

Evolución del Sistema de Extracción por Gas Lift en un campo maduro

Ing. Fernando Tomas Cornejo – Email: fcornejo@pluspetrol.net

Ing. Lucas Nelson Echavarría – Email: lechavarría@pluspetrol.net

Ing. Germán Alvarez – Email: galvarez@pluspetrol.net

Empresa: Pluspetrol SA

Sinopsis

El Yacimiento Palmar Largo, ubicado en la provincia de Formosa, tiene una producción bruta de 6000 m³/d con un 95 % de agua. De los 15 pozos productores 9 poseen un Sistema de Extracción por Gas Lift, aportando el 80 % de la producción total.

El campo inició su explotación en el año 1984 y a partir del año 1996 comenzó a declinar, por lo que se hizo necesario recurrir a sistemas artificiales. Uno de los sistemas elegidos fue el Gas Lift, utilizado inicialmente en pozos satélites. En estos casos la compresión era remota, las presiones de descarga cercanas a 60 kg/cm² y los caudales de inyección de 15.000 m³/d.

Por las características de producción del campo y los buenos resultados observados, este sistema se fue incorporando en otros pozos hasta convertirse en el principal sistema de extracción del campo. En el año 2003 se profundizó el punto de inyección en un pozo utilizando presiones de descarga de 120 kg/cm².

Actualmente la compresión se centralizó en una Planta. Prácticamente todos los pozos trabajan con 120 kg/cm² de presión de kick off y un caudal total comprimido de 240.000 m³/d. Se lograron optimizar los diseños de los pozos, llevando las presiones y caudales de inyección al límite de los compresores. La Sala compresora también fue evolucionando en sus instalaciones (mediciones de caudal en Scada, caudalímetros individuales por pozo) y se montó una Planta de Tratamiento para acondicionar el gas de succión.

Como consecuencia del constante aumento del corte de agua del campo se hace necesario extraer elevados caudales de fluidos de producción para mantener la rentabilidad del yacimiento. Debido a ello y a que las condiciones actuales de gas lift llegaron a un límite, se analizaron las posibles alternativas para continuar con este sistema y aumentar dichos caudales.

Entre los proyectos propuestos está el de profundizar aún mas el punto de inyección utilizando presiones de kick off (pko) o arranque cercanas a los 200 kg/cm². Otra alternativa propuesta es la de producción por espacio anular, manteniendo las condiciones actuales de presión y caudal del gas de inyección.

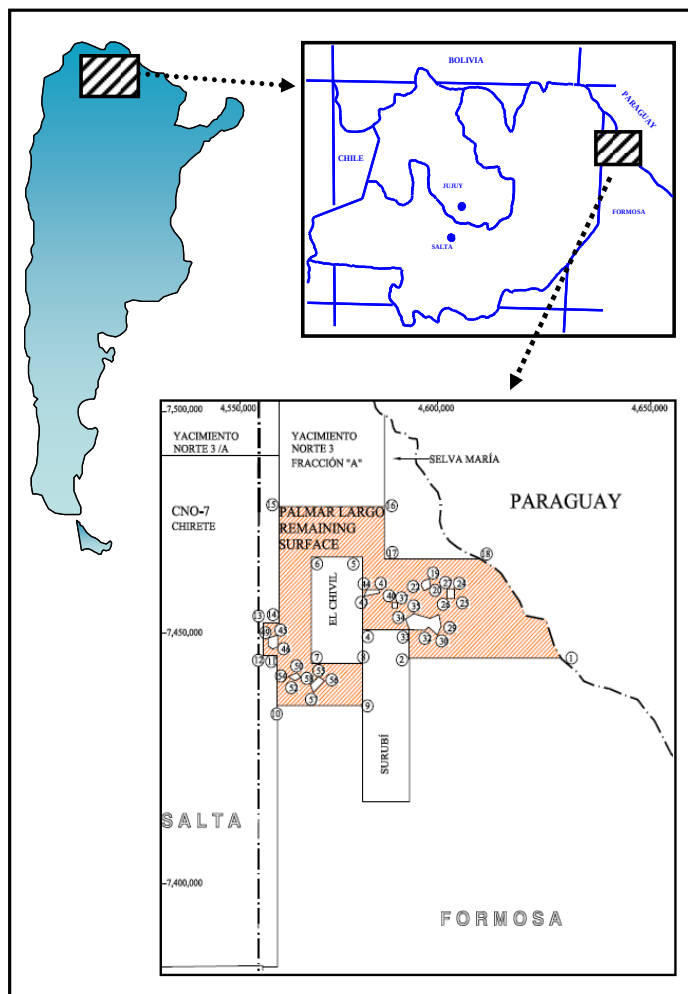
Introducción

El Yacimiento Palmar Largo es un campo productor de Petróleo subsaturado y se encuentra ubicado en el Cuenca Noroeste de la Republica Argentina al oeste de la provincia de Formosa.

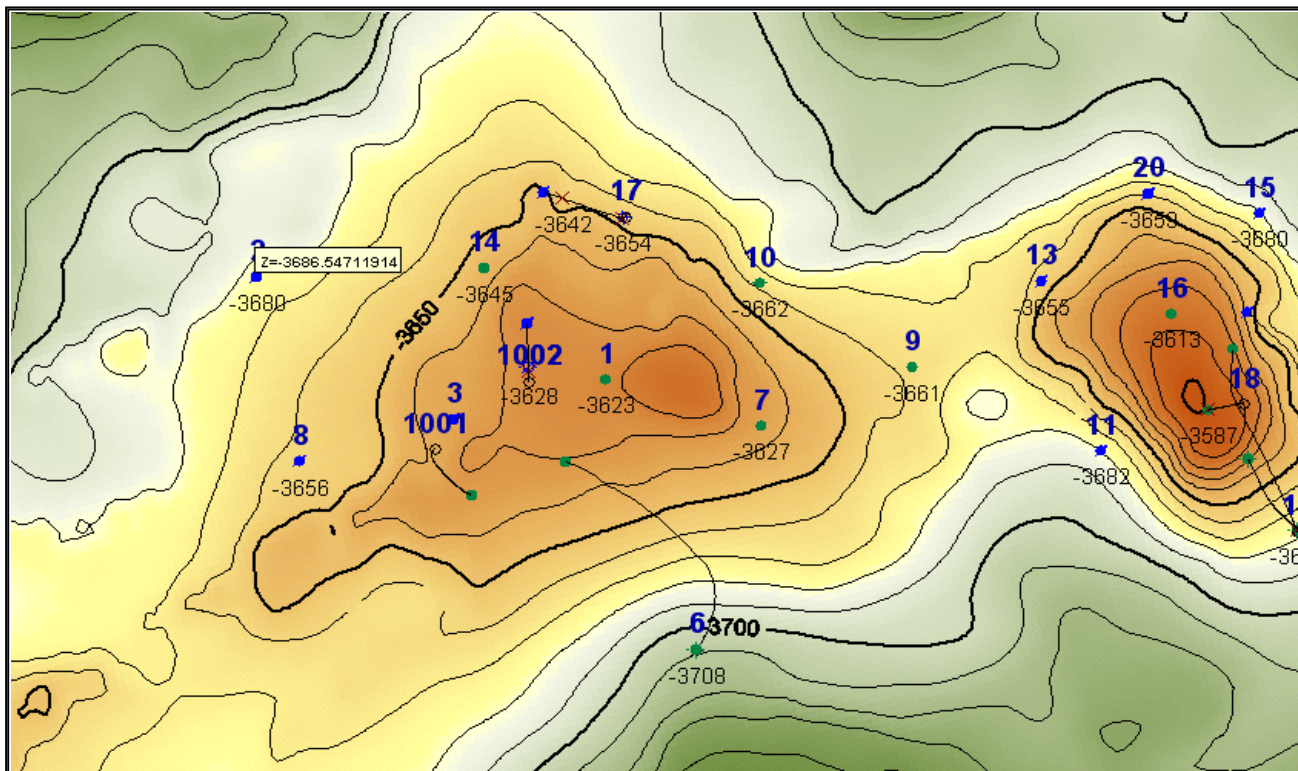
El campo inició sus actividades en el año 1984 y lleva acumulados a Dic 2009 25 MMm3 de fluidos de producción, de los cuales 7,1 MMm3 corresponden a petróleo.

El Yacimiento principalmente produce los fluidos que se encuentran naturalmente acumulados en Formación Palmar Largo que está compuesta por una mezcla de rocas volcánicas y sedimentarias (piroclásticas y epiclásticas). La denominación de Fm Palmar Largo luego de un estudio quedó restringida a al parte superior o Mb Vulcanoclástico (Cretácico superior y medio). La presencia de estas rocas fue detectada por primera vez con la perforación del pozo exploratorio YPF.PL.x-1 en este campo. Existen otros pocos pozos que producen de las areniscas de Fm Yacoraite (Mb Puesto Guardián y Mb Las Avispas).

El yacimiento esta compuesto por un domo central donde se encuentran los pozos productores más importantes, y por una serie de yacimientos satélites.



“Ubicación Geográfica”



“Estructura Central”

El principal mecanismo de drenaje de la estructura central es a través de empuje de agua por un acuífero de enormes dimensiones. La presión estática no sufrió grandes variaciones con la extracción de los fluidos de reservorio. La Pws original del campo era de 406 kg/cm² y actualmente la estructura central tiene un promedio de 365 kg/cm², lo cual se puede considerar como una disminución poco significativa si se tiene en cuenta el enorme volumen extraído.

Actualmente el Yacimiento tiene una producción bruta de 6000 m³/d con un 95 % de agua. De los 15 pozos productores, 9 se encuentran en la estructura central y poseen un Sistema de Extracción por Gas Lift, aportando el 80 % de la producción total.

En el año 1991 se llegó al pico de producción de petróleo y en año 1996, debido a la declinación del campo, se recurrió al uso de sistemas de extracción artificial. Los sistemas seleccionados fueron Bombeo Mecánico y Gas Lift, utilizado inicialmente en pozos satélites.

Para el caso del Gas Lift la compresión era remota, las presiones de descarga cercanas a 60 kg/cm² y los caudales de inyección de 15.000 m³/d.

Por las características de producción del campo y los buenos resultados observados, este sistema se fue incorporando en otros pozos hasta convertirse en el principal sistema de extracción del campo. En el año 2003 se profundizó el punto de inyección en un pozo utilizando presiones de descarga de 120 kg/cm².

Como consecuencia del constante aumento del corte de agua del campo se hace necesario extraer elevados caudales de fluidos de producción para mantener la rentabilidad del yacimiento. Debido a ello y a que las condiciones actuales de gas lift llegaron a un límite, se analizaron las posibles alternativas para continuar con este sistema y aumentar dichos caudales.

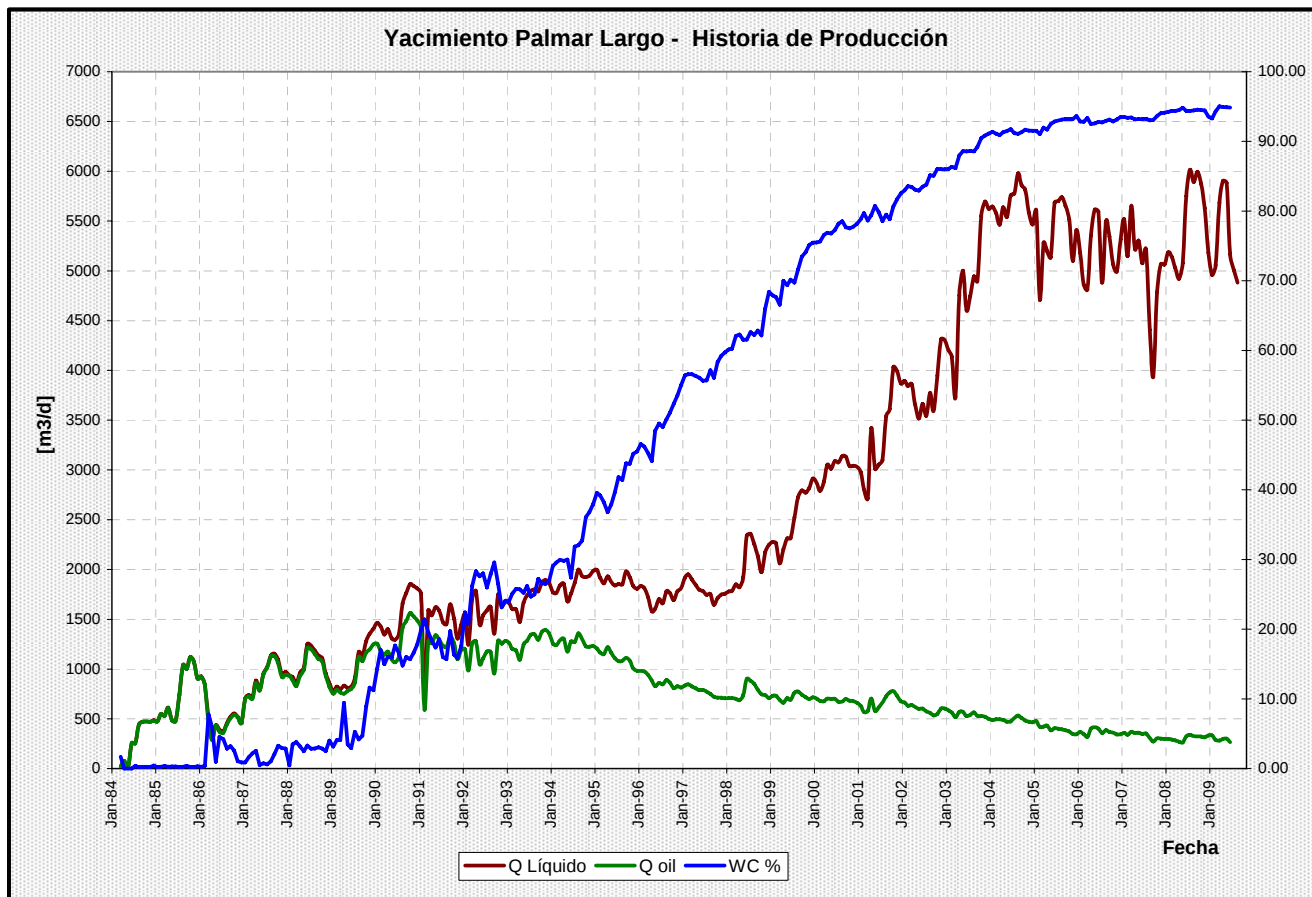
El presente trabajo tiene como objetivo mostrar como fue la evolución del Sistema de Extracción por Gas Lift en este campo, como se adaptó el yacimiento a las exigencias del sistema y cuales son los proyectos relacionados al mismo.

