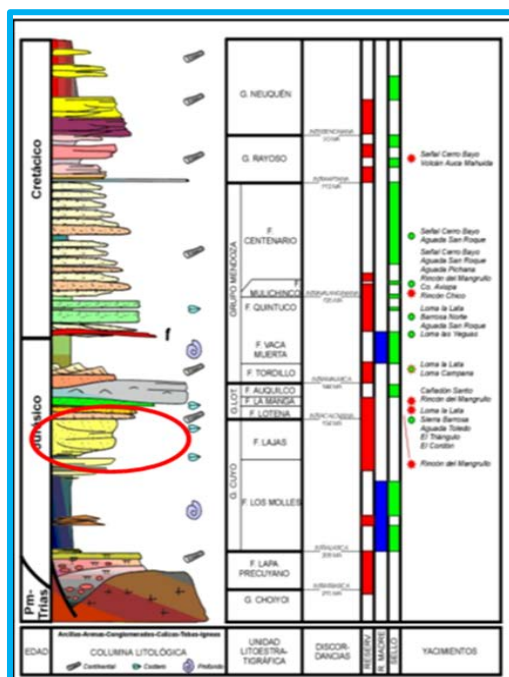


Fig.2 Columna estratigráfica.

Desarrollo

Se utilizaron las herramientas corporativas MBAL, Prosper y GAP del software Petroleum Experts. MBAL realiza balances de materiales a nivel reservorio, mientras que Prosper realiza análisis nodales a nivel pozo. GAP vincula la red de superficie con MBAL y Prosper.

El modelo realizado incluye los pozos de gas que a Octubre 2015 se encontraban en producción (183 pozos); actividad futura planificada hasta fin de concesión (116 pozos); y las instalaciones de superficie que consisten en 3 estaciones compresoras, 7 unidades de separación primaria y 250 km de gasoductos.

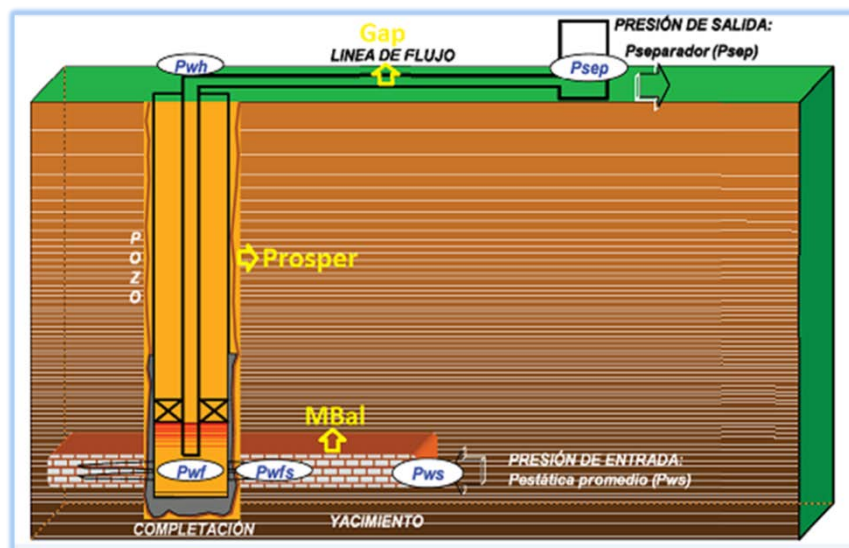


Fig.3. Herramientas corporativas MBAL, Prosper y GAP.

MBAL (Modelado a nivel Reservorio)

Modelado de pozos Tight

Para el modelado en MBAL de los pozos Tight, se tomó la hipótesis de que no hay interferencia entre pozos (baja permeabilidad de la formación productora), lo que nos lleva a definir un reservorio para cada pozo. Esta hipótesis se encuentra validada por:

- Resultados obtenidos de los pozos infill perforados en 2014 en los cuales no se ha visto hasta el momento interferencia.
- Por un modelo dinámico sectorial de pozos infill 2015 (autores: Alencastre-Thompson-Tanco) en el cual se concluye que la interferencia entre pozos es nula o despreciable.

En términos de MBAL, cada pozo drena de un primer tanque SRV (Stimulated Reservoir Volume) que representa la zona cercana estimulada (fracturada hidráulicamente, en promedio 8 a 10 fracturas por pozo) y un segundo tanque que representa la zona alejada no estimulada (Matriz) el cual transfiera masa al primer tanque.

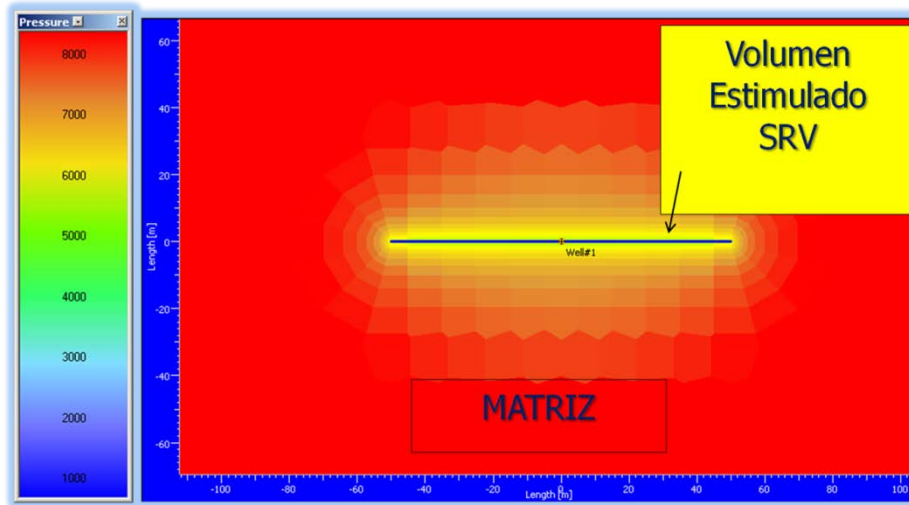


Fig.4. Esquema Modelado en MBAL pozos Tight.

Se utilizó el balance de materiales para analizar la evolución de las curvas P/Z y G vs G_p (producción acumulada) de cada pozo.

$$P/Z = 1/m \times G_p - P_i/Z_i \quad (\text{Ecuación 1})$$

$$m = V_i \times T_{sc}/(P_{sc} \times T) \quad (\text{Ecuación 2})$$

Si el volumen analizado es un sistema cerrado, la curva P/Z (Ecuación 1) tendrá una tendencia recta y su intersección con el eje de ordenadas nos da el volumen original in situ. El desvío de este comportamiento, en pozos fracturados, se debe a la transferencia de gas entre matriz y volumen estimulado. Para complementar el análisis la curva G vs G_p nos permitió calcular la transferencia de gas entre los tanques (para pozos aislados esta curva debería mostrar una curva recta paralela al eje de ordenadas con el valor del gas original in situ).

