

“Optimización del Sistema de Producción Gas Lift Anular en el Yacimiento Tres Picos. Area Cerro Dragón”

Sardinas, Víctor; Da Silva, Jorge; Moyano, Héctor; Meriño, José; PAE

La explotación de pozos de HGOR (Alta Relación Gas Petróleo) en el Área Cerro Dragón permitió afianzar conceptos y buenas prácticas en la explotación en forma simultanea de gas y petróleo, mediante la aplicación de distintos sistemas de extracción artificial: Bombeo Mecánico, Plunger Lift, Gas Lift (Convencional y Anular). Siendo el sistema de extracción de gas lift aquel que dio inicio al desarrollo y explotación de pozos HGOR en reservorios multicapas, en la actualidad dado que se cuenta con la infraestructura asociada al sistema, su aplicación se maneja en forma estratégica en zonas nuevas de interés y en pozos cuyas condiciones de explotación así lo requieran.

En este trabajo se desarrolló una metodología enfocada a la optimización del sistema de extracción de Gas Lift Anular, la cual consistió en realizar un análisis integrado de la performance del sistema de producción, simulación del sistema de inyección de Gas Lift, y el pronóstico de desarrollo del yacimiento a corto y mediano plazo. Esto nos permitió actuar sobre variables tales como presión de inyección en manifolds y pozos, presiones de operación y caudales de gas de inyección.

Como resultado se alcanzo una visión estratégica global en la optimización del sistema de producción. Se incorporo a la red de inyección nuevos pozos HGOR adicionales a los programados, previa planificación de actividades optimizando el 25% del gas de inyección mediante la adecuación de regimenes de flujo continuo a intermitente, cambio de sistemas de extracción y aplicación de nuevas tecnologías.

Introducción

Desde la política de explotación adoptada por la compañía, de producir en forma simultanea reservorios de Gas y Petróleo del yacimiento Cerro Dragón en el 2001, hasta la actualidad se ha incorporado y desarrollado importantes reservas de hidrocarburos, mediante fuertes campañas de perforación de pozos de alta relación gas petróleo (por ello este tipo de explotación se denomina proyecto HGOR), fuerte inversión en instalaciones de superficie, y adecuados diseños de producción.

Los reservorios de la cuenca del Golfo San Jorge, a la cuál pertenece el yacimiento Cerro Dragón, son del tipo lenticular con cerca de 30 delgadas capas de arenas productoras de gas, oil y agua por pozo. Las mismas están distribuidas desde 1500 hasta 3000 mts. de profundidad, variando en cantidad de capas y profundidades desde un yacimiento a otro dentro del área.

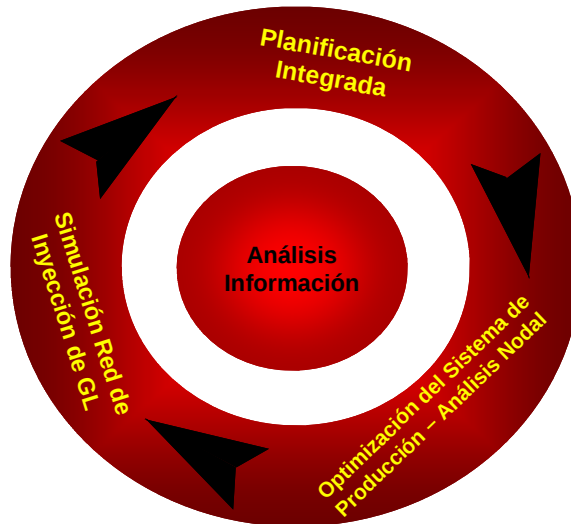
Para una adecuada explotación de los pozos HGOR, se evaluaron diversos sistemas artificiales de extracción, tales como el Bombeo Mecánico, Plunger Lift y Gas Lift (convencional y anular). Siendo el Gas Lift Anular aquel que mejor se adaptó a nuestras necesidades y con el que se dio inicio a este proyecto, brindándonos información de suma importancia en la evaluación del potencial del pozo y contribuyendo al continuo desarrollo del yacimiento.

En plena expansión del proyecto HGOR, se vio la necesidad de desarrollar e incorporar nuevos sistemas de extracción en pozos HGOR, dada la limitación en la capacidad de compresión de gas y las diferentes condiciones que manifestaban los pozos a lo largo de su vida productiva. Estas condiciones estaban asociadas a los cambios en las características del fluido (por ej. incremento en la viscosidad) lo que impedía bajar el punto de inyección a la profundidad óptima ya que requería una presión excesiva para pasar de un mandril a otro inferior. Las primeras experiencias con sistemas alternativos al Gas Lift se hicieron con Plunger Lift y luego con Bombeo Mecánico, los cuales actualmente son utilizados en completaciones iniciales y también en posteriores optimizaciones.

A continuación se desarrolla la metodología aplicada con el fin de alcanzar e incorporar una visión estratégica en la evaluación y explotación de los pozos HGOR mediante el Sistema de Extracción Artificial Gas Lift.

Desarrollo

La metodología consiste en analizar en forma integrada aquellas actividades relacionadas a la optimización del sistema de extracción de Gas Lift, las cuales se agruparon en tres etapas principales; Planificación Integrada, Optimización del Sistema de Producción y Simulación de la Red de Gas Lift, que están interrelacionadas entre si. La información analizada y los resultados obtenidos en cada una de ellas se actualizan en forma cíclica e iterativa, lo que permite tener una visión estratégica global en la planificación de las actividades y utilizarla como herramienta de decisión a fin de optimizar nuestro sistema e incrementar nuestra producción.



Planificación Integrada

Esta etapa da inicio a la metodología, en la cual se actualiza la información del sistema de producción e inyección, las actividades realizadas y programadas asociadas a la optimización de Gas Lift y se realiza la planificación de actividades a corto y mediano plazo.

La actualización de la información del sistema de producción e inyección se realiza en forma permanentemente con ayuda del sistema de monitoreo y telemetría instalada en todos los pozos de la red (medición on line: Presión de Inyección, Presión de regulación y Presión de Producción) y en los manifolds de inyección. La planta compresora de gas fija el target de inyección de gas a mantener según su disponibilidad. Los valores que se toman para la actualización de la información son los del cierre de producción e inyección diaria y mensual.

Las actividades realizadas y programadas a tener en cuenta para la planificación:

- a) Actividades asociadas a la optimización de inyección de gas lift, cambios de régimen de flujo continuo a intermitente a medida que la producción del pozo declina a valores bajos de producción y la relación de gas inyectado con respecto al líquido producido se hace muy grande, la mejor opción es para optimizar la operación del pozo es hacerlo producir mediante Gas Lift Intermitente.