Desarrollo

Generalidades del Campo

Pozos en producción Efectiva	15
Pozos inyectoros	12
Distancia media entre pozos	500 / 600 m
Profundidad media	3.900 mbbp
Presión Original	406 Kg/cm ²
Presión actual promedio	365 Kg/cm ²
Densidad	0,806
° A.P.I.	44
Viscosidad	0,970 Cp
Temperatura fondo	182°C
Factor Volumétrico (Boi)	1.3048 m ³ /m ³
Gas Disuelto Original	134 m ³ /m ³

Historia de Producción Yacimiento Palmar Largo



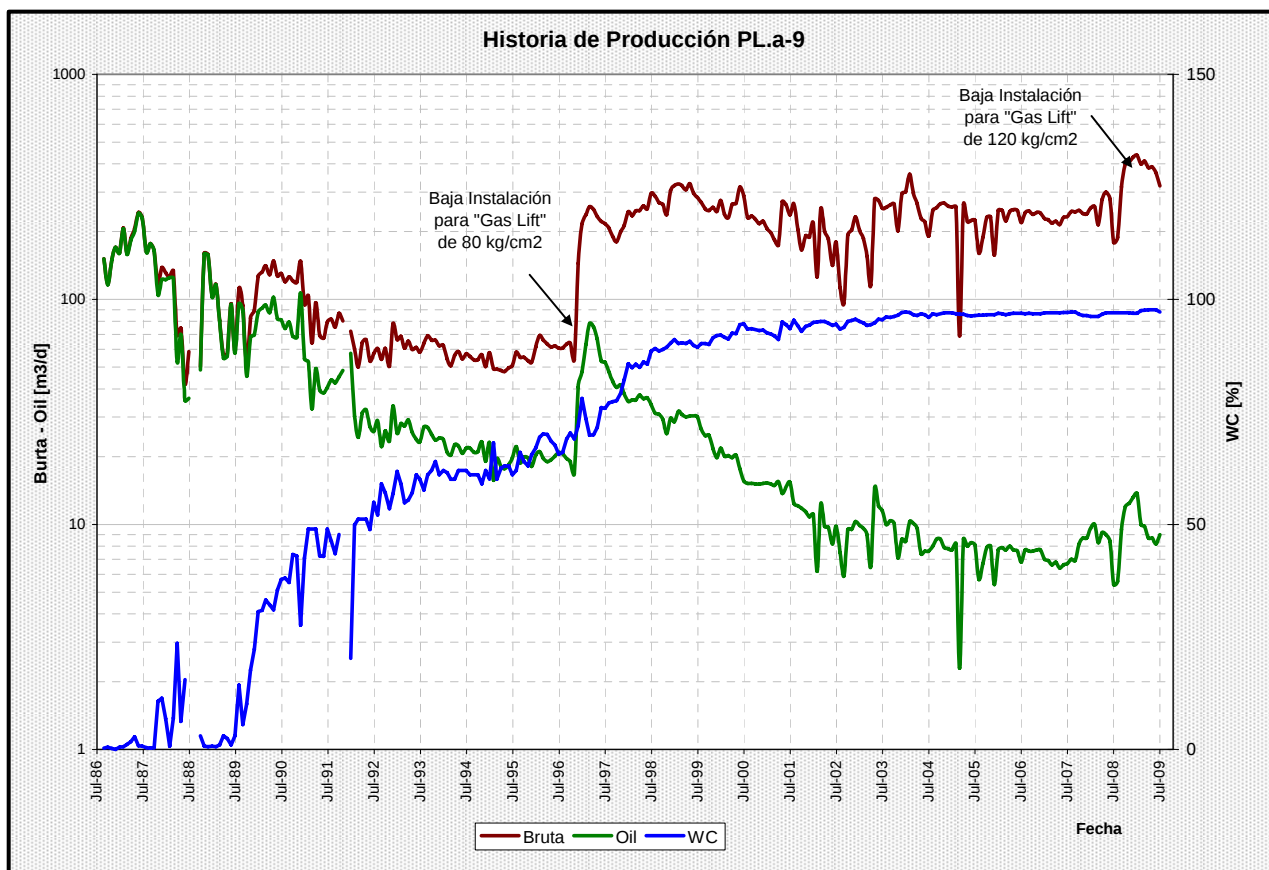
“Historia de Producción Yac. Palmar Largo”

El campo inicio su explotación con YPF en el año 1984 alcanzando una producción máxima de 1200 m³/d de petróleo a mediados del año 1988 con 12 pozos activos. El campo llega a tener productivos 22 pozos en el año 1992. A fines de ese año Pluspetrol toma la operación, y a partir del año 1996 como consecuencia de la declinación del campo, se incorporan sistemas artificiales de extracción.

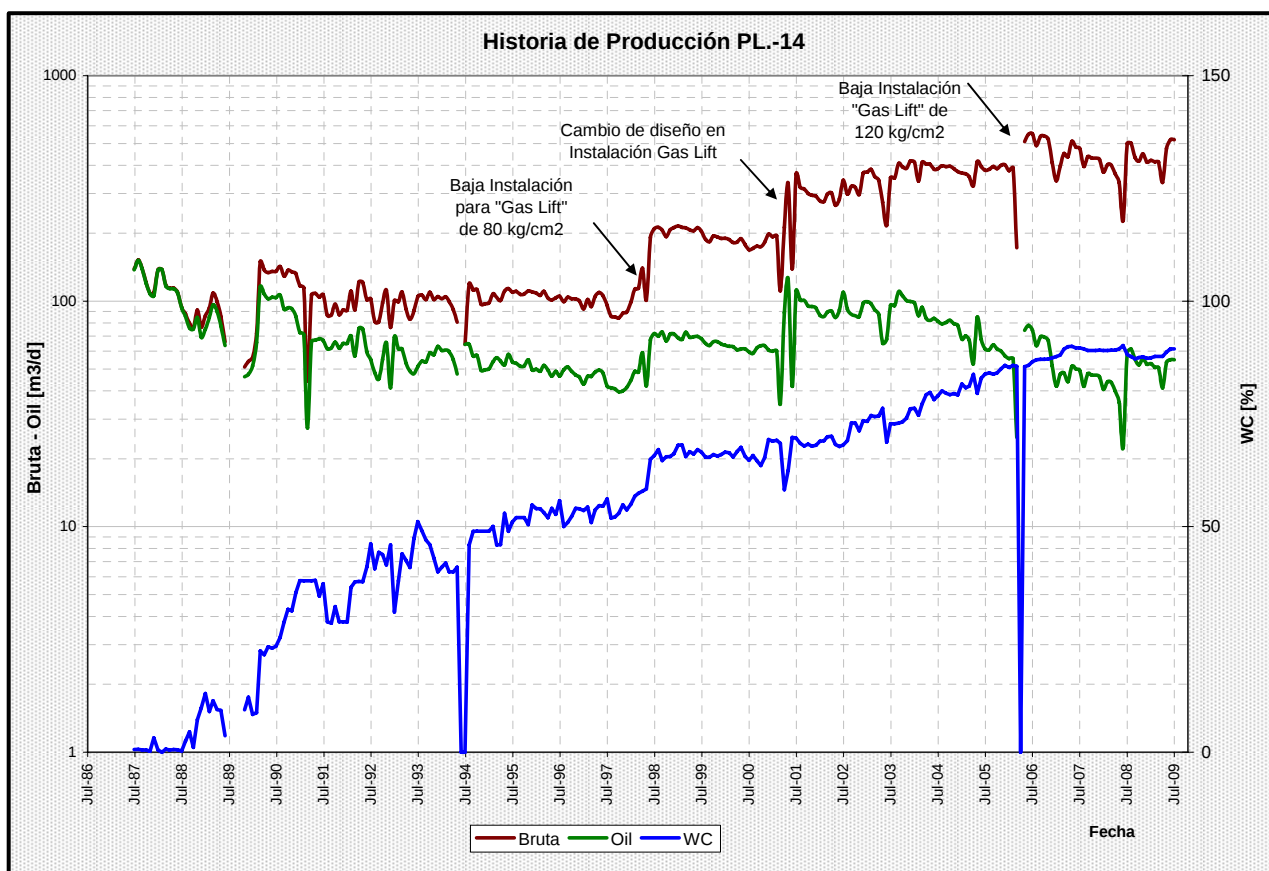
Uno de los sistemas elegidos fue el Gas Lift, utilizado inicialmente en un pozo de un yacimiento satélite (Cañada Rica). En este caso la compresión era remota, las presiones de descarga cercanas a 60 kg/cm² y los caudales de inyección de 10 - 15 Mm³/d.

En el mismo año 1996 se incorpora este sistema en tres pozos de la estructura central (PL.a-9, PL.a-12, PL.-10) y para el año 2002 ya estaban todos los pozos del área central trabajando con este sistema de extracción artificial.

Los pozos convertidos a gas lift demostraron ya en su inicio un buen comportamiento al sistema, aumentando su producción bruta un 100 - 500 %. El aumento del caudal de producción fue acompañado por un crecimiento en el corte de agua como se observa en las siguientes gráficas.



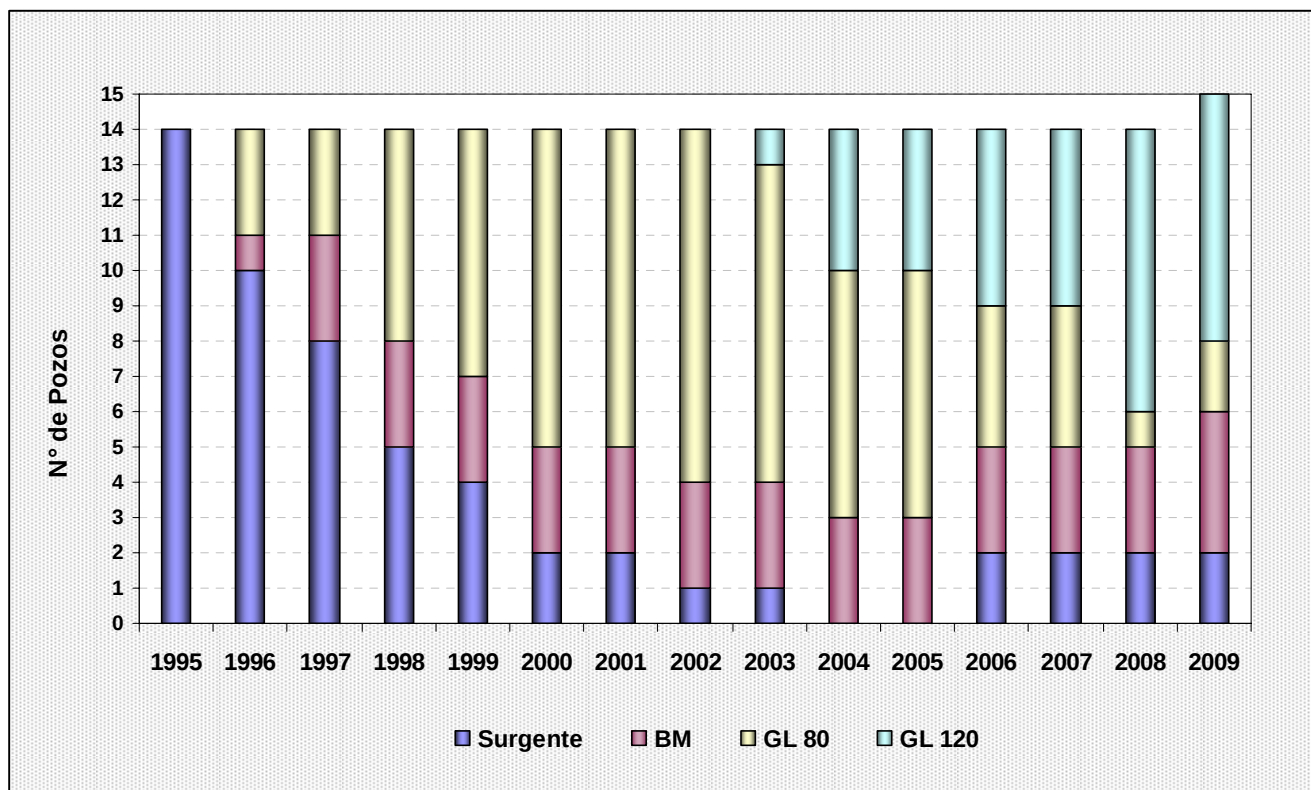
“Historia de Producción PL.a-9”



“Historia de Producción PL.-14”

El sistema por gas lift demostró ser un sistema adecuado para los requerimientos del campo, por lo que comenzó a incorporarse en más pozos a medida que la producción declinaba.