Para el cálculo de las curvas se recopiló la historia de producción, presiones y mediciones físicas. Además se necesitó la evolución en el tiempo de la presión estática (Fig. 5) la cual se obtuvo utilizando la metodología de curvas IPR futuras y análisis nodal inverso. Con las curvas mencionadas se calcularon los volúmenes iniciales de los tanques SRV y Matriz (Fig.6) y las transmisibilidades para luego realizar un ajuste de comportamiento histórico.

PROSPER (Modelado a nivel Pozo)

Cualquier pozo petrolero, es perforado y completado, para mover el petróleo y el gas desde su ubicación original en el reservorio hasta la superficie. El movimiento o transporte de ese fluido requiere energía para vencer pérdidas por fricción en el sistema y elevar la producción hacia la superficie. Los fluidos deben viajar a través del reservorio, del sistema de cañería de producción, y por último a través de los separadores de gas-líquido.

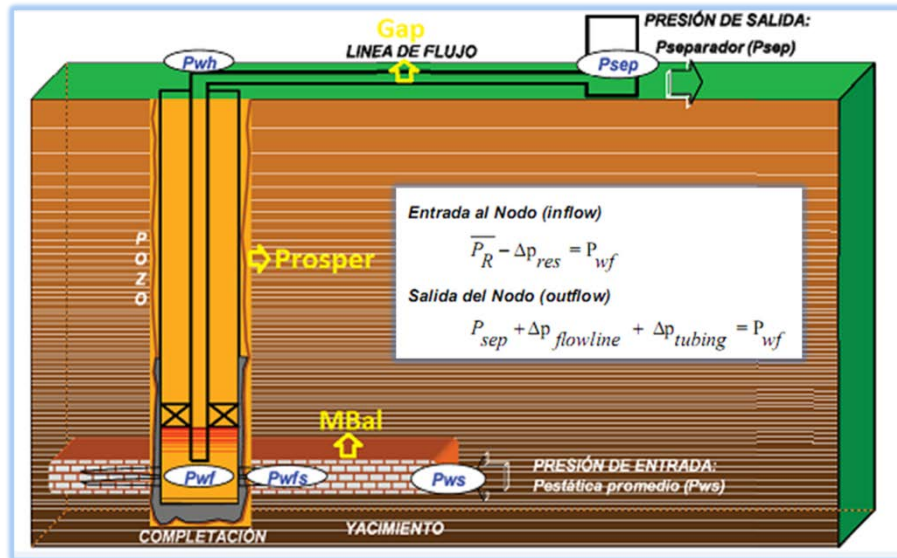


Fig.8. Análisis nodal.

El análisis del sistema, llamado a menudo análisis nodal, ha sido aplicado por varios años para evaluar el comportamiento del sistema a partir de la interacción de cada uno de sus componentes.

El procedimiento consiste en seleccionar un punto de división o nodo en el pozo y dividir el sistema en ese punto. El Nodo seleccionado para nuestro análisis es el punto medio de los punzados, desde aquí tenemos aguas arriba de él, todas las pérdidas de cargas asociadas al Reservorio (inflow) y aguas abajo todas las pérdidas de cargas desde la cañería de producción hasta el separador (outflow).

La curva inflow resultante es comúnmente llamada IPR (Inflow Performance Relationships), mientras que la curva outflow se conoce como curva del sistema o VLP (Vertical Lift Performance).

Una relación entre el caudal y la caída de presión debe estar disponible para cada componente del sistema. El flujo a través del sistema puede ser determinado una vez que los siguientes requerimientos son satisfechos:

- El flujo a la entrada del nodo es igual al flujo a la salida del mismo.
- Una sola presión existe en el nodo.

Por lo tanto, el sistema de ecuaciones resultante es el siguiente:

Entrada al Nodo (inflow)

$$\overline{P}_{Res} - \Delta P_{Res} = P_{wf} \quad (\text{Ecuación 3})$$

Salida del Nodo (outflow)

$$P_{Sep} + \Delta P_{flowline} + \Delta P_{tubing} = P_{wf} \quad (\text{Ecuación 4})$$

Para realizar el MIP fue necesario actualizar todas las IPR de los pozos, para ello contamos con datos en boca de pozo, entre estos la presión de dinámica de boca, que utilizaremos para el cálculo de la presión dinámica de fondo (P_{wf}) con la correlación de flujo vertical que mejor ajuste a la realidad.

Ajuste de correlación de flujo vertical

Para el cálculo de las P_{wf} , necesitamos encontrar la correlación que mejor se ajuste a cada pozo, para ello nos basamos en los datos de gradientes dinámicos y controles de producción. De este análisis surge que de los 183 pozos, el 90% de ellos se ajusta con la correlación Gray, 9 % con Beggs and Brill y un 1 % con una correlación desarrollada por la consultora FDC que simula los pozos en situación cercana a su estado crítico de ahogue.

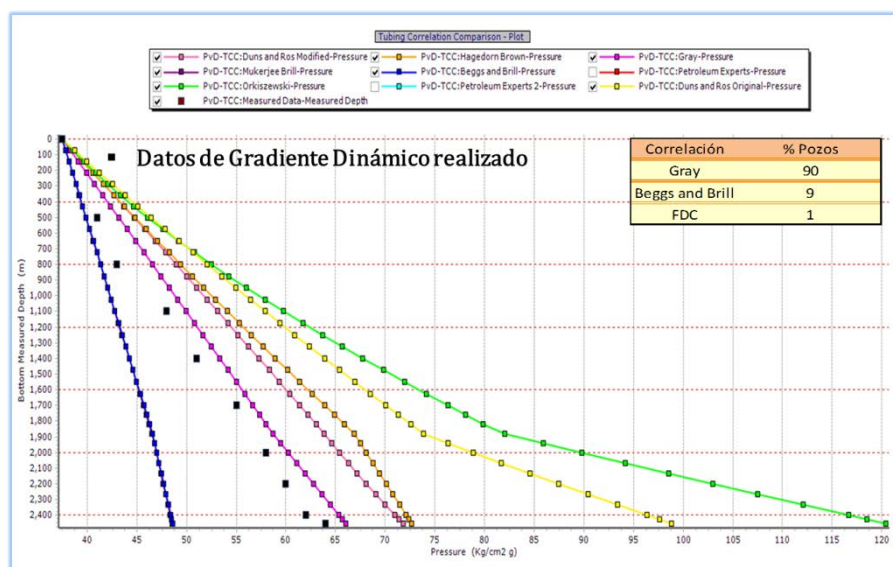


Fig.9. Selección de correlación de flujo vertical por pozo.

Una vez que determinamos la correlación de flujo vertical, procedemos al cálculo de la IPR inicial de cada uno de ellos, a partir de datos de producción medidos de cada pozo en su inicio de vida productiva.

Para ello utilizamos el modelo C y N, cuya expresión es:

$$Q = C \times (P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^n \quad (\text{Ecuación 5})$$

Dónde:

Q: caudal de Gas

Pws: Presión de reservorio

Pwf: Presión dinámica a nivel de punzados

n: factor que incluye los efectos de turbulencia, varía entre 0.5(turbulento) y 1 (laminar).

C: constante que depende de las propiedades del reservorio, del fluido y geometría del flujo.