Cambio de sistema de extracción GL por BM, se realiza cuando la producción declina por debajo de valores manejados por el GL Intermitente ó por cambios de características del fluido que impiden la inyección de gas por la vvla operativa en el mandril más profundo. (Mediante el gradiente dinámico se observa el nivel que tiene el pozo e identificar el punto de inyección de gas lift)

- b) Ingreso de pozos nuevos al sistema, aquellos con potencial a ser completados con instalación de gas lift considerando nuevas zonas de interés, pozos en zonas en desarrollo, y pozos con antecedentes que requieran este diseño (por ejemplo, en pozos intervenciones repetitivas que no pueden manejar

producción de sólidos y con grandes caudales). En cada uno de estos casos hay que tener en cuenta la disponibilidad de facilities

- c) Ingreso de pozos actualmente surgentes con instalación de gas lift, que necesitaran asistencia artificial a corto plazo

Con el análisis de toda la información se realiza una planificación estratégica priorizando las actividades que involucren incremento de producción, se identifican necesidades adicionales de facilities para la red de inyección y se generan escenarios alternativos para cubrir dichas necesidades. También, se obtiene una proyección de inyección de Gas Lift que nos permite distribuir de manera eficiente el recurso limitado de compresión de gas.

Como se puede observar en la figura N°1, se realizaron diversas actividades para adecuar disponibilidad de inyección para afrontar el ingreso de inyección de pozos nuevos al sistema (por ejemplo; cambio de régimen de flujo continuo a intermitente, cambio de sistema de extracción de GL a BM). Dichos ingresos se postergaron por unos meses debido a que mantienen la surgencia en el inicio de la explotación, sin la necesidad de la asistencia externa de gas. La capacidad de compresión disponible se gestiona de manera eficiente y rentable mediante una proyección anticipada.

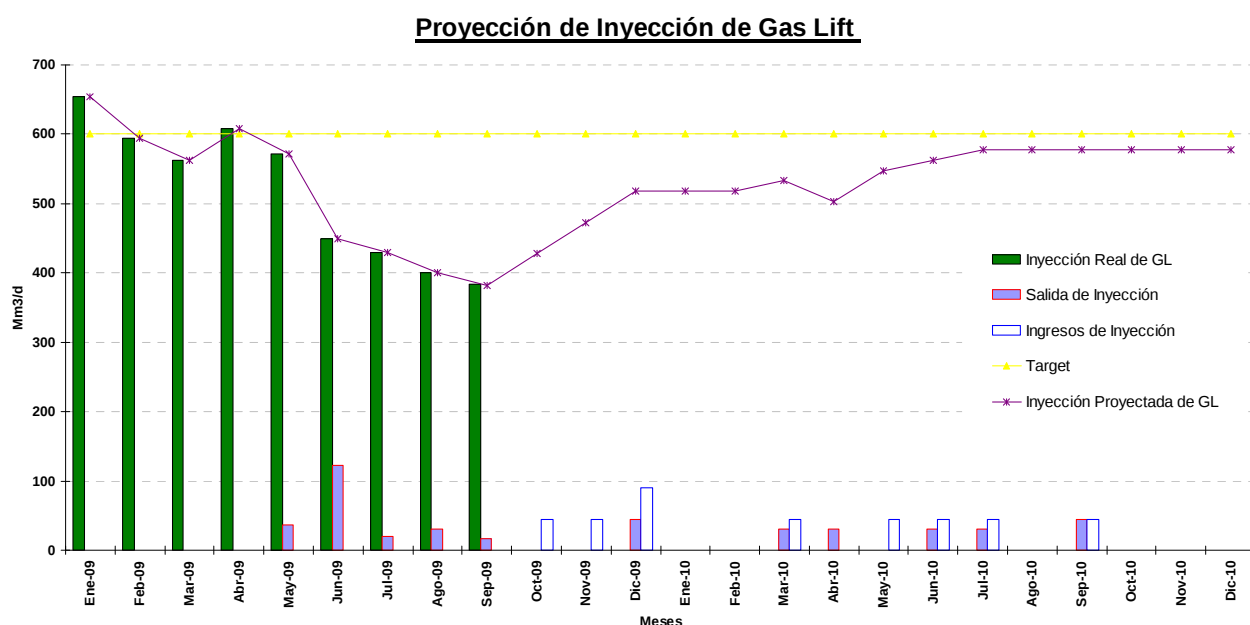


Figura N°1 Proyección de Inyección de Gas Lift

Optimización del sistema de producción

En esta etapa, la optimización del sistema de producción se realiza mediante el análisis nodal que nos permite realizar un diagnóstico actual de nuestro sistema, para luego identificar aquellas variables sensibles a la optimización y evaluar las mejores alternativas de la que disponemos.

A continuación se menciona una breve introducción al análisis nodal, al sistema de extracción Gas Lift Anular, para luego continuar con el desarrollo de la etapa.

Análisis Nodal

El estudio se aplica a los distintos componentes que forman el sistema de producción, los cuales son interdependientes, por lo cual, una pobre performance de un solo componente puede alterar la de todo el sistema.

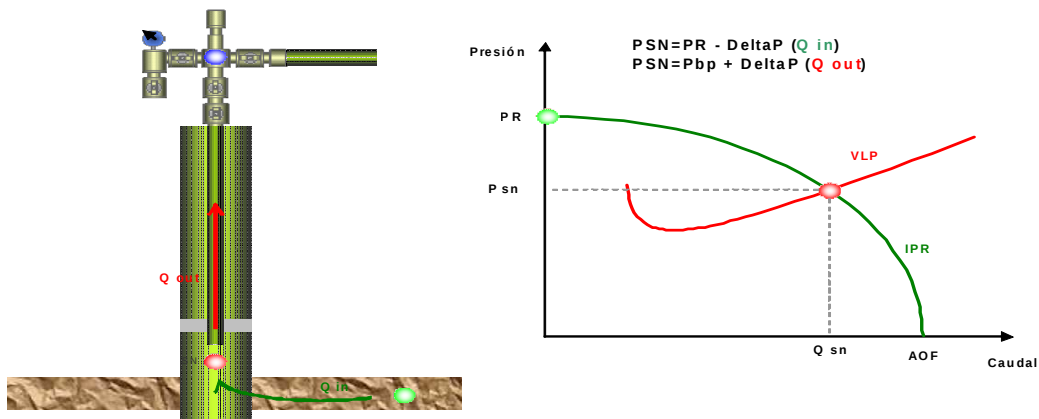
En Análisis Nodal se tienen en cuenta las siguientes condiciones

Condiciones que debe satisfacer el nodo:

- 1) $Q_{in} = Q_{out}$
- 2) Solo puede existir una presión.