El siguiente gráfico muestra como se fue incorporando el sistema por Gas Lift a cada vez más pozos hasta ser el principal sistema de extracción.



“Conversión de pozos”

Esta evolución del sistema fue acompañada por un crecimiento en la potencia de compresión instalada, modificaciones en las facilities de batería, tendido de líneas de inyección adecuadas, mejoras en las armaduras de boca de pozo, etc.

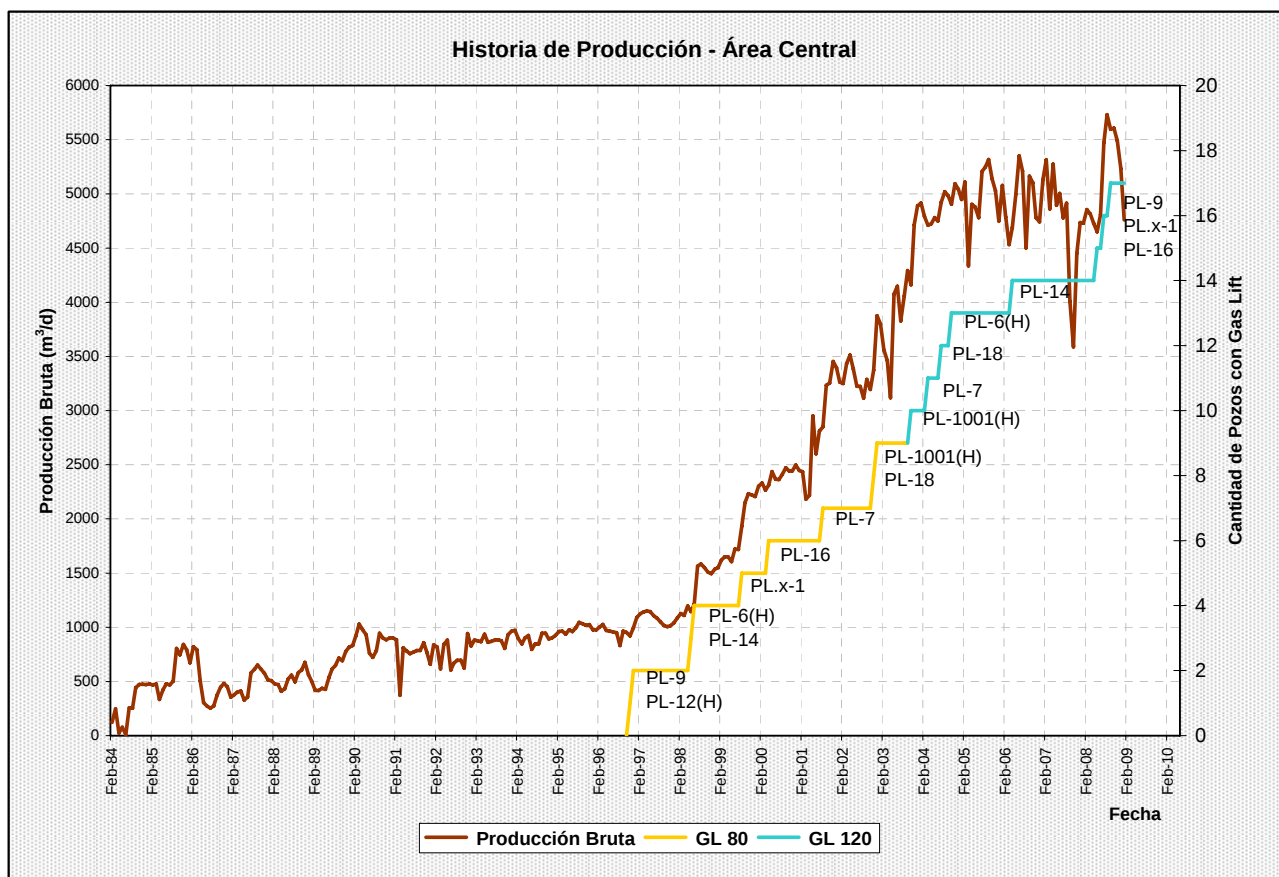
Presiones de Operación

Inicialmente la presión de arranque o kick off (presión con la cual se pone en marcha el pozo y con la cual se calcula la posición del 1° mandril) era de 80 kg/cm² y la presión de operación cercana a los 60 kg/cm². Los caudales de inyección entre 10 y 20 Mm³/d y la profundidad de inyección entre 1000 - 1400 mbbp.

Estos parámetros de inyección se mantuvieron desde el año 1996 hasta el año 2002 en que se convirtieron todos los pozos del área central a gas lift de media presión.

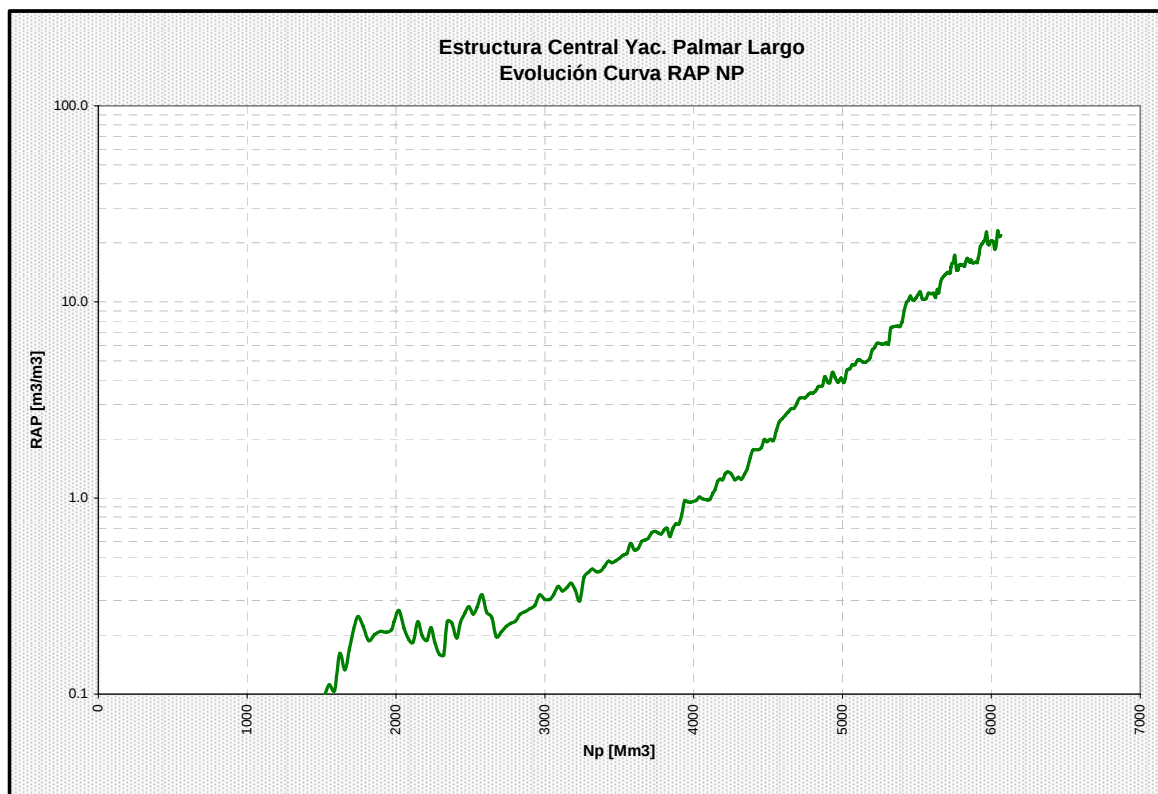
Durante estos años el campo obtuvo un know how sobre el sistema que le permitió en el año 2003 pasar a otro escalón de compresión y poder convertir el primer pozo a “Gas Lift de Alta Presión” utilizando una presión arranque de 120 kg/cm² para poder profundizar aún mas el punto de inyección.

El gráfico siguiente muestra la evolución en la incorporación de pozos a gas lift, inicialmente con presiones de 80 kg/cm² y luego con presiones de 120 kg/cm².



“Evolución en la producción bruta con la conversión de pozos a Gas Lift”

A medida que fue aumentando la producción con la conversión de pozos a Gas Lift, el corte de agua también fue creciendo pero a una tasa relativamente constante, como se pudo observar en la siguiente curva.



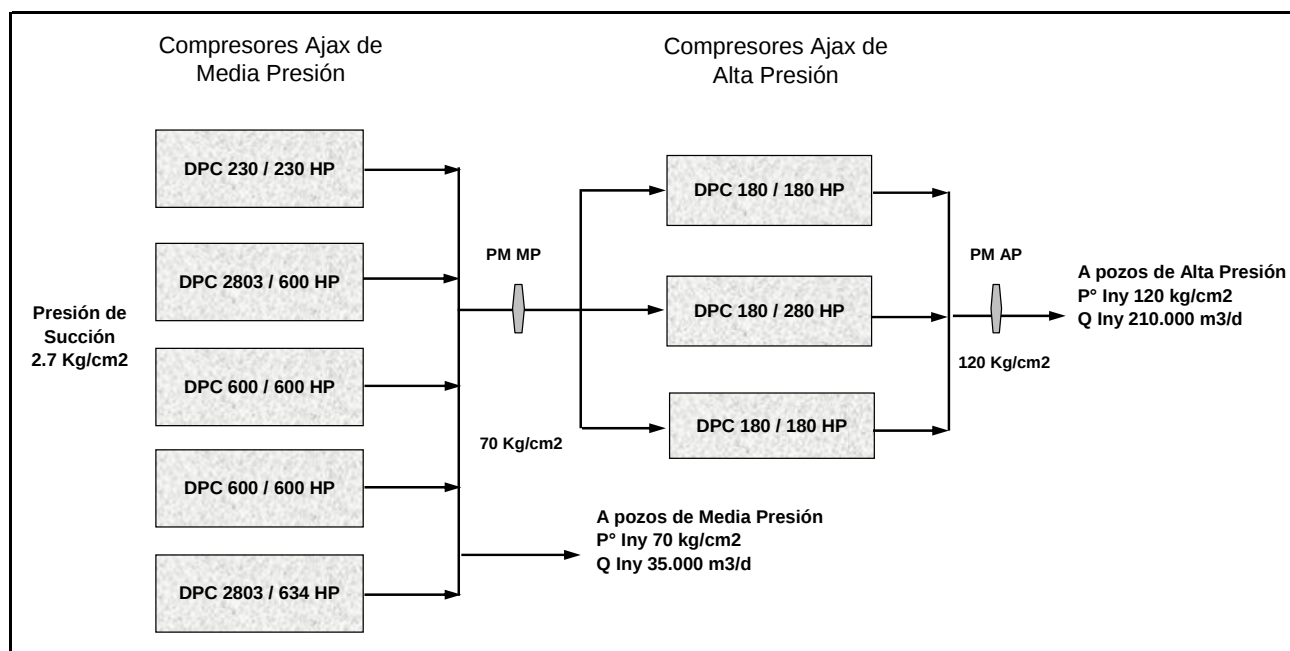
“Curva RAP-Np Área Central Palmar Largo”

Compresión de Gas

El primer compresor instalado fue un Fiat Pignone para un pozo de un yacimiento satélite. Se comprimía de manera remota y a un único pozo, con presiones de operación cercanas a 60 kg/cm². Luego comenzó la compresión en el área central con un pozo, y paulatinamente fue aumentando la compresión a más pozos.

Con el tiempo los compresores Fiat se desinstalaron y actualmente el parque de compresores en su totalidad son Ajax Cooper. Se montó una Sala de Compresión centralizada para toda la estructura principal.

Por la preponderancia que fue adquiriendo el sistema de extracción por gas lift, se comenzó a trabajar en la mejora de la performance de los equipos, la calidad del gas, seguridad de la sala y medición de gas.