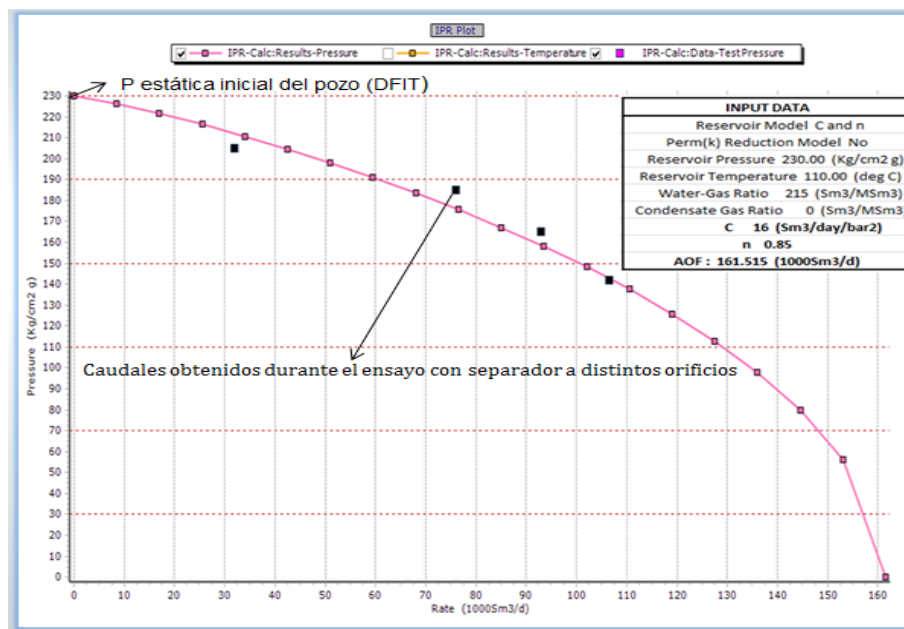


Fig.10. Determinación de IPR inicial.

Una vez que ajustamos las IPR iniciales para cada pozo, utilizamos el análisis nodal inverso para conocer la IPR actual. Para ello, consideramos que el pozo no se daña ni se limpia en el tiempo (factor C constante) y que las IPR solo variarán en el tiempo debido al declino del reservorio.

Para cada dato de producción en el tiempo (presión de boca de pozo y caudales de producción), calculamos la Pwf con la correlación que mejor ajustó en cada pozo. Con ésta Pwf calculada, caudales de producción, C (constante) y n (considerado 0.85 para pozos de gas), calculamos las IPR en el tiempo hasta llegar a Octubre del 2015 (IPR actual).

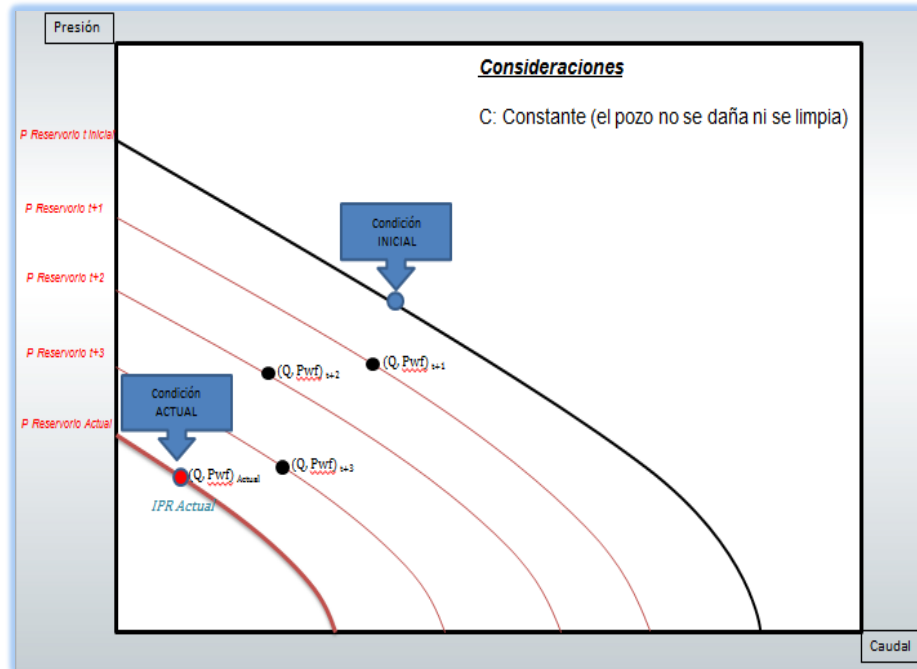


Fig.11. Análisis nodal inverso.

Una vez obtenida la IPR actual de cada pozo (a octubre del 2015), calculamos la curva VLP en función del estado mecánico del pozo (instalación de producción).

Con las curvas IPR y VLP, obtenemos el punto operativo actual (valores de presión dinámica de fondo y caudal que debería representar la condición real actual del pozo).

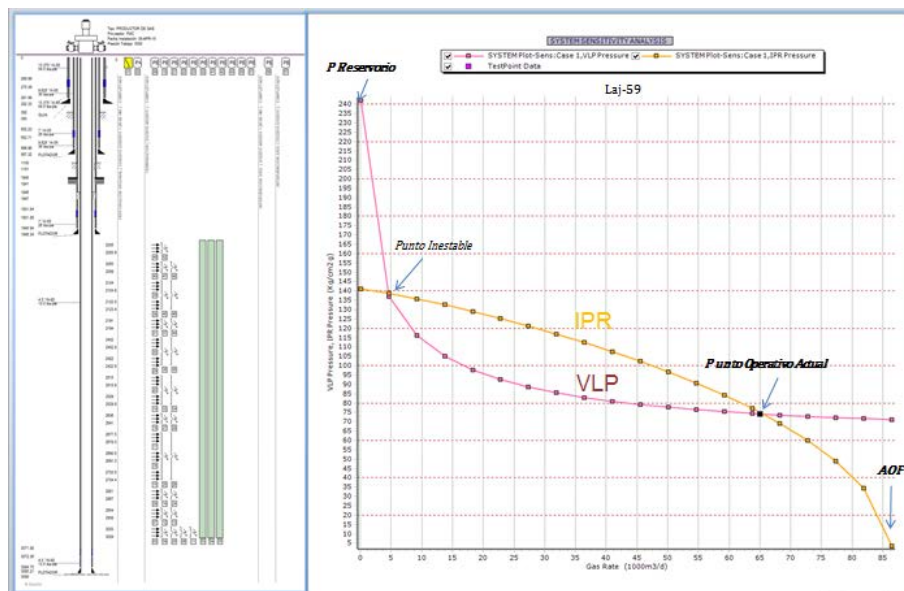


Fig.12. Punto operativo actual.

Luego se determinó de manera conjunta entre ingeniería de Producción y Reservorios el Potencial de cada uno de los pozos.

De la comparación entre el Potencial y el punto operativo actual, se determinó un listado de pozos a optimizar, cuyo objetivo fue reducir la presión dinámica de fondo en cada uno de ellos a partir de la aplicación de distintas metodologías de extracción (compresores de boca de pozo, producto surfactante, plunger lift, sarta de velocidad, etc) y así obtener mayor caudal de gas en superficie.