Para la solución del sistema se cuenta con dos condiciones de borde:

- 1) Presión Promedio de Reservorio
- 2) Presión de Sep / Presión de BP



Sistema de Extracción Artificial Gas Lift Anular

En el Gas Lift Anular la inyección de gas comprimido de alta presión se hace por el Tubing hasta la válvula operativa ubicada en el mandril más profundo y se producen los fluidos por el espacio comprendido entre el casing y el tubing (Anular).

La configuración Anular es la más apropiada bajo los siguientes escenarios:

- Elevados caudales de producción, debido a flujo vertical anular la pérdida de carga por fricción es menor debido a un diámetro equivalente mayor al ID del tubing. El espacio equivalente entre un tubing de 2 7/8" y un casing de 5.5" es de aproximadamente 4.5", bastante mayor al ID del tubing de 2.449"
- Cuando existe una separación importante entre el punzado superior e inferior, ya que si se instala un GL Convencional o Tubing Flow es necesario fijar un packer por encima del punzado superior provocando que el punto operativo de inyección de gas quede muy distanciado de los punzados inferiores. De esta manera el

gas de inyección solo aliviana la densidad del fluido de producción en una parte de la tubería. La aplicación de un GL Convencional en este caso, resultaría en un pozo sub-explotado debido a una elevada presión dinámica de fondo.

Dado que los reservorios del yacimiento Cerro Dragón son del tipo multicapa con una importante separación entre el punzado superior e inferior, la configuración adoptada para producir los pozos bajo Gas Lift es la de Flujo Anular. En la figura N°2 se muestra un ejemplo, comparando una instalación de gas lift convencional con Flujo de producción por tubing y uno con GL Anular, fácilmente se puede ver que con la producción a través de la entrecolumna se logran valores mucho más bajos de presiones dinámicas de fondo.

Hay que destacar que esta configuración permite operar con la unidad de Slick Line en condiciones dinámica, es decir, con el pozo inyectando gas y produciendo mientras se realiza la intervención.

Al igual que el Gas Lift Continuo por Tubing (inyección de gas por la entrecolumna) durante el proceso de arranque se desplaza el fluido de ahogue desde el Tubing al anular, bajando el nivel de líquido en el tubing y el punto de inyección de gas de mandril a mandril hasta lograr alcanzar el Mandril Operativo del fondo. A continuación se muestra las dos configuraciones mencionadas, donde se puede apreciar la menor presión de fondo en el gas lift anular.

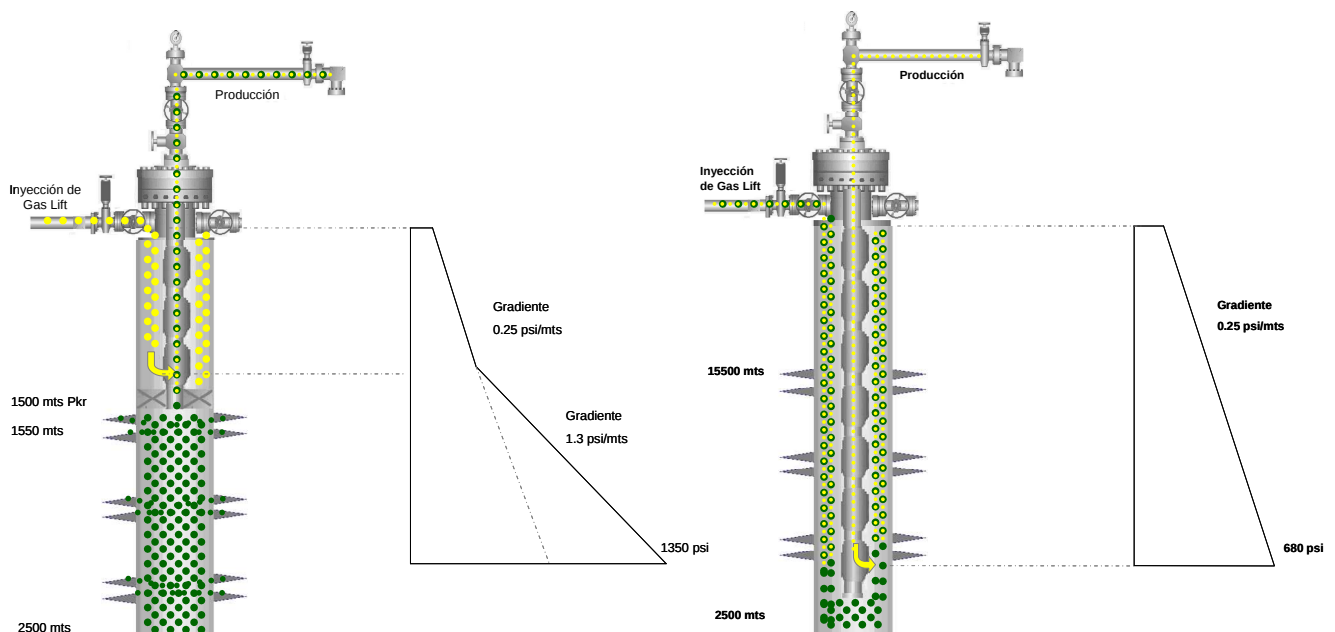


Figura N°2: Comparación presiones de fondo en diseño de Gas Lift Convencional y en Gas Lift Anular.

A continuación se enlistan los pasos a seguir en el desarrollo de esta etapa, en los cuales se incluirá un ejemplo y sus comentarios respectivos. (software utilizado Petroleum Experts, Modulo Prosper)

a) Modelaje del comportamiento Actual del Pozo

Selección y Ajuste de las correlaciones empíricas para calcular las propiedades del petróleo

Selección y Ajuste de las correlaciones de Flujo Multifásico en Tuberías

Diagnóstico del punto de Inyección de Gas Lift (válvula operativa)

Modelar el Comportamiento actual de Producción

b) Optimización aplicando Análisis Nodal

Modelaje del comportamiento actual del pozo

- La simulación del flujo de fluidos en el yacimiento debe considerar la composición de los fluidos presentes, y las condiciones de presión y temperatura para establecer si existe flujo simultáneo de petróleo, agua y gas. Dada las características del reservorio multicapas, se hace difícil contar con análisis PVT de cada uno de los reservorios, con la información disponible de algunos reservorios de gas y petróleo se la utiliza de valores de referencia para comenzar con el ajuste y selección de las correlaciones para calcular las propiedades del petróleo y gas.