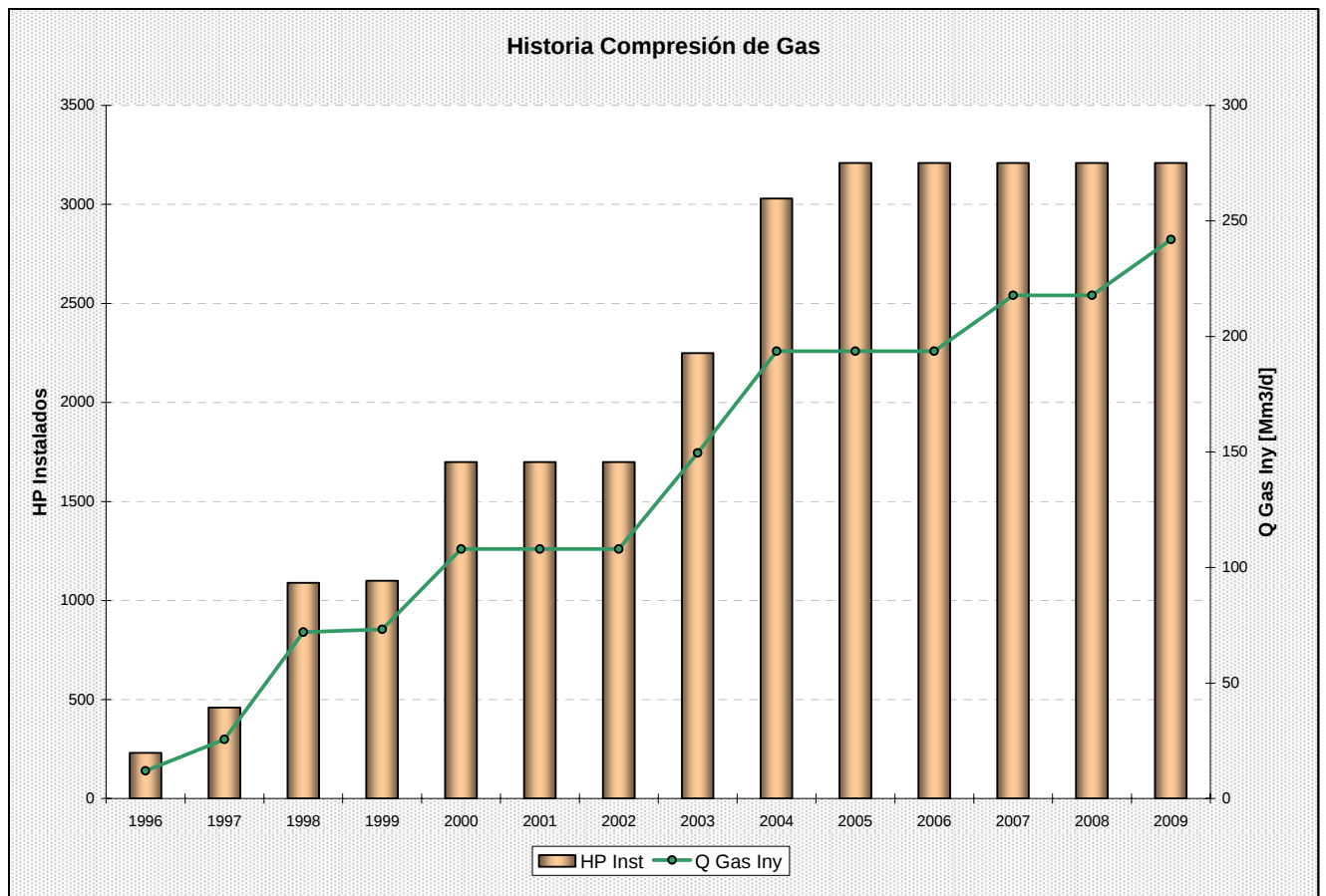
“Esquema Sala de Compresores”

Se instalaron puentes de medición fiscal para medir tanto el caudal de media presión como el de alta presión, y a su vez se mejoró la lectura individual por pozo con la incorporación de instrumentos de alta tecnología.

A la sala se le incorporaron detectores de llama y mezcla explosiva, se montó un sistema de adquisición de datos on line, se realizó un revamping de las líneas y modificaciones en los manifold de media y alta, se mejoró el control de las válvulas reguladoras de gas de succión y se incorporó un sistema de recolección de purgas. Estas y varias otras tareas mejoraron la performance aumentando el volumen del gas comprimido.

La gráfica siguiente muestra la evolución de potencia y se observa que en los últimos años no creció la potencia instalada, pero aún así aumentó el volumen de gas comprimido. Esto se debe a lo ya expuesto, pero también a que en el año 2008 se realizó un revamping en la planta de tratamiento de gas incorporando un sistema de refrigeración que permitió mejorar la calidad del gas a comprimir.

La nueva planta de frío incorporada permite tener un gas mas seco y en mejores condiciones para se comprimido. La cantidad de líquidos extraídos en las interetapas de los compresores es menor mejorando la eficiencia volumétrica de los equipos. A su vez disminuyeron las roturas de las válvulas de succión por presencia de líquidos, mejorando también la disponibilidad de los motocompresores.



“Evolución de Potencia de compresión instalada”

Generalidades del Sistema de Extracción por Gas Lift

En un campo nuevo la fuerza de empuje que desplaza al petróleo del yacimiento proviene de la energía natural de los fluidos comprimidos almacenados en el reservorio. En el momento que el pozo es puesto en producción esta energía comienza a liberarse. El potencial que hace que el pozo produzca es la reducción de presión entre el reservorio y el pozo. Si este gradiente de presión es suficientemente grande el pozo fluirá naturalmente a la superficie. Sin embargo, si se permite que la presión se equilibre entre el pozo y el reservorio, no habrá flujo y el pozo no producirá.

Cuando el potencial natural del yacimiento no alcanza para hacer que un pozo fluya a la superficie en volúmenes suficientes, la energía natural deberá ser suplementada por medios artificiales. Este suplemento se conoce como Extracción Artificial. En el caso del Yacimiento Palmar Largo, el principal Sistema de Extracción Artificial utilizado es el Gas Lift.

Descripción

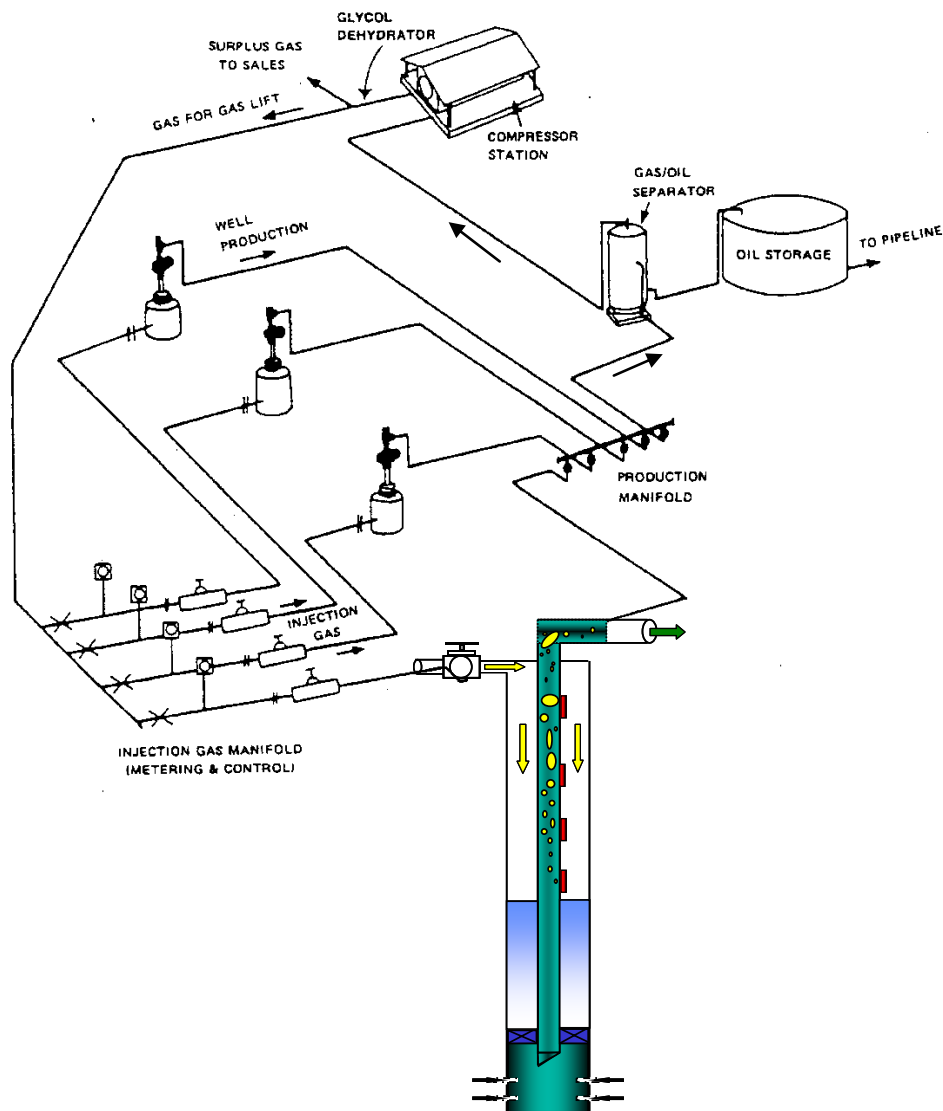
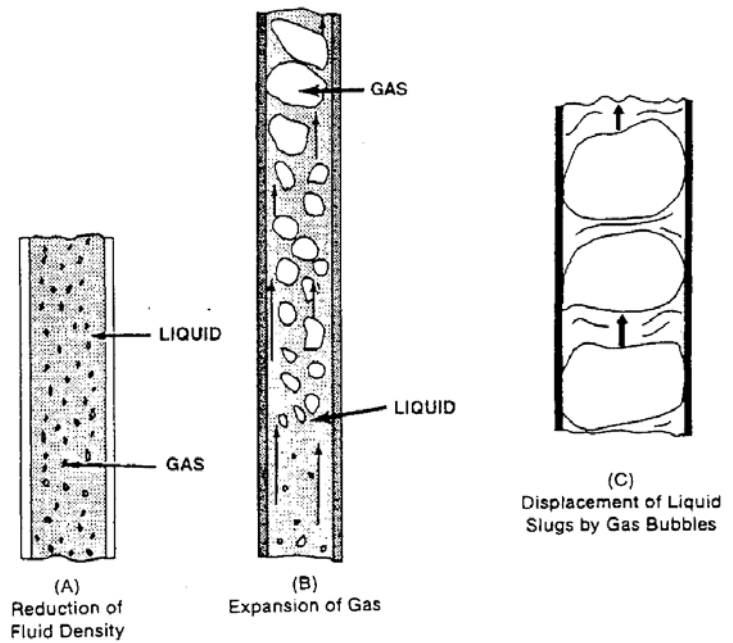
El sistema de extracción por Gas Lift es un método que utiliza la inyección de gas a alta presión dentro de la tubería de producción, el cual se une al fluido de producción para permitir la extracción a través de los siguientes procesos (ver Figura):

- Reducción de la densidad de los fluidos y el peso de la columna (aumento de la relación Gas/ Líquido).
- Expansión del gas inyectado empujando así el líquido hasta la boca de pozo.
- Desplazamiento de tacos de líquido por grandes burbujas de gas actuando como pistones.

Una de las consideraciones fundamentales en la elección de un sistema a gas lift ya sea para un pozo o grupo de pozos, es la disponibilidad y el costo del gas comprimido.

El gas es inyectado continuamente en el tubing de producción a una profundidad determinada dependiendo de la presión de descarga de los compresores instalados. La mezcla del gas inyectado con el fluido producido por el pozo provoca una disminución en la densidad del perfil del gradiente dinámico de presión (GDP) desde el punto de inyección hasta la superficie. Esta disminución del GDP baja la presión dinámica de fluencia en el fondo del pozo.

Los sistemas de gas lift se diseñan para recircular el gas utilizado. El gas a baja presión proveniente de los separadores de producción es comprimido y reinyectado dentro del pozo. Este circuito cerrado se ilustra en la siguiente figura.



“Circuito de un Sistema de Gas Lift”

Ventajas y Limitaciones del Gas Lift

Ventajas

- El costo inicial de los equipos de subsuelo es generalmente menor que en otros sistemas de extracción.
- Tiene mayor flexibilidad que otras formas de extracción. Las instalaciones pueden ser diseñadas para extraer inicialmente desde niveles cercanos a la superficie y hasta profundidades cercanas al fondo en el momento de agotamiento del yacimiento. Además se adecua para extraer desde pocos a cientos de metros cúbicos diarios de fluido.
- Tiene un excelente manejo de gas y un buen manejo de sólidos.
- Con materiales apropiados aplica también en la extracción de fluidos corrosivos.
- Aplica para todo tipo de pozos, sean verticales o desviados.
- Posee pocas partes móviles, con lo cual su mantenimiento es menor y su duración en el pozo mayor, en comparación con otros métodos de extracción.
- Los costos de operación son generalmente mucho menores que otros tipos de extracción, particularmente a grandes profundidades.
- Gas Lift es ideal para suplementar el gas de formación en pozos con moderadas relaciones de gas petróleo (GOR).
- Las válvulas de gas lift se pueden reemplazar sin ahogar el pozo o sin sacar el tubing. El servicio es con Wireline o Slick line.
- El principal equipamiento para la inyección de gas está en la superficie (compresor de gas) donde puede ser fácilmente inspeccionado, reparado y mantenido. Requiere muy poco espacio para su instalación.