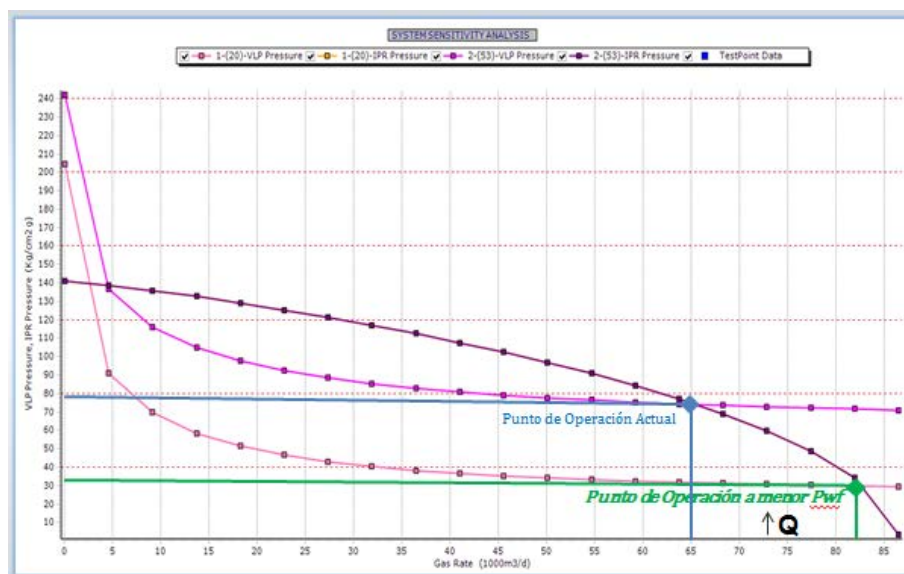


Fig.13. Optimizaciones de producción.

La captación a menor presión en el sistema de superficie permitirá trabajar también menor P_{wf} y por lo tanto obtener mayor caudal de hidrocarburos producidos.

GAP (Modelado a nivel de superficie)

Ajuste de Correlación de flujo horizontal

Para la determinación de la correlación de flujo horizontal, que mejor ajuste las pérdidas de carga reales en las líneas de conducción, se procedió a un estudio experimental en el cual se tomaron 9 pozos de referencia. Basándonos en la telemetría de estos pozos (datos de presión de línea y presión de USP), se calculó la pérdida de carga real en los gasoductos de cada pozo hasta la USP correspondiente y se comparó este resultado con la pérdida de carga calculada con las correlaciones teóricas disponibles.

El resultado obtenido fue que Dukler & Fannigan es la correlación que mejor representa las pérdidas de carga reales.

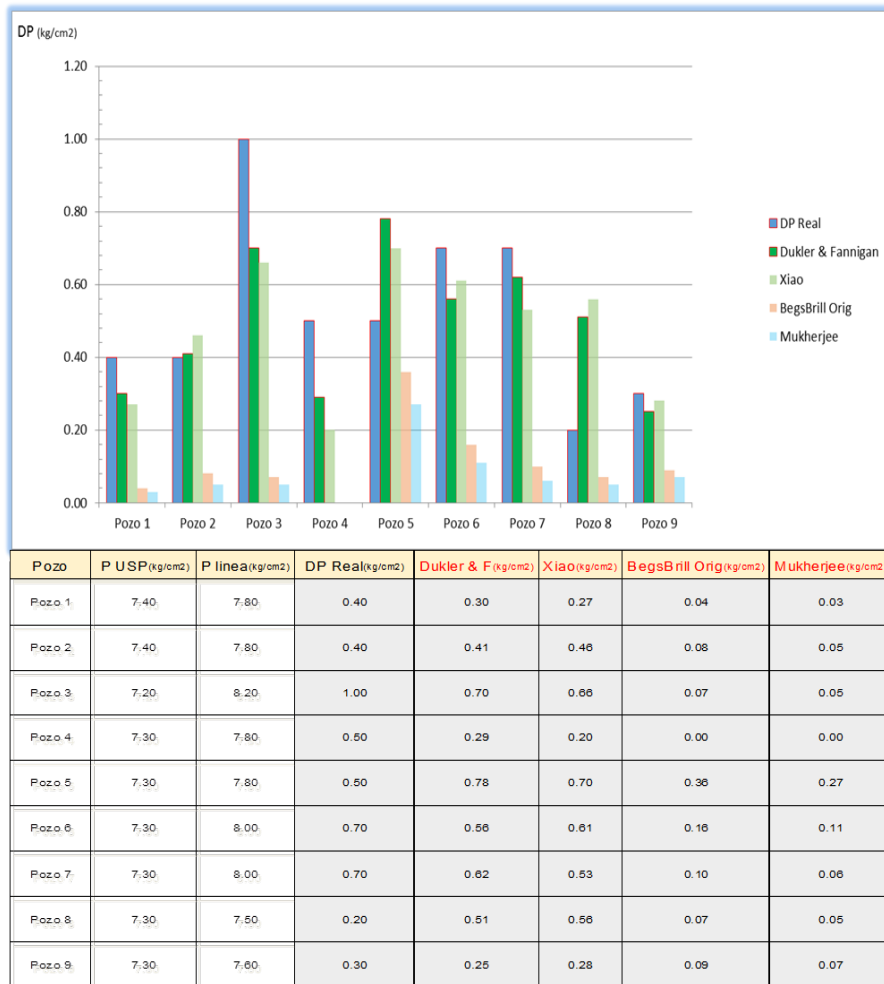


Fig.14. Selección de correlación de flujo horizontal en gasoductos.

Para realizar el modelado de la red de superficie en GAP, fue necesario el relevamiento de 183 pozos, 7 USP con 18 separadores bifásicos, 3 estaciones compresoras con 35 máquinas compresoras en total y 250 km de gasoducto.

Con esta información y con el modelado de reservorio (MBAL) y pozo (Prosper), se confeccionó el MIP correspondiente.

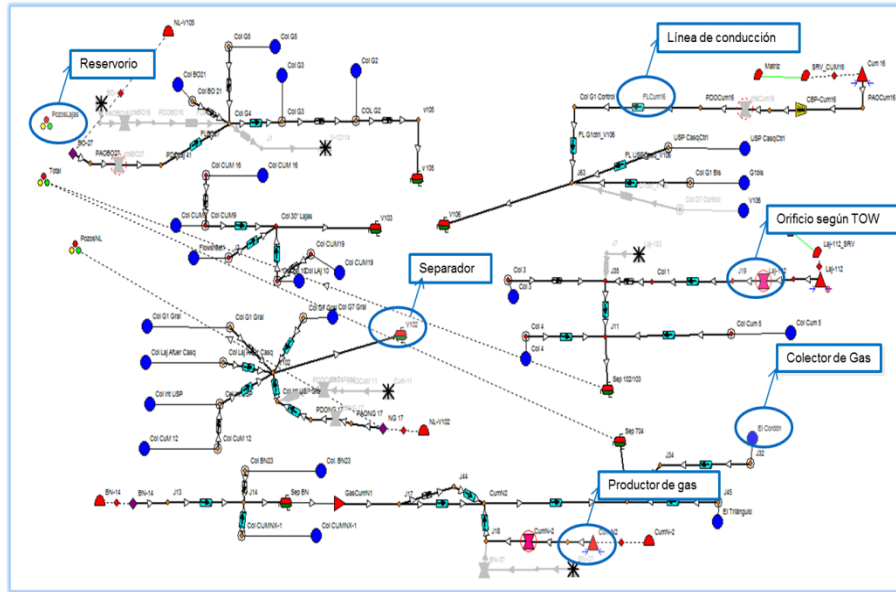


Fig.15. Modelado de superficie en GAP.