- Luego, en la selección y ajuste de las correlaciones de flujo multifásico en la tubería de producción, que en nuestro caso es el espacio anular casing 5,5" y tubing 2 7/8", se realizan mediciones físicas en el fondo, mediante una válvula que se aloja en el mandril por arriba del punto de inyección, lo que nos permite realizar un gradiente de presión de flujo multifásico, con la cual se elige la correlación que mejor se aproxima al gradiente real medido.

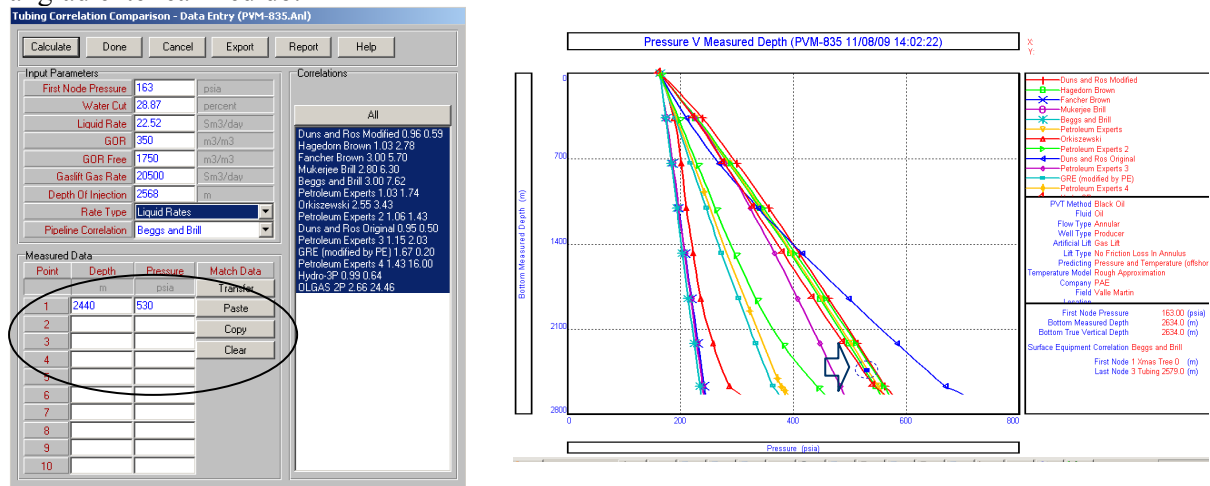


Figura N°3: Selección de las correlaciones de flujo multifásico, comparado con el gradiente construido con valores medido.

Como se observa en la figura N°3, la correlación que mejor se aproxima Petroleum Expert 2, ésta utiliza el mapa de régimen de flujo de Gould et al y combina las correlaciones de Hagedorn brown para slug flow y Duns and Ros para Mist flow. Reflejando el comportamiento real del flujo (comprobado con los macheo del modelo y los datos reales).

Luego, se carga el esquema del pozo, con el perfil de desviación, instalación de fondo, gradiente térmico figura N°4.

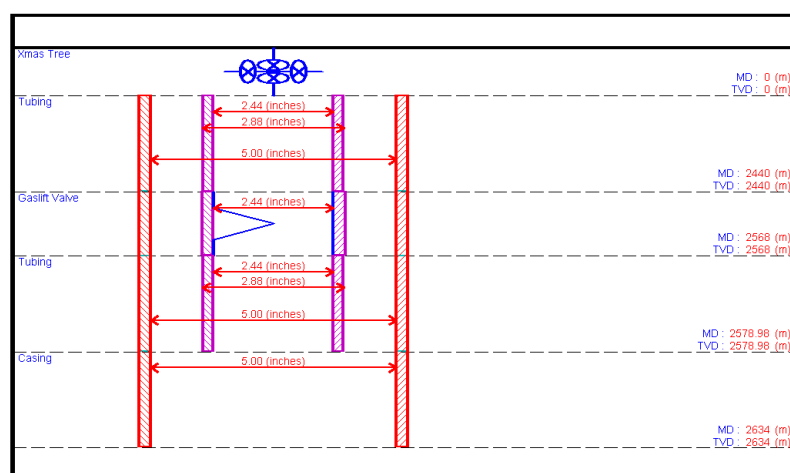


Figura N°4 Esquema del pozo

La elección del modelo de IPR, depende de qué tipos de datos se conoce, por ejemplo si se conoce las dimensiones del reservorio, k efectiva, Skin, Dietz shape factor Ca: (Geometría circular y pozo en el centro: 31.6) utilizamos Darcy, y en nuestro caso contamos con valores presión y temperatura medido en fondo y caudales de producción medidos, utilizamos el modelo Multirate Fetkovich para ajustar nuestra IPR figura N°5.

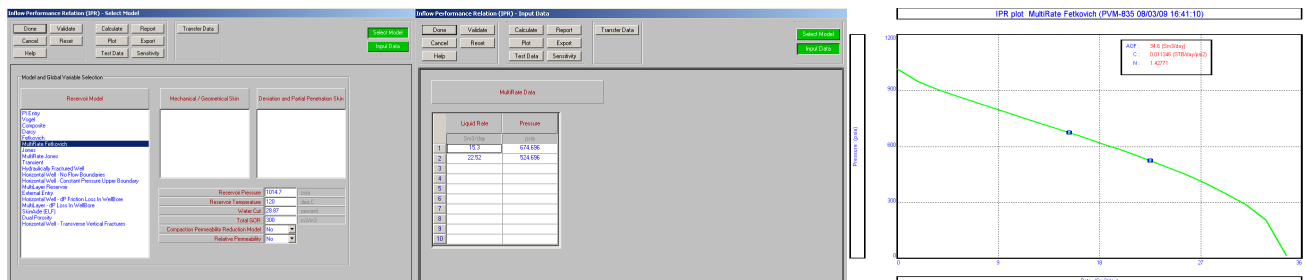


Figura N°5 Selección de Modelo de IPR y Macheo

- El diagnóstico del punto de inyección de Gas Lift, se realiza con los parámetros operativos actuales, y nos indica si la instalación actual es la adecuada para lograr producir el caudal deseado con los parámetros de presión de inyección y caudal de gas lift. En la ejecución del diagnóstico, como se muestra en el ejemplo de la figura N°6, las válvulas superiores poseen presiones de producción menores a las requerida para abrirlas por lo tanto queda como operadora la válvula colocada en el mandril más profundo, también se determina la presión de fluencia en fondo, presión estática y presión de operación.