Limitaciones

- Elevada inversión inicial en compresión. El sistema por Gas Lift requiere en un inicio un mayor tiempo de instalación y preparación que unidades de extracción individuales.
- Es indispensable que haya suficiente gas disponible. En algunos casos se puede utilizar aire, gases de escape o nitrógeno, pero estos son más costosos y más difíciles de manejar que el gas natural producido localmente.
- Posee una baja eficiencia de 10 – 30 %.
- Debido a la inversión inicial de compresión no es tan rentable si se trata de un único pozo.
- Si el campo posee pozos muy alejados, probablemente limite el uso de una planta compresora centralizada.
- Gases corrosivos pueden incrementar el costo de operación y será necesario para estos casos realizar un tratamiento adecuado para extraer estos componentes.
- El gas a comprimir previamente debe ser tratado para extraer productos condensables como ser hidrocarburos y agua, evitando así la formación de hidratos y mejorar a su vez la eficiencia en la compresión.

Gas Lift Continuo con Válvulas Operadas por la Presión de Inyección

La operación más efectiva de una instalación de Gas Lift depende de un apropiado diseño y selección de válvulas, del espaciamiento de las válvulas y de las técnicas utilizadas para determinar la presión de calibración.

El gas lift continuo es similar a la fluencia natural de un pozo. Si graficamos la presión vs. profundidad del pozo, podremos representar un gradiente de fluencia en la que se evidencian dos zonas. La primer parte de la curva representa la relación gas líquido de la formación desde la profundidad de los punzados hasta la profundidad del punto de inyección de gas, y la segunda porción de la curva (mas liviana) representa la relación gas líquido del pozo (incluye el volumen de gas inyectado).

El gas lift continuo como sistema de extracción se lo recomienda para las siguientes aplicaciones:

- Pozos de elevada capacidad productiva.
- Para pozos donde la presión de fondo está influenciada por la inyección de agua o por el empuje de un acuífero.
- Para pozos con RGL (Relación Gas Líquido) no muy elevada.
- Para pozos desviados u horizontales.
- Para pozos con tubing o casing de pequeño diámetro que no permitan otro sistema de extracción.

Resumen Rango de Aplicación

	Rango	Máximo	Yac. Palmar Largo
Profundidad de Operación	500 - 3000 mts	5000 mts	1000 - 2200 mts
Rango de Caudal	15 - 1500 m3/d	4800 m3/d	400 - 1200 m3/d
Temperatura de operación	50 - 160° C	240° C	180°C fondo de pozo 110 – 140 ° C bp
Desviación	0 - 50°	70°	-

Fluidos corrosivos	Muy buena con materiales apropiados	Medio
Manejo de gas	Excelente	GOR 134 m3/m3
Manejo de sólidos	Bueno	Baja cantidad
Gravedad específica	>15 °API	44 °API
Servicio de fondo	Wireline o Slickline	SL
Energía / Sistema	Compresor	Compresor
Aplicaciones offshore	Excelente	-
Eficiencia	10% - 30%	-
Razón Gas Líquido (GLR)	< 260 m3/m3	10 – 70 m3/m3

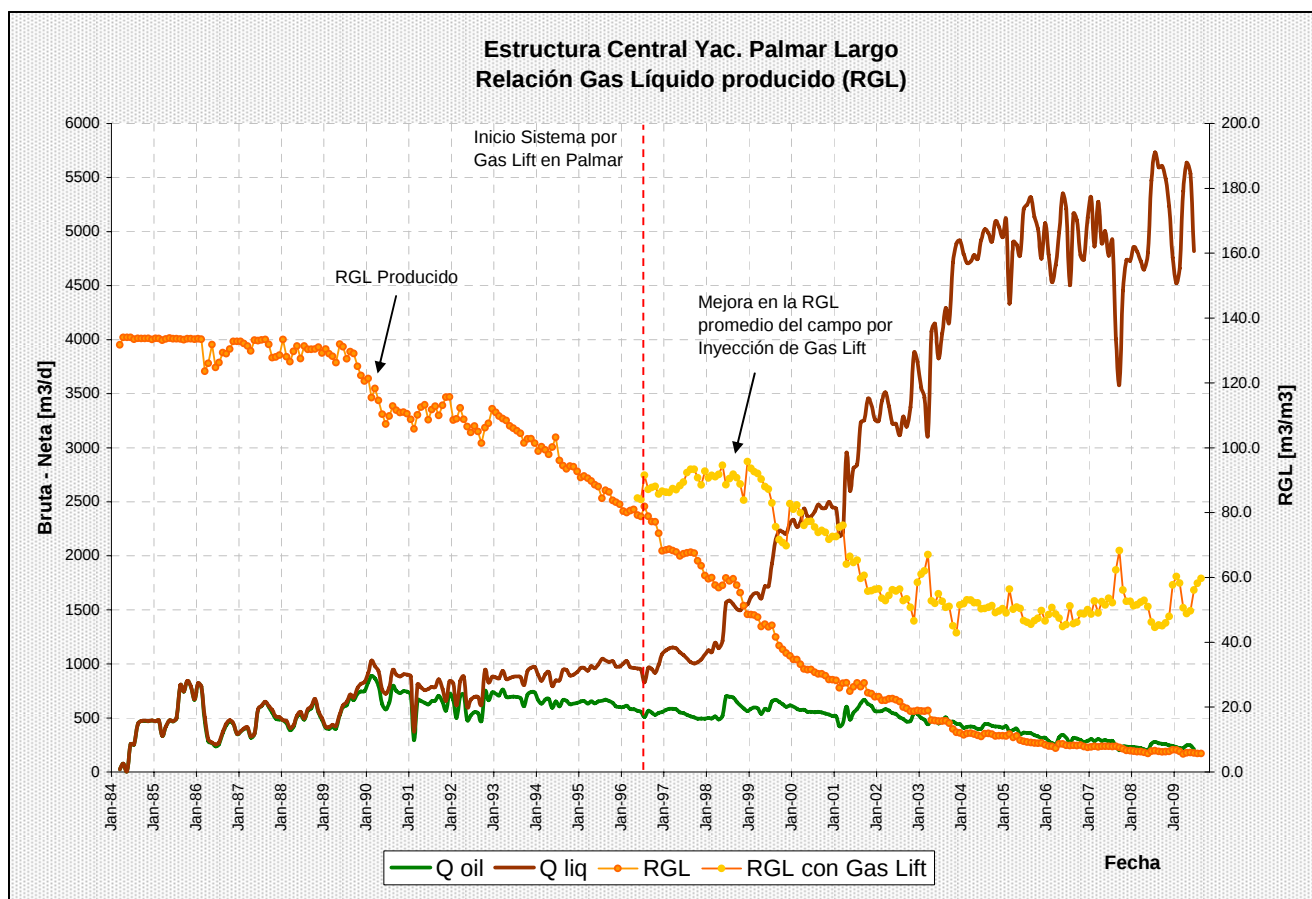
Parámetros de Aplicación del Sistema por Gas Lift en Palmar Largo

Relación Gas Líquido (RGL)

Los pozos de Palmar Largo poseen una RGL baja. Esto se debe a la disminución del gas producido como consecuencia del menor volumen de neta, y a su vez al aumento del volumen de líquidos producidos. Por ello la RGL producida disminuye a medida que el campo aumenta el caudal de líquidos producidos acompañado de un crecimiento en el % de corte de agua, tal como se observa en la Fig. “Relación Gas Líquido”.

La inyección de gas lift aumenta la RGL ya que se suma al gas producido el gas inyectado dentro de la tubería, obteniendo así una mejora en el caudal de producción por disminución de densidad de fluidos y peso de columna.

Este sistema no es adecuado para pozos que ya poseen RGL elevadas ya que la contribución que tiene la inyección del gas lift sobre las pérdidas por fricción en la tubería de producción es muy grande generando un efecto negativo en la producción.



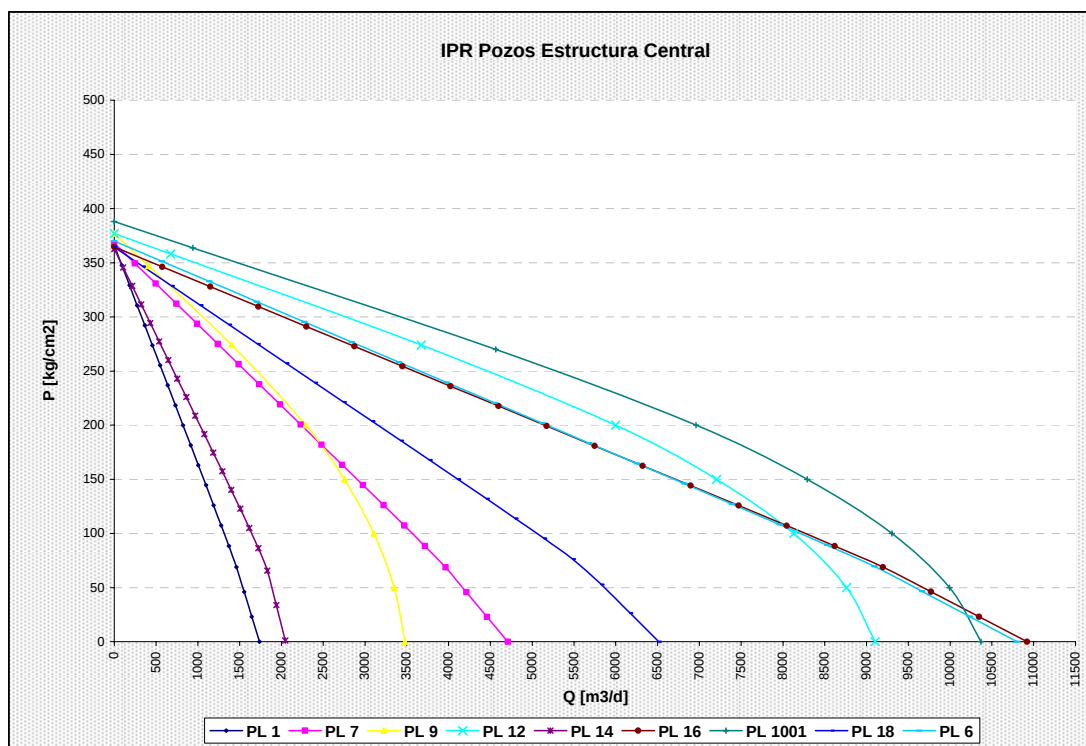
“Relación Gas Líquido”

Índice de Productividad (IP) / Gradientes dinámicos

Las curvas de Inflow Performan Relationship (IPR) de Palmar poseen un índice de productividad elevado, lo cual favorece notablemente a las aceleraciones de pozo con gas lift, ya que una leve disminución de la Presión dinámica de fondo genera un gran aumento del caudal producido.

Es de fundamental importancia para el correcto funcionamiento del gas lift, el seguimiento de los pozos a través de mediciones de gradientes dinámicos de fluencia de presión y temperatura (GDP – GDT) acompañados de sus respectivos controles.

Hay que tener en cuenta que los diseños de



“Curvas IPR pozos Área Central Palmar

las instalaciones de subsuperficie (diámetros de tubería de producción, profundidad de mandriles, calibraciones de válvulas) se hacen para la condiciones de producción del pozo que tiene al momento del cálculo.

Estos parámetros de producción no se mantienen constantes, sino que por el contrario cambian con el tiempo a medida que el campo declina.

En Palmar Largo a mediados del año 96 cuando se inicia la incorporación del sistema de extracción por gas lift, el corte de agua era de aproximadamente 50 %. Con la aceleración del campo el corte de agua fue aumentando y actualmente es de 95 %.

Este aumento en la producción de agua genera columnas mas pesadas de los fluidos en la tubería de producción.