Mediante la herramienta Solve Network en GAP, se verificó el ajuste del modelo con la producción real alocada a Octubre del 2015.

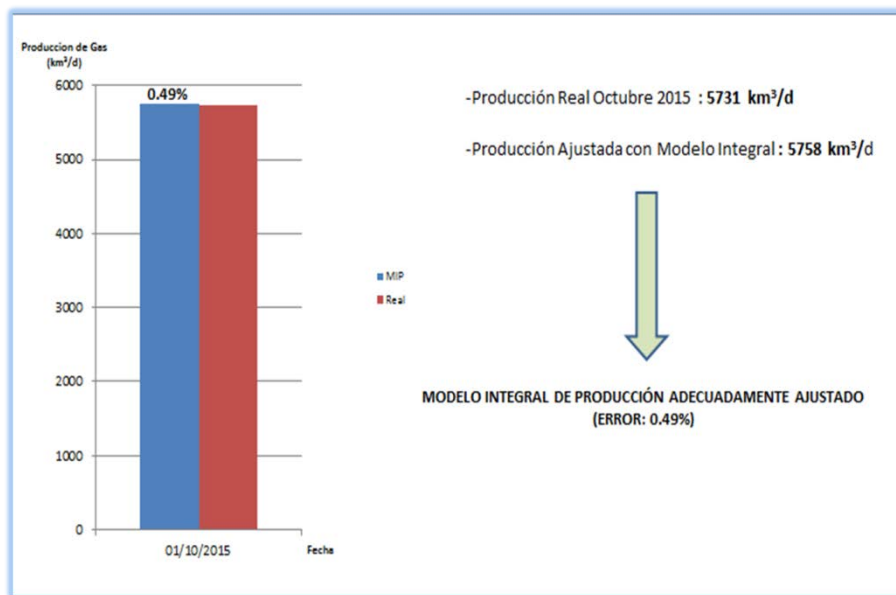


Fig.16. Comparación MIP vs producción real a Octubre del 2015.

Como se puede observar en los resultados, el error obtenido en la simulación fue menor al 0.5% respecto a lo alocado oficialmente ese mes. Por lo tanto, podemos afirmar que contamos con un MIP adecuadamente ajustado a la realidad y procedemos a realizar los pronósticos de producción correspondientes a la actividad nueva planificada:

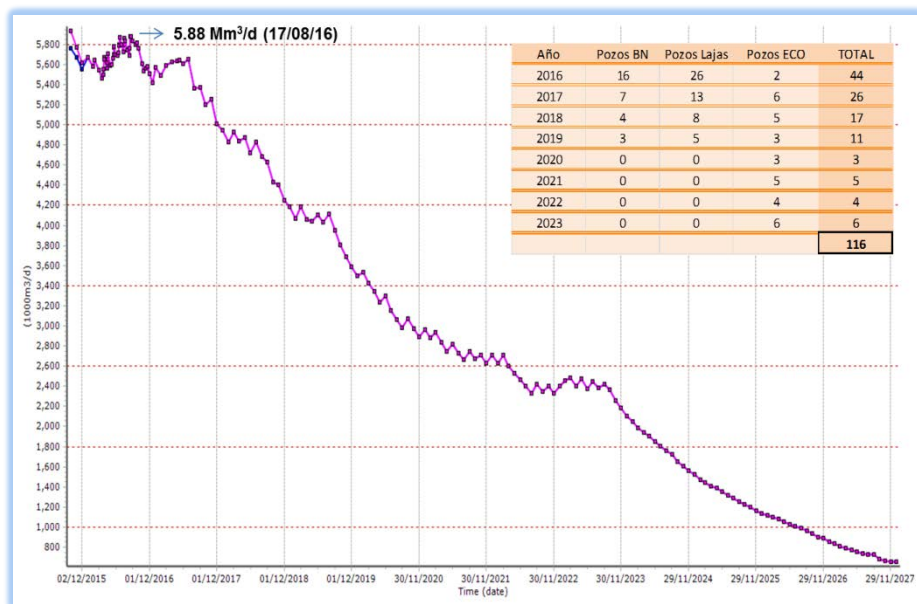


Fig.17. Pronóstico de producción de gas hasta fin de concesión (Dic.2027).

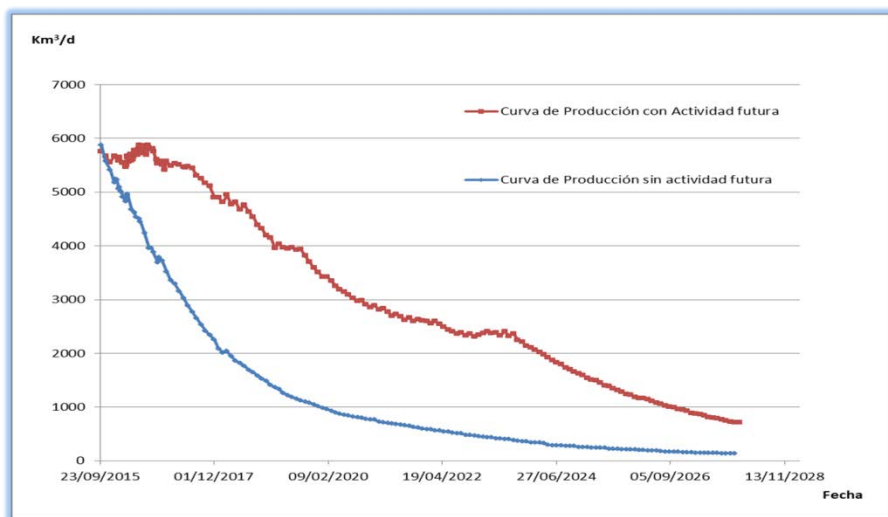


Fig.18. Curvas de producción de gas con y sin actividad futura.

Oportunidades principales visualizadas en el MIP

Con el MIP adecuadamente ajustado, se visualizaron distintas oportunidades de mejora respecto al caso base (situación actual en red de superficie):

- Reemplazo de 1,5 km de Gasoducto 6" actual de Barrosa Norte (BN)-Aguada Toledo(AT), a 12" Acero X56. De esta manera se unificará el diámetro en los 4.7 km totales. La acción ya está contemplada en la planificación anual y tiene relevancia debido a la actividad futura planificada en la zona de BN.