Cabe aclarar que el software considera como presión de inyección de gas a Presión de cabeza de Casing, y la presión de producción a la Presión de cabeza de Tubing disposición convencional de gas lift. En nuestro caso la disposición es inversa y los parámetros mantienen las mismas nomenclaturas.

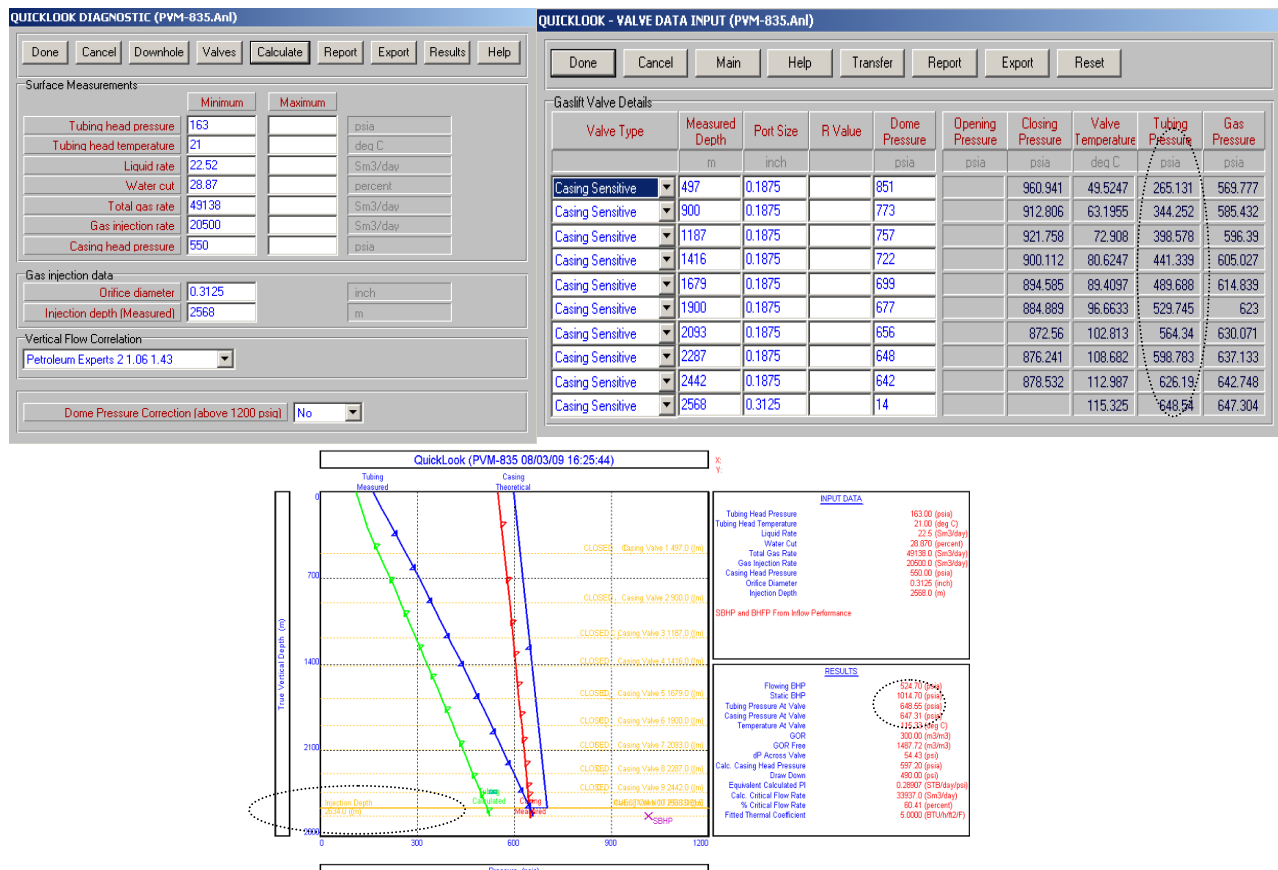


Figura N° 6 Diagnóstico del punto de inyección

En el monitoreo y seguimientos de algunos pozos se observo que el punto de inyección de gas era por mandriles superiores al inferior, sin poder alivianar aún más la columna de fluido por la presión de inyección

limitada que se dispone, y principalmente por las características del fluido como se aprecian en la tabla N° 1. Se realizaron reiteradas intervenciones con equipo de slick line para lograr bajar el nivel e inyectar por el mandril más profundo sin resultado positivo, por lo que se realizó una adecuación de sistema de extracción de gas lift anular por bombeo mecánico, logrando con ello poder bajar la presión de fondo. Es de esperarse que luego de un tiempo de explotación en estos reservorios con empuje por gas disuelto, los componentes volátiles sean producidos y quedando aquellos más pesados que dificultan la operación, lo importante es identificarlos y tomar acciones para optimizar su producción.

Determinación	Norma	Unidad	Valores
Densidad a 15°C de petróleo	ASTM D-5002	g/cm3	0.9602
°API	Tabla 63 A	Sin unidad	15.2
Punto de Escurrimiento	ASTM D-97	°C	16
% Parafina	UOP-86 mod. Paraf. Hasta 20°C	% P/P	11
% Asfalteno	SPE-23810	% P/P	12
Viscosidad 300 RPM			
Temperatura	20°C	Por Reómetro	4084
	30°C		2202
	40°C		1187
	50°C		640
	60°C		345

Tabla N°1 Características del Fluido

- El comportamiento real del pozo es comparado con la simulación realizada con la información antes suministrada, esto se logra mediante la representación matemática del comportamiento de un pozo basado en un balance de presiones donde la IPR (Inflow Performance Ratio) caracteriza la capacidad del reservorio de entregar fluidos al pozo y VLP (Vertical Lift Performance), caracteriza el transporte de los fluidos desde el fondo hasta la boca de pozo.

La intersección entre las curvas del flujo de entrada y salida constituye el punto operativo en donde el caudal y la presión de ambas curvas son iguales figura N°7.

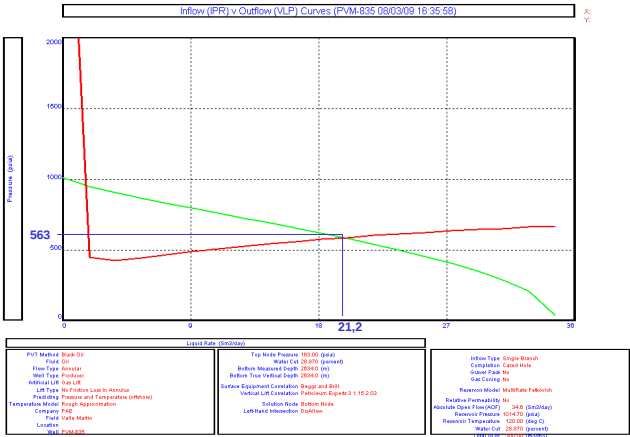


Figura N°7 Curva de Inflow y Outflow

Optimización aplicando Análisis Nodal

Aplicando el Análisis Nodal al sistema, y cada uno de los componentes que lo conforman, podemos identificar las oportunidades de aumentar la capacidad de entregar fluidos al pozo, por ejemplo como afecta la remoción de daño y/o pseudo daño sobre la producción del pozo, la sensibilidad de la presión del reservorio, como se puede observa en la figura N°8.