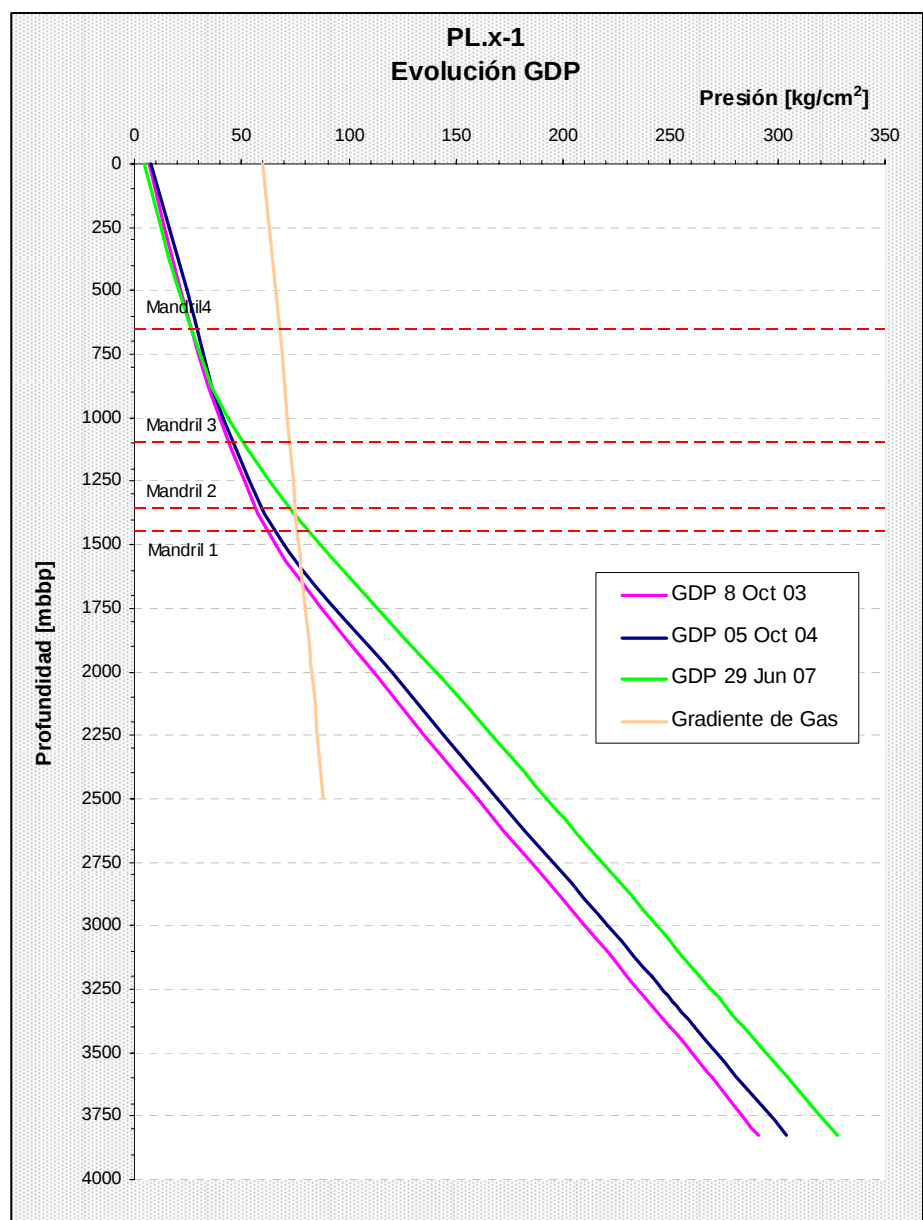
En el gráfico se observa como el gradiente en el pozo PL.x-1 se fue haciendo cada vez más pesado, disminuyendo la presión dinámica de fondo con su consecuente disminución en la producción. Se observa que en el año 07 no se pudo alcanzar el mismo punto de inyección que tenía años anteriores.

Esta evidencia permite cambiar el diseño del gas lift. Ya sea cambiando las profundidades de los mandriles, los diámetros de las cañerías de producción o cambiando los parámetros de inyección.

En este pozo en el año 2008 se cambió la instalación de gas lift para operarlo con una presión de arranque de 120 kg/cm².

Los gradientes dinámicos de temperatura permiten conocer con más precisión cual es el punto de inyección.

Se realizan mediciones metros abajo y metros arriba de cada mandril y se observa si hay un cambio de temperatura. En el caso que hubiera, ello indica que hay ingreso de gas por ese mandril el cual produce un enfriamiento de los fluidos de producción.



Análisis Nodal / Sistema IPR – VLP (Vertical Lift Performance)

Durante la vida productiva de los pozos las instalaciones de fondo fueron cambiando con el objetivo de optimizar el sistema. La conveniencia o no de estos cambios se hace realizando un análisis nodal a profundidad media de punzados.

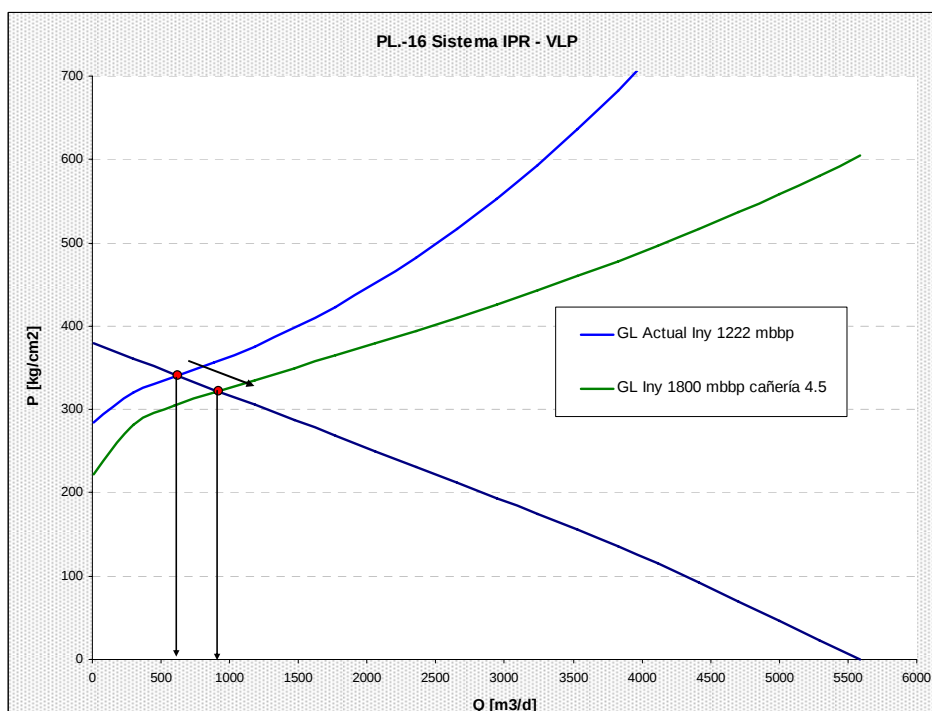
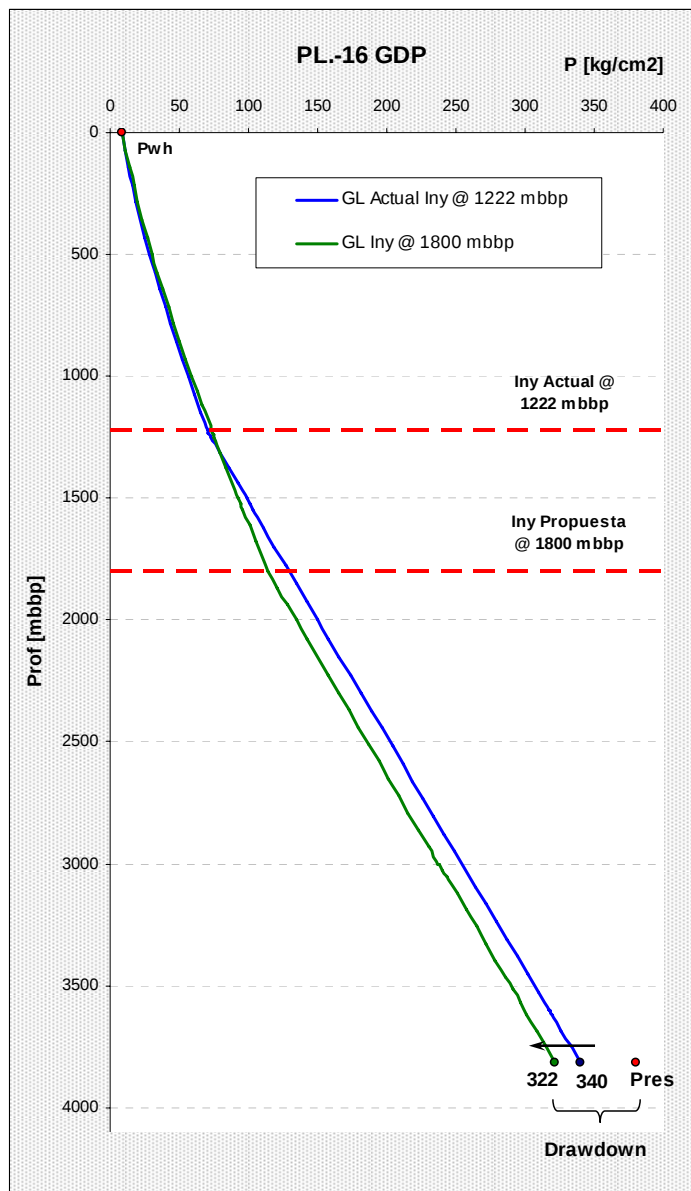
Con respecto a los pozos del área central, inicialmente las tuberías de producción eran 2 7/8", luego 3.5" y actualmente por lo grandes volúmenes de producción la mayoría posee 4.5" o combinada. Además también fueron cambiando las profundidades de los mandriles de gas lift y además los parámetros de inyección.

El análisis nodal se realiza utilizando un software para modelar y simular los pozos. Se cargan datos de PVT del fluido, instalaciones de pozo y luego se los calibra y ajusta con mediciones de presiones de fluencia y caudales.

Los modelos calibrados se utilizan para evaluar distintas configuraciones en las instalaciones de fondo.

Para el año 2010 se prevé para el pozo PL.16 profundizar el punto de inyección utilizando tubería de producción de 4.5" diámetro hasta los 1800 mbbp.

El gradiente dinámico de fluencia simulado a la condición futura muestra como mejora el gradiente por efecto combinado de profundizar el punto de inyección e inyectar más caudal de gas.



Se observa en la gráfica IPR VLP el nuevo punto de funcionamiento del sistema.

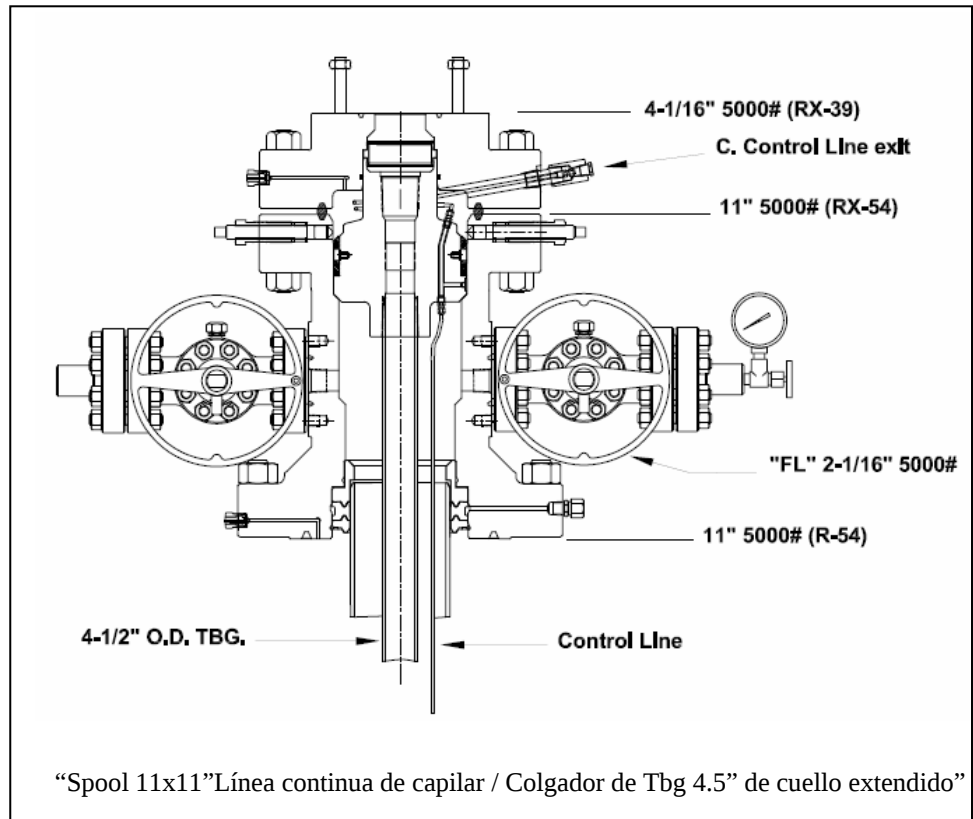
Este punto corresponde a la intersección de la IPR con la curva VLP simulada para la condición futura, la cual evidencia mejores condiciones de fricción con un consecuente aumento en el caudal de producción.

Incrustaciones someras

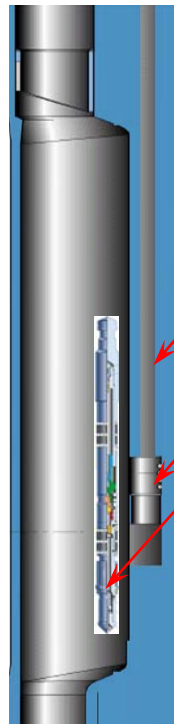
Una de las dificultades que afronta la operación del campo, es el control de incrustaciones de Carbonato de Calcio (CaCO_3) someras en la tubería de producción.