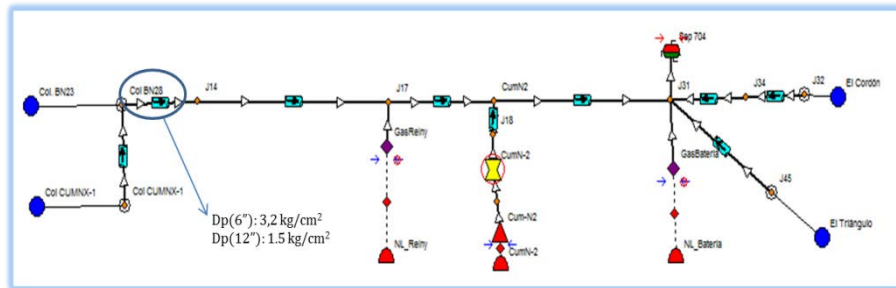


Fig.19. Reemplazo de gasoducto actual de 6" a 12".

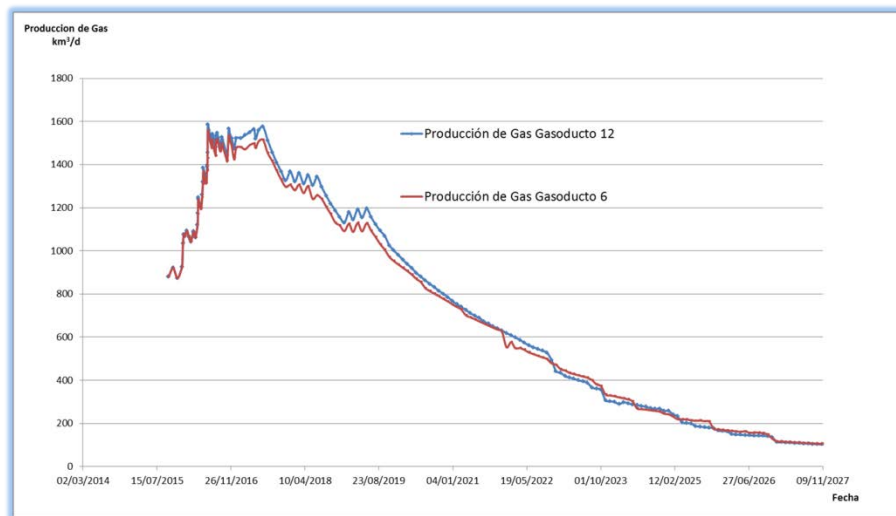


Fig.20. Evolución de la producción de gas,
Situación actual y con el reemplazo de gasoducto.

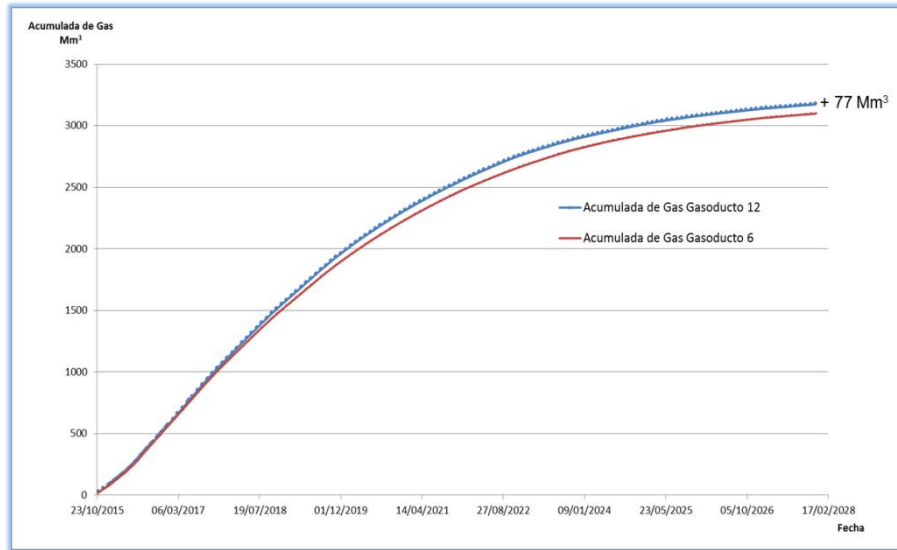


Fig.21. Acumulada de gas, situación actual y con el reemplazo de gasoducto.

- Disminución de presión de captación en USP Barrosa Oeste (BO), de 8 kg/cm^2 actuales a 2.5 kg/cm^2 . Para esto se propone el reemplazo de las 2 MC (máquinas compresoras) actuales de 2 etapas de compresión por 2 MC de 3 etapas para un caudal de $290 \text{ Km}^3/\text{día}$.

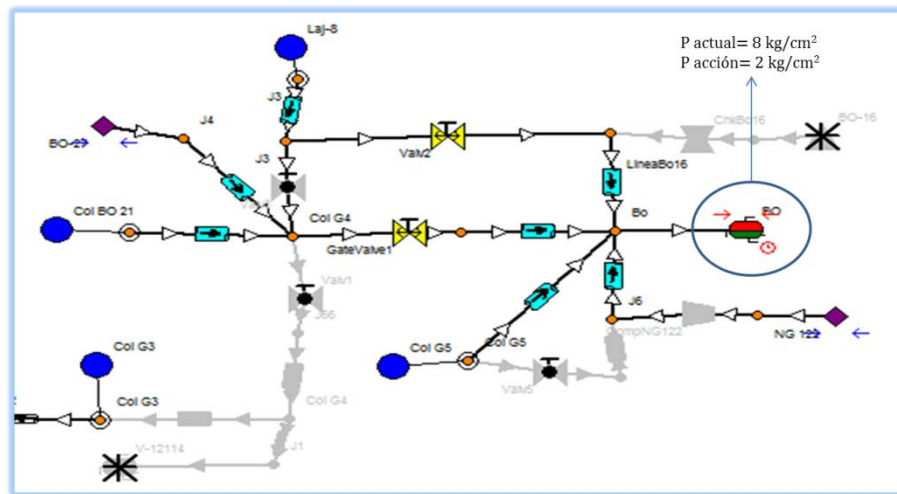


Fig.22. Pasaje a ultra baja presión USP BO.