Se puede identificar las oportunidades en disminuir las restricciones en la capacidad de transportar los fluidos desde el fondo del pozo a superficie, por ejemplo analizar las variaciones de presiones de boca de pozo o presiones del separador en las instalaciones, diámetro de la línea de flujo, etc. En cada uno de los escenarios estudiados se debe determinar la curva de comportamiento ó de rendimiento del pozo del Gas Lift, realizando una segunda sensibilidad del volumen de gas de levantamiento a utilizar, esto permitirá seleccionar un volumen diario de inyección de gas para el escenario óptimo.

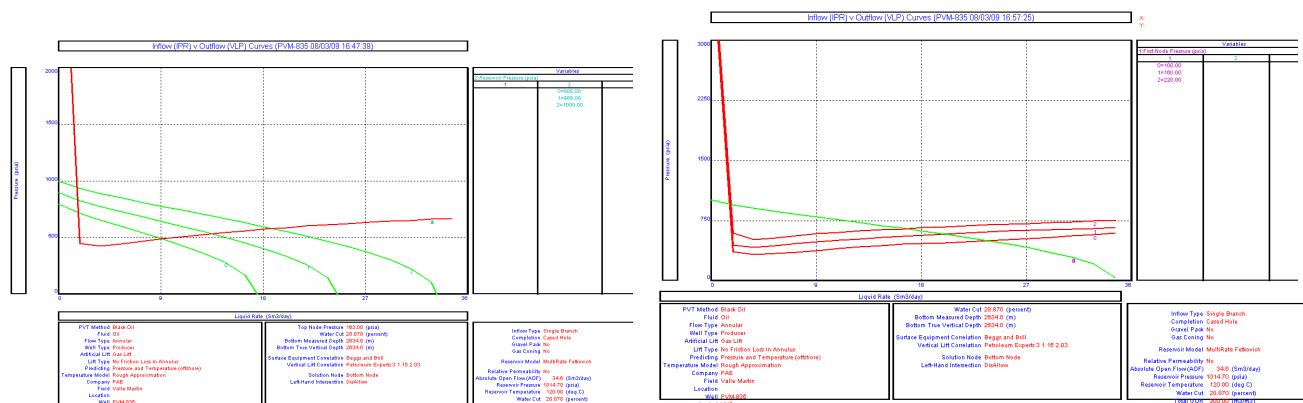


Figura N°8 Sensibilidad de Presión de reservorio y Sensibilidad de Presión de boca de pozo.

Como se puede observar en la figura N°9 existe un caudal de inyección de gas que maximiza la producción del pozo, los valores óptimos simulados deben luego ser contrastados con la producción real del pozo mediante ensayos de producción a distintos caudales de inyección, se observa la respuesta simulada para continuar con la optimización.

A medida que la producción del pozo declina a valores bajos de producción y la relación de gas inyectado con respecto al líquido producido se hace muy grande, la mejor opción es para optimizar la operación del pozo es hacerlo producir mediante Gas Lift Intermitente

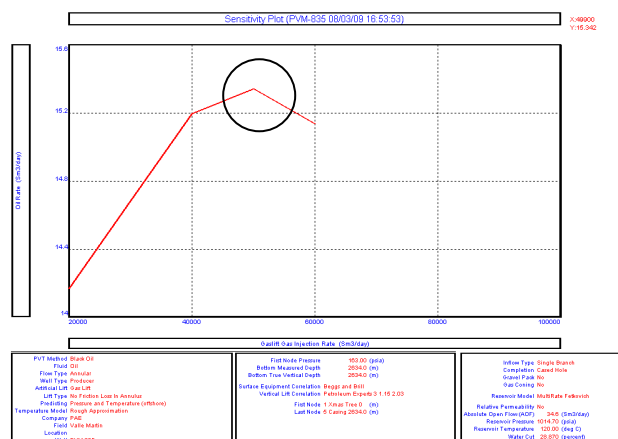


Figura N°9: Curva de performance del Gas Lift

Como resultado del análisis del sistema de producción, se generan varios escenarios en los cuales se realizan sensibilidades de diversas variables asociadas a Optimización de Producción, las variables de mayor relevancia son la profundidad de inyección, Presión de Inyección de gas disponible, y Caudal de Inyección de gas. Estos resultados aportan a la próxima etapa información de necesidades operativas, de presión, caudales de inyección y necesidades adicionales de facilities con el fin de alcanzar las condiciones óptimas de producción.

Simulación Red de Inyección de Gas Lift

A continuación se realiza una simulación de la red actual de inyección de Gas Lift del yacimiento tres picos, la cual permite obtener la capacidad máxima de caudal y presión de la red de inyección, analizar y evaluar las necesidades operativas para optimizar la producción obtenidas en la etapa anterior, y estudiar puntos débiles de la red y proyectar el crecimiento en varias zonas de interés.

El sistema actual de gas de inyección figura N°10, esta distribuido en 9 manifold de inyección, presión de inyección en cabecera entre un 68-73 Kg/cm² (medido en manifold distribuidor de gas lift Zorro).

Cantidad de Pozos con Instalación Gas Lift actual: 19 pozos (4 surgentes).