Como es sabido, bajo ciertas condiciones físicas el fluido mantiene en solución una cantidad de este soluto establecida por el límite de solubilidad, que una vez superado estos componentes abandonan la solución en forma de sólidos, manteniéndose en suspensión o depositándose en el sistema.

En los pozos de la estructura central, por las condiciones de temperatura y presión del perfil de producción, las incrustaciones de carbonato se depositan principalmente en los primeros 300 mbbp.



Inicialmente la forma de limpieza era a través de los trabajos convencionales con equipo de alambre. A medida que los pozos fueron acelerándose aumentando el caudal de producción, el costo y dificultad de estos trabajos fue creciendo. Para mejorar esta situación se desarrolló un sistema de inyección de inhibidores de incrustación a través de un capilar que inyecta por un mandril a 300 mbbp. Se desarrolló un Spool en cabeza de pozo que permita el pasaje de la línea capilar continua hasta el mandril de inyección de químicos.



Equipo de Profundidad

- Tubo Capilar de $\frac{1}{4}$ " OD. Acero Inoxidable Presión Máx. de Trabajo 8300 psi. Longitud 300 m
- Conexión Lateral $\frac{1}{2}$ " NPT + Check Valve
- Válvula de Inyección de Químicos de 1" OD
- Zunchos y clips de AISI 316
- Protector de Capilar para Cuplas de 4 $\frac{1}{2}$ "

“Equipamiento de subsuperficie para Inyección de Químicos”

Nuevos Proyectos

Como consecuencia del constante aumento del corte de agua del campo se hace necesario extraer elevados caudales de fluidos de producción para mantener la rentabilidad del yacimiento. Debido a ello y a que las condiciones actuales de gas lift llegaron a un límite, se analizaron las posibles alternativas para continuar con este sistema y aumentar dichos caudales.

Entre los proyectos propuestos está el de profundizar aún mas el punto de inyección utilizando presiones de kick off cercanas a los 200 kg/cm². Otra alternativa propuesta es la de producción por espacio anular, manteniendo las condiciones actuales de presión y caudal del gas de inyección.

1. Gas Lift Anular (GLA) – Pozo PL.a-6(H)

Objetivo

- Aumentar el caudal de bruta produciendo el pozo por el Espacio Anular.
- Utilizar la misma tubería de producción cambiando los mandriles para inyectar gas por directa.
- Inyección de gas a la misma presión que la actual (pko 120 kg/cm²).

Para el año 2010 se realizará una prueba piloto en el pozo PL.a-6(H) y se lo producirá por espacio anular. Manteniendo las condiciones actuales de inyección que tiene el pozo, en cuanto a presión de arranque y caudal inyectado, se cambiará la geometría de la sección de producción. La inyección de gas se realiza por directa utilizando los mandriles adecuados para este sistema.

Instalación propuesta para GLA

La producción será de flujo anular entre los Casing (Csg) actuales de 9 5/8" y el OD de la directa de 3.5".

Tubing 3.5" 8RD N-80 9,3 lb/ft @ 2500 mbbp

Orificio Iny Gas Lift @ 2000 mbbp

Ventajas

Se puede operar con válvulas estándar.

Los cambios de válvulas se realizan con Slick Line.

No se somete el Csg a las presiones del gas de inyección.

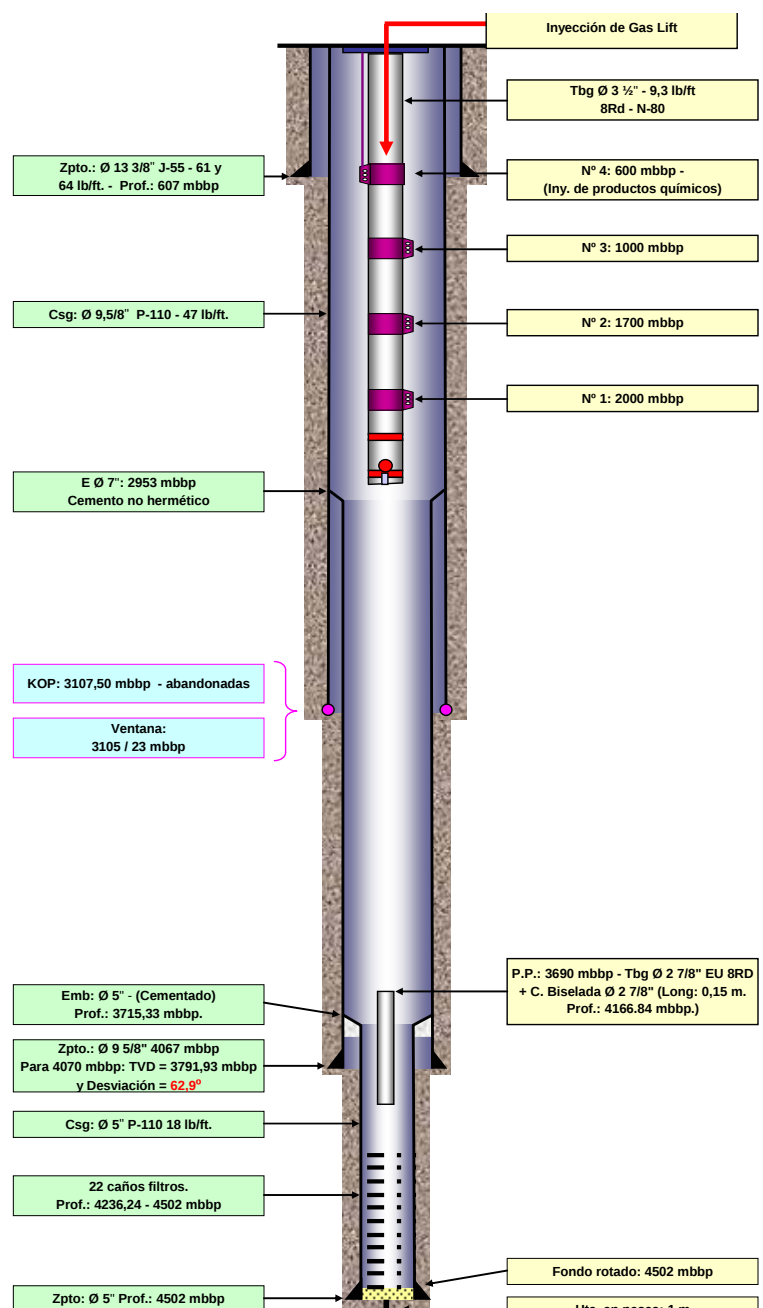
Se obtiene un aumento en la producción utilizando los mismos parámetros de inyección de gas.

Desventajas

No se puede acceder con calibre hasta fondo de pozo (standing valve) o realizar MF.

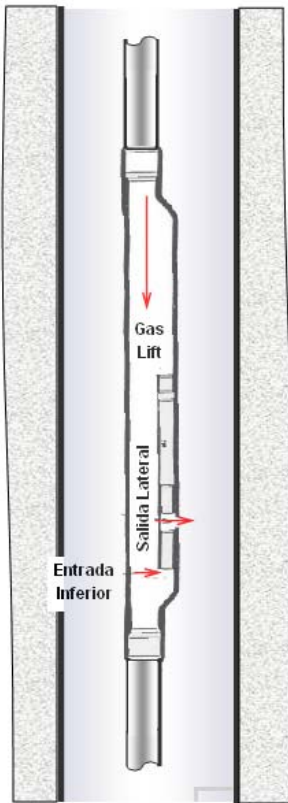
No es posible realizar un seguimiento de incrustaciones en espacio anular.

Se expone el Csg al fluido de producción.

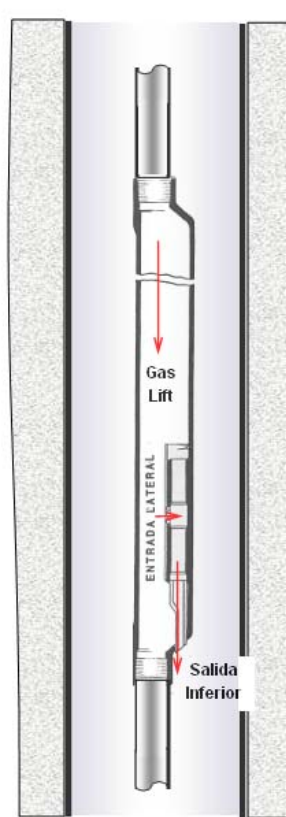


Alternativas en el Equipamiento de fondo para GLA

- Mandril estándar (salida lateral) y Válvula para flujo Anular PPO (Production Pressure Operated).
- Mandril de salida inferior para flujo anular y Válvula estándar IPO (Injection Pressure Operated).



Mandril Std + Válvula PPO



Mandril Salida Inferior + Válvula IPO

**Equipamiento
Seleccionado**

Conocidas las alternativas en la tecnología disponible, se define utilizar:

- o Válvulas IPO (Std)
- o Mandril Salida Inferior

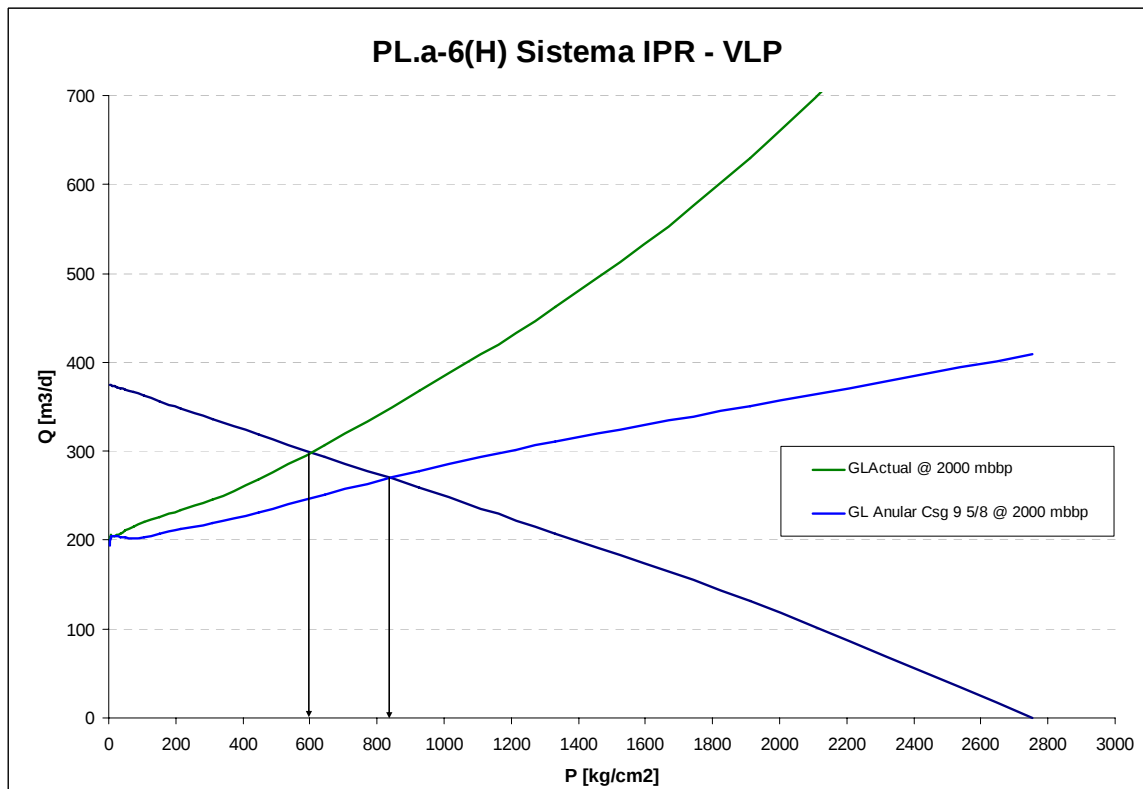
Debido a que las válvulas PPO son más delicadas y restringen el pasaje del gas a un orificio máximo recomendado de $\frac{1}{4}$ ".

VLP - IPR

Realizando un análisis nodal para la situación actual y para el proyecto anular, se observa una mejora en la producción.