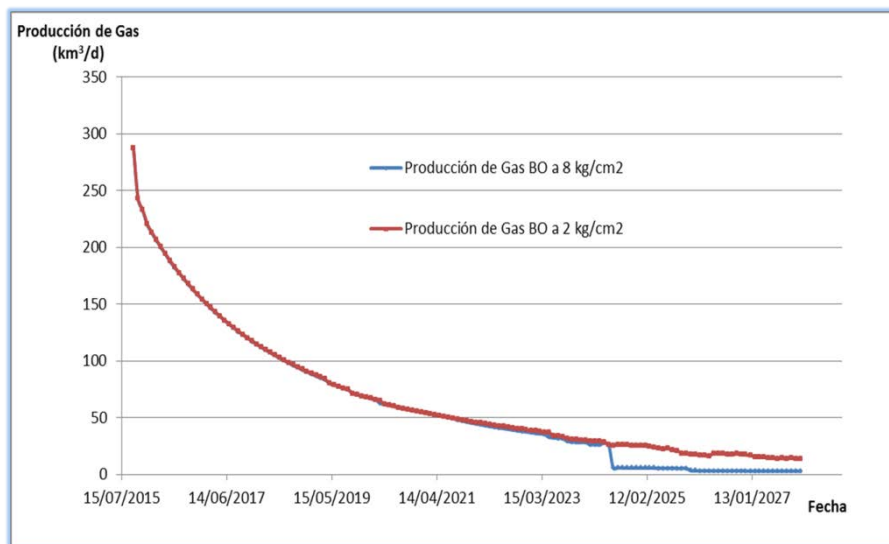


Fig.23. Evolución de la producción de gas en USP BO, 8 y 2 kg/cm².

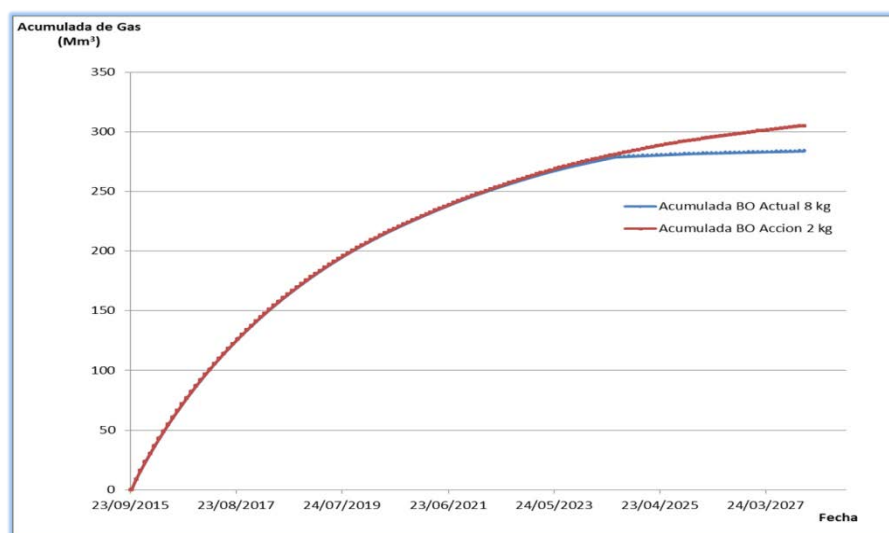


Fig.24. Acumulada de Gas en USP BO, 8 y 2 kg/cm².

- Tendido de 15 km de gasoducto de 10" Acero X56 paralelo al gasoducto actual de 10" que vincula USP El Cordon con USP Aguada Toledo. La acción no está contemplada en la planificación anual y toma relevancia debido a la actividad futura planificada en la zona El Cordon.

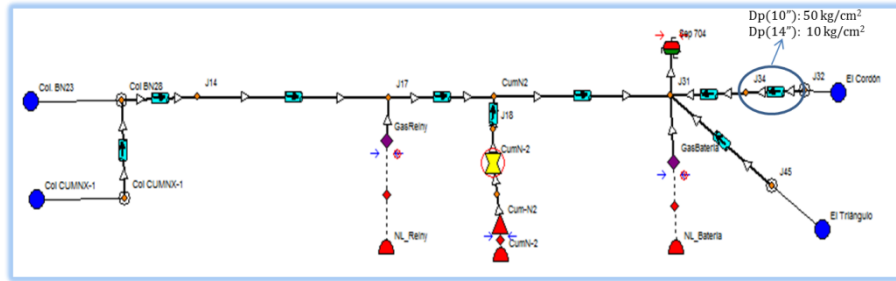


Fig.25. Nuevo tendido de Gasoducto de 10".

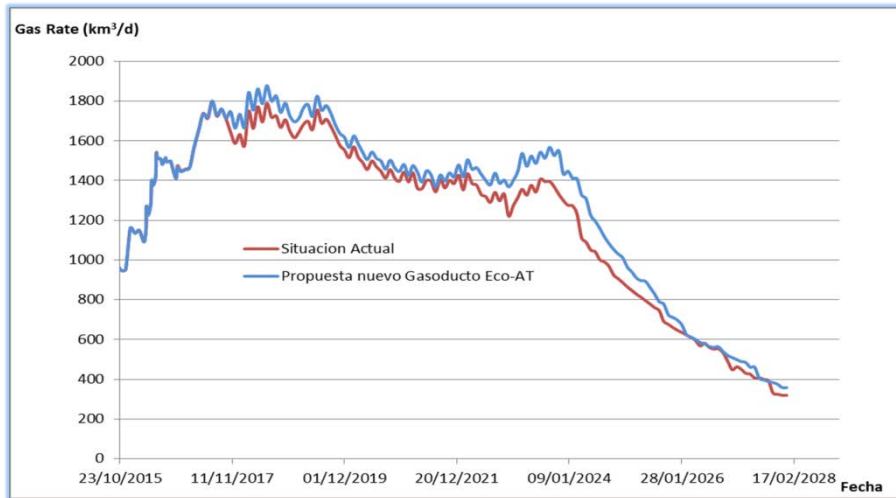


Fig.26. Evolución de la producción de gas en USP AT,
Situación actual y con nuevo gasoducto.

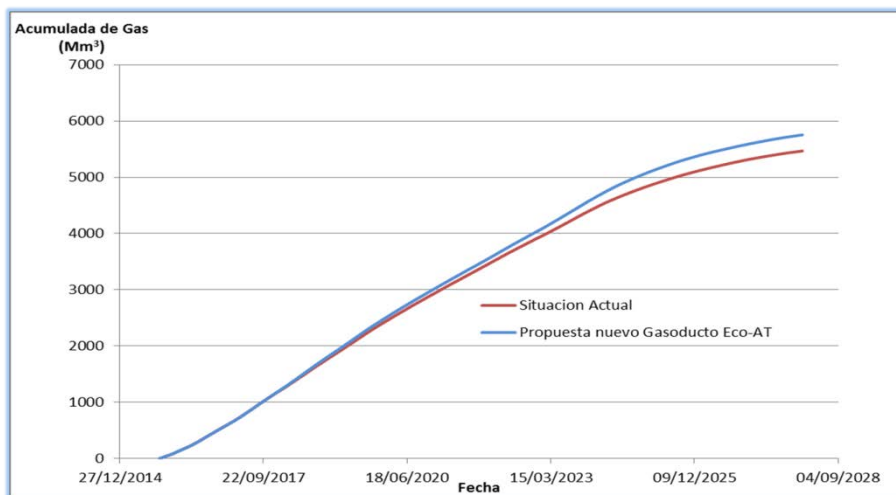


Fig.27. Acumulada de gas en USP AT,
Situación actual y con nuevo gasoducto.

- Mantenimiento de la curva base de producción de gas mediante el uso de distintas técnicas para prevenir la carga líquida en pozos de gas, como instalación de equipos compresores de boca, capilares de dosificación continua (producto espumante), plunger lift y sargas de velocidad.