Esquema Red de GL

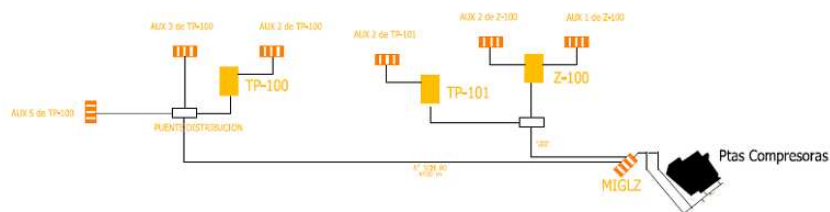


Figura N°10. Esquema de Red de Inyección de Gas Lift

El modelado del sistema contempla las planialtimetrías de los troncales principales de la red. Considera una operación en régimen permanente, utiliza la correlación de “Beggs & Brill” para simular el flujo multifásico por cañería. Temp. Gas 30°C, Coeficiente global de transferencia energía: $U=5 \text{ W/m}^2\text{K}$, El simulador no tiene en cuenta los condensables en la línea de inyección de gas. Condiciones de borde: Presión en cabecera: 70 Kg/cm² (Software Petroleum Expert, modulo GAP, para hacer un estudio de sensibilidad), como se muestra en la siguiente figura N°11, (La red actual esta demarcada con un color oscuro, las instalaciones con color gris o atenuadas algunas son instalaciones pasadas o simulaciones a evaluar)

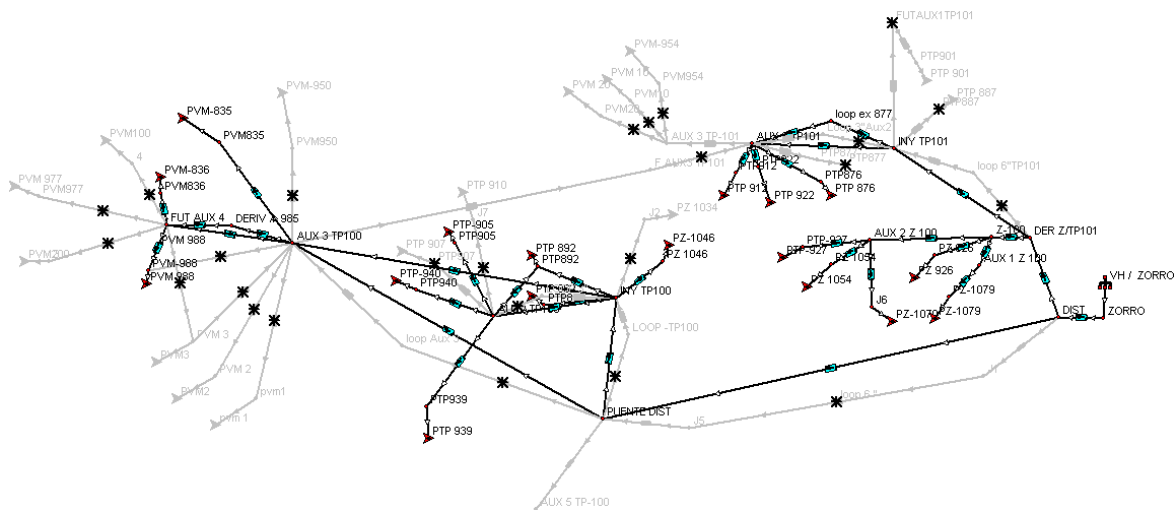


Figura N°11: Vista del simulador de la red de gas lift

La información de seguimiento se pueden visualizar en forma instantánea, dado que se cuenta en cada uno de los pozos con un monitoreo por telemetría figura N°12, donde podemos observar la presión de entrada, presión de salida y presión de producción. Con esta información se compara con los resultados de la simulación, para luego una vez que se tiene contrastado el estado actual realizar las diversas sensibilidades en la red.

TP100					
Pozo	Entrada (KG/CM)	Presión Entrada (PSI)	Salida (PSI)	Producción (PSI)	Comm
PTP-862	63.16	898.13	768.28	123.75	NORMAL
PTP-892	65.80	935.63	452.81	129.84	NORMAL
PTP-905	54.52	775.31	759.38	150	NORMAL
PTP-939	58.41	830.63	367.97	149.06	NORMAL
PTP-940	55.58	790.31	570.47	173.91	NORMAL
PZ-1046	58.77	835.78	623.44	165.94	NORMAL
PZ-929				130.31	NORMAL
VM100					
Pozo		Presión Entrada	Presión Salida	Presión Producción	Comm
PVM-835	63.5549	903.75	626.72	152.19	NORMAL
PVM-988				156.21	NORMAL
VM2					

Figura N°12 Monitoreo por telemetría de los Pozos en la red.

Como criterio general debemos tener en cuenta que se deben tener a disposición para inyección una presión mínima de 65 Kg./cm² en boca de pozo, por ello debemos tener en cuenta este valor para obtener los caudales máximos a la que podemos someter la red de gas lift .

A modo de ejemplo de simulación, y contraste con los valores reales medidos, se identificaron los puntos de inyección de muy baja inyección.

Como se puede observar en la figura N°13 los valores obtenidos reflejan el estado actual, donde se identifican puntos débiles en nuestra red, también veremos como estos valores mejoran con las nuevas instalaciones que se realizaran, y que se simularon previamente para alcanzar valores de inyección superiores y reforzar zonas con presiones bajas.

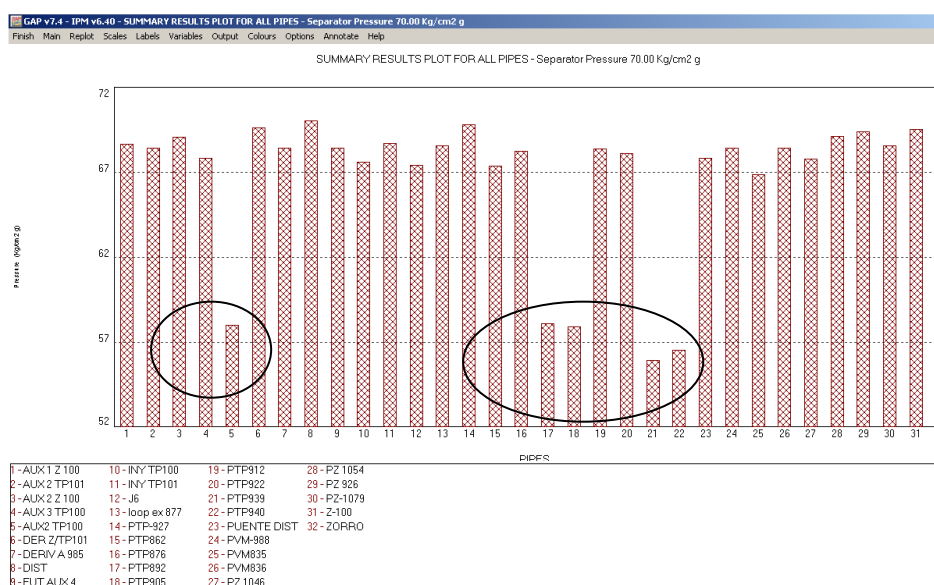


Figura N°13 Presiones de Inyección en Pozos y Manifolds

De acuerdo a las actividades planificadas, y evaluadas se realizo un tendido de un gasoducto de 6" entre manifold Distribuidor de Zorro al puente de derivación paralelo al actual gasoducto de 6" que une ambos puntos. Diámetro 6" sch. 80, Caudal: 300 Mm³/día (datos aprox. producción), P de inyección = 70 Kg./cm² (situación de mínima). Figura N°14.