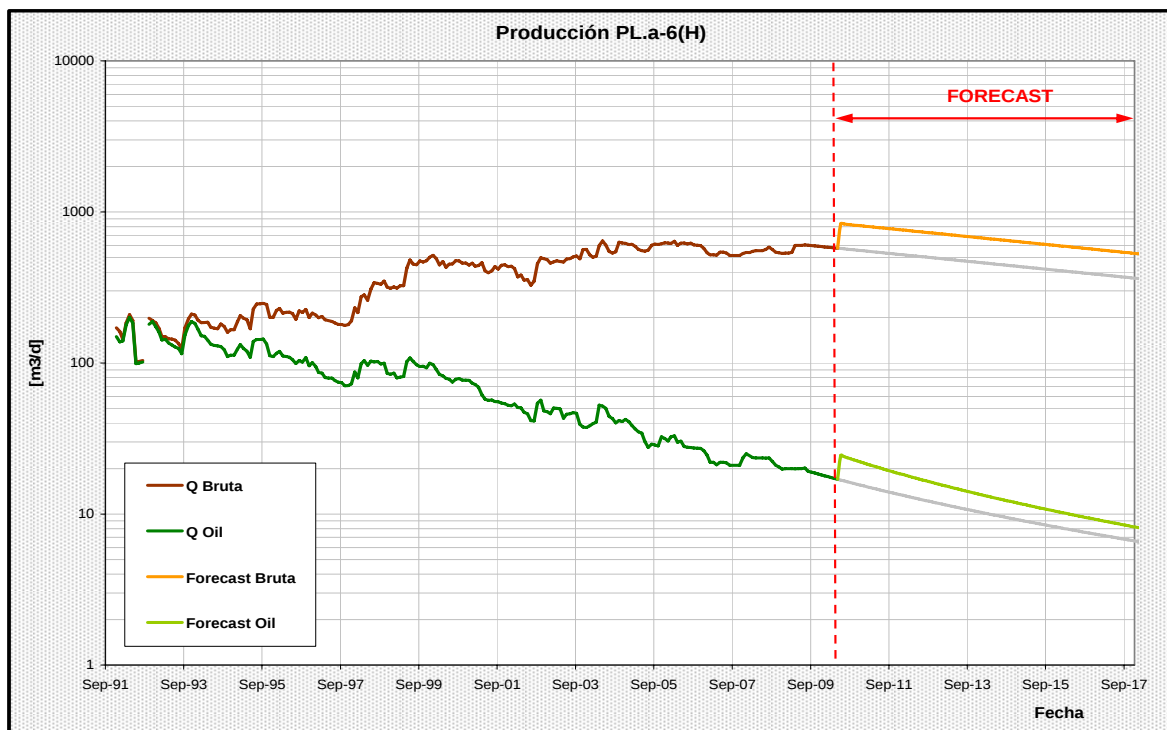
Las condiciones de Inyección se mantienen a las actuales (Igual Prof de Inyección, Q inyección y P inyección).

El cambio en la geometría de la sección de producción disminuye el factor de pérdidas por fricción, en consecuencia la curva "Vertical Lift Performance" se aplanando generando un aumento en el caudal de producción.



“Sistema IPR – VLP Pozo PL.a-6(H)”

Pronóstico de Producción

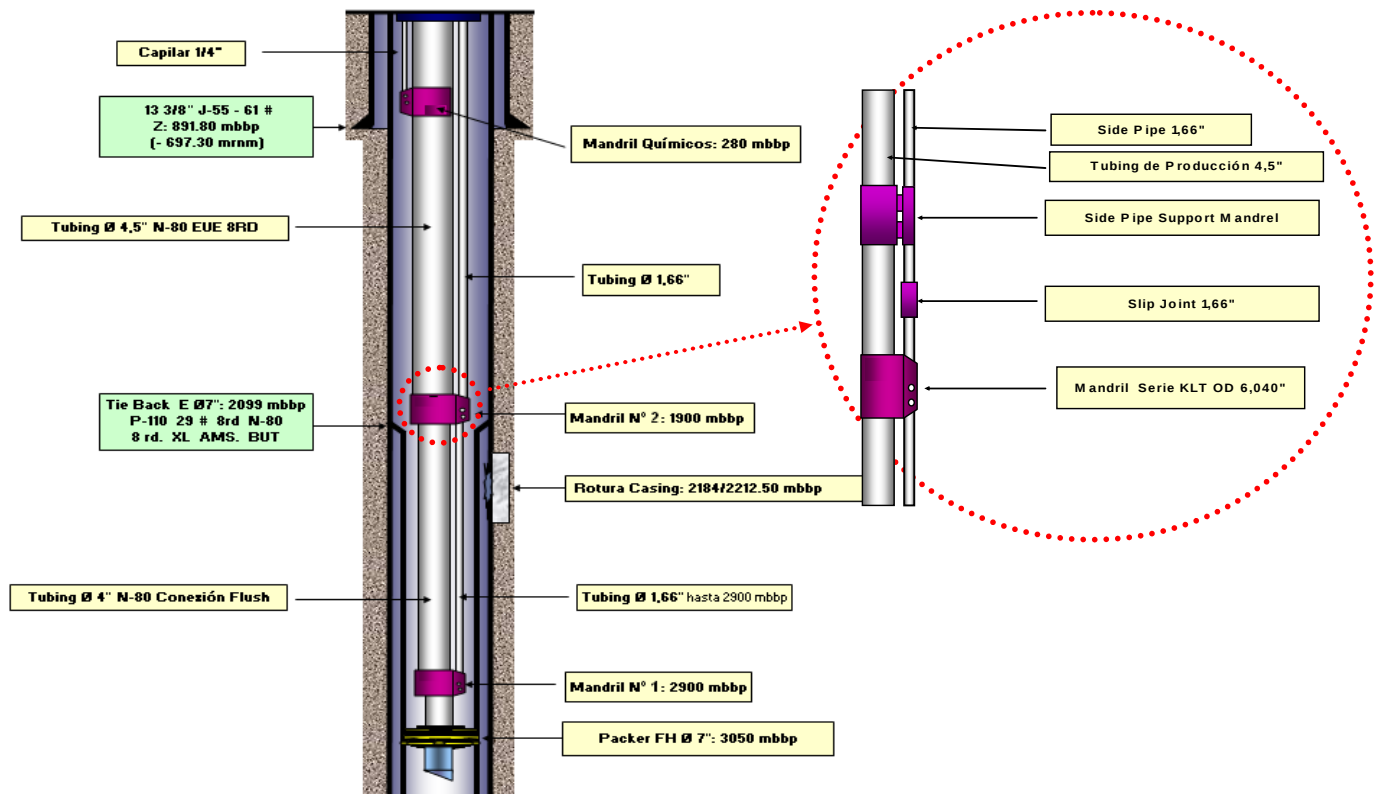


2. Gas Lift Dual

Objetivo

- Acelerar la producción del pozo profundizando el punto de inyección utilizando una Pko de 200 kg/cm², sin someter presión sobre los Csg de producción.

Durante los años de vida productiva los revestimientos de los pozos sufrieron desgastes por corrosión. El estado actual de los mismos impide someter los espacios anulares a altas presiones, siendo necesaria una cañería auxiliar para conducir el gas comprimido.



“Esquema de pozo con instalación para Gas Lift Dual”

Mandriles y Accesorios de Gas Lift Dual

Para este sistema se utilizan los mandriles tipo LT utilizados en aplicaciones donde no se desea o no se puede inyectar gas por el Casing. Posee una cañería lateral de 1" que permite la entrada de gas directamente al bolsillo del mandril, sin entrar en contacto con el espacio anular tubing-casing. El gas actúa sobre la válvula instalada de la misma manera que lo haría en una aplicación de gas-lift standard: comprimiendo el fuelle y permitiendo el pasaje de gas a la tubería de producción.

Además permite realizar las mismas maniobras con Slick Line que en un mandril simple.

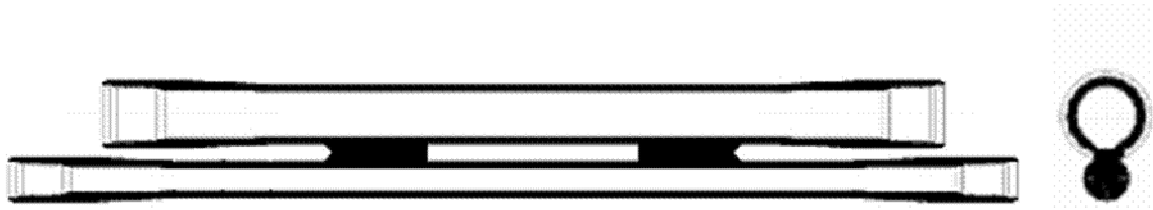


Side Pipe

Es la tubería utilizada para conducir el gas comprimido desde boca de pozo hasta la profundidad de los mandriles. La selección de la misma dependerá tanto de los parámetros de inyección, como de los parámetros de producción y los huelgos o geometría disponible en fondo de pozo.

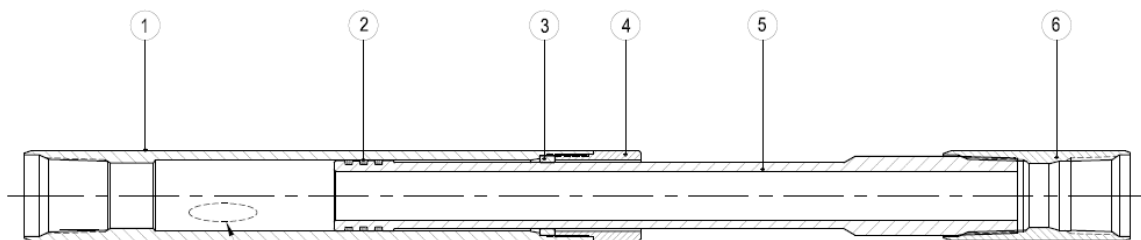
Side Support Mandrel

Los mandriles de soporte se utilizan para ajustar medidas y mantener las sartas en forma paralela. Generalmente se fabrican de 4 ft de largo.



Slip Joint

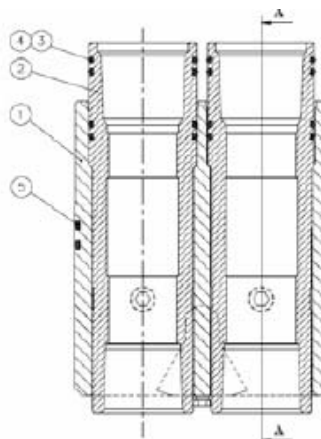
Es una junta deslizable que permite vincular el side pipe a los mandriles, ajustar medidas y absorber pequeñas dilataciones por diferencias de temperatura entre las sartas de producción e inyección.



1	EXTREMO INFERIOR	SAE 4140
1	CUERPO DESLIZANTE	SAE 4140
1	TUERCA TOPE DE SLIP JOINT	SAE 4140
1	AROS SLIP JOINT	SAE 4140
3	O-RING 2-125 (D-90)	VITON
1	CUERPO SUPERIOR	SAE 4140

Armadura de boca de pozo

Con proveedores se iniciaron desarrollos para la armadura dual. Un desarrollo comprende un carretel de 11x11" #5000, en donde se instala un colgador dual monobloque que permite el pasaje continuo de 2 capilares de 1/4". La sujeción de las tuberías se logra mediante niples roscados que se alojan en el cuerpo del colgador.



La armadura se completa con una brida adaptadora 11" x 4 1/16" #5000. La misma permite anclar las tuberías, instalar la válvula maestra sobre el tubing de producción y generar un ingreso lateral para la inyección del gas.

Próximos Objetivos y Oportunidades

Recientemente se construyó un Modelo Integrado de Producción (MIP) para la estructura central del Yacimiento Palmar Largo, utilizando un grupo de software específicos: MBal, Prosper y GAP. Con dichos programas se modelaron y vincularon los reservorios, las instalaciones de pozos y el sistema de captación en su conjunto, permitiendo la integración de todo el sistema productivo.

Este tipo de modelos permite comparar los caudales de inyección actuales con los simulados, y de esta manera optimizar el sistema de gas lift ajustando la inyección.

Se pueden identificar además oportunidades de profundización del punto de inyección, evaluando en que pozos es conveniente la aceleración. La incorporación de potencia también puede ser analizada con este modelo.

Una oportunidad identificada con el modelo integrado que podría ser implementada a futuro, es la inyección de agua en el reservorio para lograr el barrido de posibles bancos de petróleo desde los inyectores hacia los pozos productores. Desde el punto de vista mantenimiento de presión no sería necesario ya que el acuífero existente aporta toda la energía en el mecanismo de drenaje de este reservorio.

Los puntos a favor en esta propuesta es que hay pozos perforados que se podrían usar en un proyecto piloto, se podría utilizar agua de producción para la inyección minimizando riesgo de compatibilidad de agua con el reservorio.

El punto en contra de esta propuesta es que en caso de existir fisuras/fracturas y/o direcciones preferenciales de permeabilidad la eficiencia del barrido sería mínima. A su vez se debería analizar si la calidad del agua es la adecuada para este

Las instalaciones actuales (líneas de conducción, bombas, pozos con adecuación de instalación) permitirían llevar a cabo un proyecto piloto de estas características.

Contribuciones Técnicas

- El trabajo permite dar a conocer la experiencia desarrollada en Yac Palmar Largo con respecto al sistema de extracción por gas lift para su aplicación en otros campos.
- La exposición del trabajo permitirá transmitir la experiencia del sistema a otros profesionales.
- Facilitar el entendimiento del sistema de extracción artificial por gas lift.
- Conocer como se fue adaptando el campo a las exigencias del sistema y cuales son los nuevos proyectos relacionados.

Referencias

- “Los Reservorios de las Formaciones Palmar Largo y La Tigra”. A. Dislavo, C. Hofmann, J. Luquez, Ma Rodríguez Schelotto / Pag 739.
- Normas API, “Recommended Practice for Design of Continuous Flow Gas Lift Installations Using Injection Pressure Operated Valves”. API 11V6, Jul 1999.
- “Gas Lift”, Book 6 of the Vocational Training Series, 3° Edición (1994). Exploration & Production Department American Petroleum Institute.
- “Concession Handbook”, IAPG.