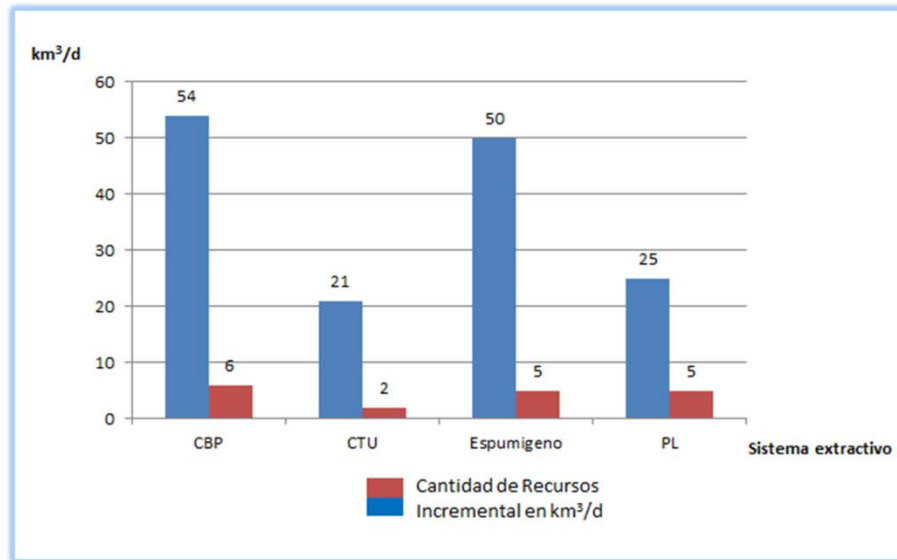


Fig.28. Optimizaciones de gas ejecutadas según recurso.



Fig.29. Evolución de la producción de gas con y sin optimizaciones.

Evaluación económica de las oportunidades visualizadas

Oportunidad	TIR (%)	VAN al 13% (K usd)	IVAN al 13%	Periodo de Repago (meses)	Fecha Propuesta
Reemplazo de Gasoducto BN- AT	77	6403	8.15	39	abr-16
Disminuir Presion de Captación BO	16	234	0.06	43	jul-24
Reemplazo de Gasoducto ECO- AT	46	11960	1.43	50	nov-17
Acciones de Optimización	800	15441	6.55	13	nov-15

Fig.30. Indicadores económicos de las oportunidades.

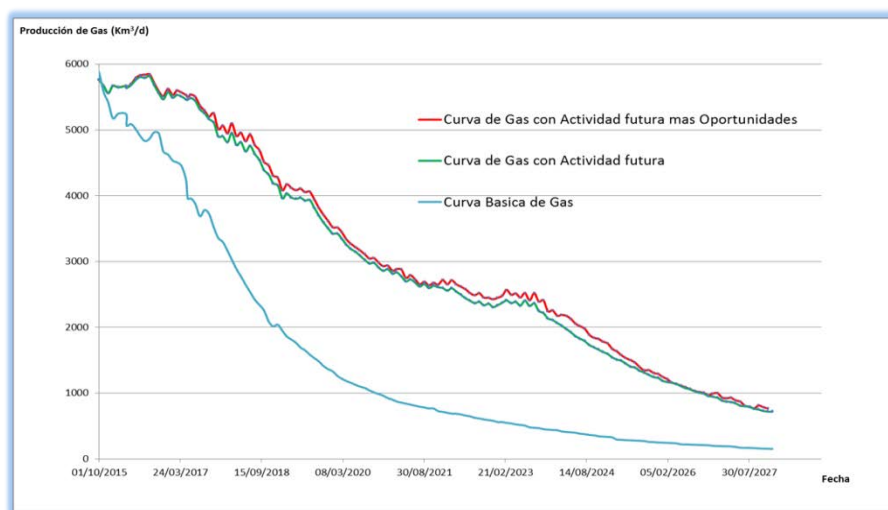


Fig.31. Evolución de producción de gas con los distintos escenarios.

Oportunidades Secundarias visualizadas

Estrategia de Equipos CBP

Actualmente todas las USP están trabajando en baja presión, con lo cual con el declino natural del yacimiento deberíamos pensar en el pasaje a ultra baja presión en un futuro cercano.

Debido a que no existe evidencia de interferencia entre los pozos, creemos más adecuado el análisis de ultra baja presión a nivel pozo, mediante la utilización de equipos CBP y no por USP.

Del pronóstico de producción realizado con el MIP surgió la siguiente necesidad de equipos CBP:



Fig.32. Estrategia de Compresión.

Esta estrategia nos sirve para optimizar la gestión del recurso de equipos CBP (manejo de stock, contratos, precios, etc).

Planificación de Medición según criticidad

Contar con una correcta medición en campo nos ayudará a minimizar las pérdidas de gas no localizadas y disminuir el error en los pronósticos del MIP con respecto a lo real.

Del trabajo realizado surge el siguiente cronograma de instalación de medidores en colectores de campo, según los caudales de gas procesado en cada uno:

Colector	USP	Caudal de Gas (km3/d)
Cum 9	Casquete	900
CUM-16	Casquete	800
BN-28	BN	157
G2	Casquete	480
Cum 4	Casquete	400
Iaj 10	Casquete	340
COL AUX 3	Casquete	335
Cum 12	Casquete	321
ng 62	Casquete	250
cum 19	Casquete	240
G1	Casquete	200
G3	Casquete	184
G5	BO	180
COL AUX 1	Casquete	118
COL 4	Casquete	104
Cum 1	Casquete	100
CUMNX-1	BN	57
G4	BO	45
G7	Casquete	28
Aux 20 (Iaj-170)	Casquete	nuevo

Fig.33. Cronograma de medición propuesto.

Conclusiones

Se cumplió con el objetivo planteado de ajustar el MIP con la producción real, en los primeros 6 meses con un error menor al 5%.

Se generaron pronósticos de producción de la curva base y con actividad futura.

Se detectaron restricciones y oportunidades de mejora con su análisis económico correspondiente.

Se trabajó multidisciplinariamente entre ingeniería de Reservorios y Producción.

Bibliografía

Petroleum Production Systems – Michael J.Economides.

Production Optimization using nodal analysis - H. Dale Beggs.

Applied Reservoir Engineering – Smith-Tracy-Farrar.

Herramientas utilizadas:

Petroleum Expert V9.0 (MBal/Prosper/GAP), PI Process Book, Oil Field Manager (OFM), Ficha de pozo, Merak, YPF maps.

Empresa consultora: FDC (Field Development Consultants)

Curriculum vitae:

Nombre: Marcos Rodrigo Rosales

Título: Ingeniero Químico (Universidad Nacional del Comahue, Neuquén Capital).

Empresa: YPF

Cargo actual en la empresa: Ingeniero de Producción (Activo Zona Central).

Nombre: Leonel Enrique Dietrich

Título: Ingeniero Químico (Universidad Nacional del Comahue, Neuquén Capital).

Empresa: YPF

Cargo actual en la empresa: Ingeniero de Reservorios (Activo Zona Central).