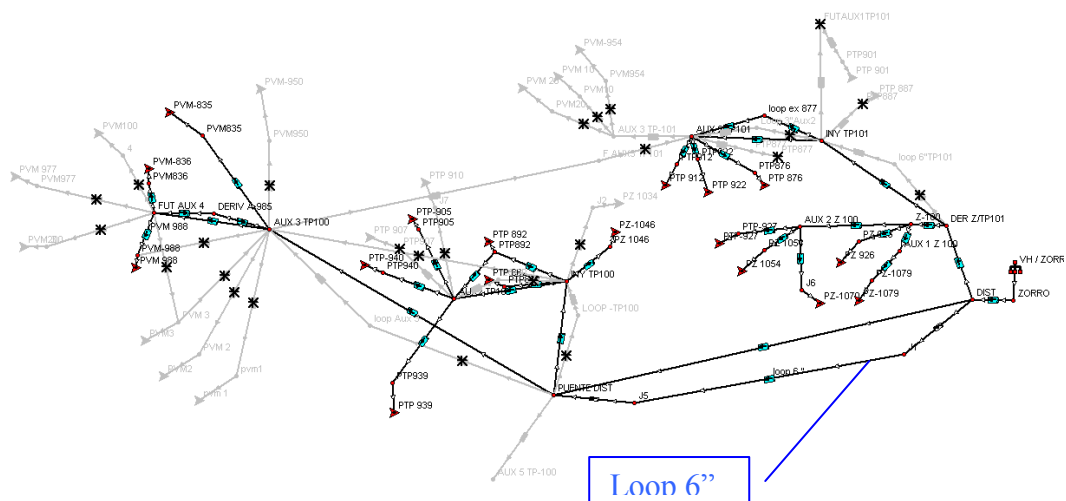


Figura N°14 Simulación de Red de Inyección de Gas Lift con el Loop 6''

Como se menciona anteriormente, nos anticipamos a la respuesta de la red con las nuevas instalaciones, cubriendo estos los mínimos para la operación normal y estable de inyección de gas lift como se observa en la figura N°15. También se realizaron sensibilidades por zonas para evaluar el potencial de cada una de ellas.

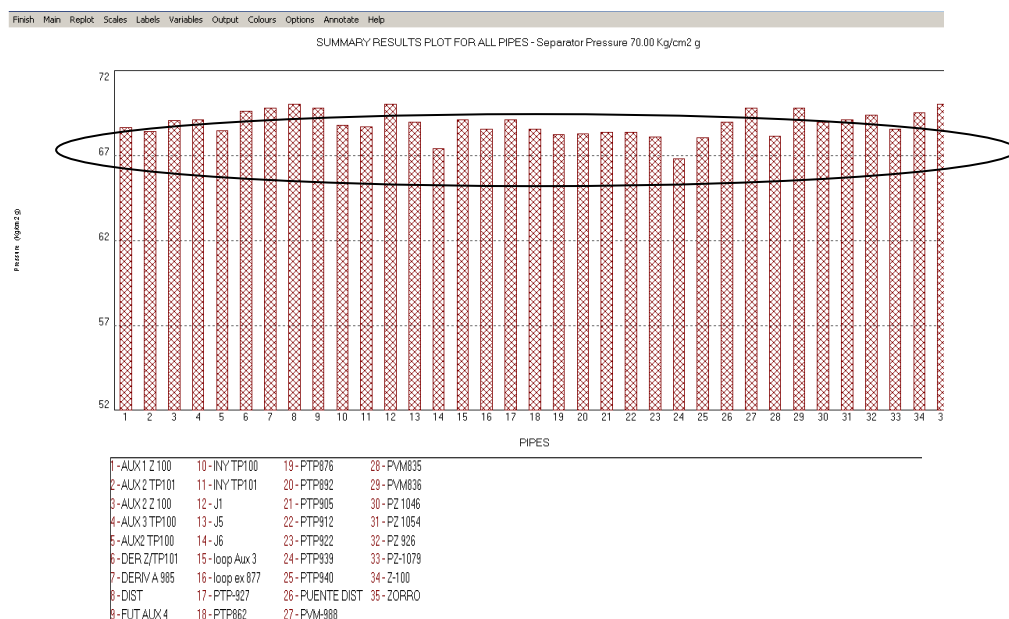


Figura N°15 Resultado de simulaciones de Presiones de Inyección en Pozos y Manifolds con las modificaciones del Loop 6''.

Conclusiones

El inicio de la aplicación de la metodología presentada, permitió dar los primeros pasos en el proceso de la optimización del sistema de producción, afianzando el análisis y actualización de la información en cada una de las etapas y proporcionando inteligencia al proceso.

Luego de haber consolidado estos pasos, se incorporo al análisis y planificación de actividades una Visión Estratégica en la optimización del sistema de producción de gas lift, logrando con ello alcanzar una óptima explotación de los pozos, adecuada evaluación de su potencial, en reservorios multicapas.

Del desarrollo de la planificación de actividades a corto y mediano plazo, se logro manejar de forma eficiente, en tiempo y disponibilidad, el gas de inyección reduciéndolo en un 25% (150 Mm³/d de gas) con adecuaciones y optimizaciones, permitiendo incorporar a la red de inyección en forma adecuada nuevos pozos adicionales a los previstos.

En cuanto a las necesidades de facilities detectadas para continuar con el desarrollo a mediano plazo, se menciona el loops de 6" que permitirá reducir pérdidas de cargas entre manifold de inyección y puente de distribución e incorporar en 200 Mm³/d de gas adicionales en ese ramal para alcanzar zonas más alejadas y zonas actualmente críticas por las presiones bajas que tienen.

Bibliografía.

- 1.- Beggs, H. "Production Optimization, Using Nodal Analysis". 1991.
- 2.- Brown, K. E. and Beggs, H., "The Technology of Artificial Lift Methods", Vol.1, PennWell, Tulsa, 1980.

- 3.- Dalsmo, M., E. Halvorsen and O. Slupphaug. Active feedback control of unstable wells at the brage field. 2002. Paper number:SPE 77650.
- 4.- Gilbert, W., "Flowing and Gas Lift Well Performance". API Drill. Prod. Practice, 1954.
- 5.- Golan, M. and C. H. Whitson. Well Performance. 2 ed.. Prentice Hall. New Jersey. 1991.