

DISEÑO DE INSTALACIÓN DE FONDO PARA DELICUIFICACIÓN DE POZO GASÍFERO

Gustavo González - Capex S.A.
gustavo.gonzalez@grupocapsa.com.ar

Sinopsis

La maduración de yacimientos obliga a la búsqueda de soluciones que permitan sostener caudales de producción óptimos. La disminución de la presión en reservorios gasíferos trae aparejado el gran desafío de producción o “descarga” de líquido acumulado en fondo, conocido como delicuifación de pozos, de manera de prevenir reducción de caudal de gas debido a columna líquida.

La historia de producción de un pozo suele mostrar, luego de un período inicial, una declinación regular del caudal de gas y una producción más o menos estable de líquido, resultando en una relación gas líquido decreciente. Esto implica que, a igualdad de instalación y condiciones operativas, el régimen de flujo multifásico variará a lo largo de la vida del pozo. La falta de descarga de líquido resultará en una producción muy inferior a la óptima e invariablemente terminará ahogando al pozo.

Este trabajo presenta una experiencia de optimización de la performance de la instalación de producción, que había sido bajada durante la terminación, sin necesidad de control ni ahogue del pozo. Se evaluaron tres alternativas y se optó por la de mayor versatilidad.

Se muestra la implementación de un diseño novedoso, económico, autónomo (no requiere asistencia para el arranque), que demanda una baja presión dinámica, y que permite la descarga constante de líquido de un gran tramo de casing.

Introducción

La operación que se describe en el presente trabajo, fue diseñada y ejecutada por la Compañía Capex S.A., en un pozo del Yacimiento El Salitral, del área operada Agua del Cajón.

El mencionado yacimiento se encuentra en la Republica Argentina, en la Provincia de Neuquén, siendo principalmente productor de gas de tres formaciones: Los Molles, Tordillo y Lajas superior e inferior; y de petróleo de Agrio y Quintuco.

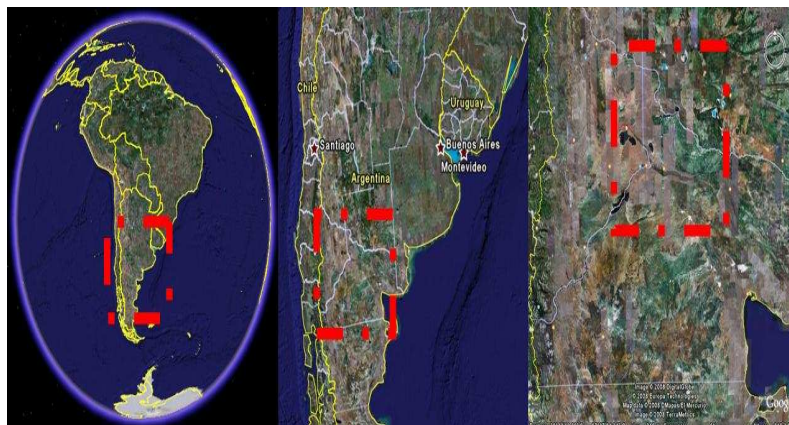


Figura 1. Ubicación geográfica yacimiento El Salitral

La completación habitual de pozos se realiza siguiendo una secuencia básica, que se puede resumir en:

- Punzado de la capa seleccionada
- Estimulación por fractura hidráulica
- Tapón de arena o tapón mecánico (fijado con cable)
- Repetición de la secuencia para todas las capas a ser puestas en producción
- Limpieza con coiled tubing, utilizando espuma de nitrógeno (pozo bajo balance, en producción)
- Instalación de retenedor (packer de producción) con elemento expulsable (shear out), con equipo de cable (bajo presión)
- Descompresión del pozo sobre packer y profundización de sarta de producción
- Armado de boca de pozo y expulsión de shear out
- Ensayo de pozo y puesta en producción
- La productividad de cada capa se mide mediante perfiles de producción (PLT - flowmeter)

Normalmente no se realizan ensayos previos ni intermedios entre cada zona estimulada, ni se realizan bombeos de ahogue del pozo (2). Se trata de un yacimiento maduro, que se encuentra en una etapa avanzada de producción y en el cual se realizan perforaciones de pozos intermedios (infill). Se ha encontrado que la metodología mencionada es la de mejor relación costo-beneficio, dando los mejores resultados de producción a bajo costo y acarreado una incertidumbre relativamente baja.

Es importante destacar la falta de control del pozo mediante ahogue. Este tipo de maniobras previene daño a la formación por su alta sensibilidad al agua y garantiza la máxima efectividad de la fractura.

Esta operación tiene como limitación la longitud máxima del conjunto a bajar al pozo presurizado o “vivo”: queda establecida por el largo del lubricador del equipo de cable usado para la fijación del packer. La profundidad máxima de fijación de herramientas queda limitada por el punzado superior, quedando el casing como cañería de producción en todo el tramo punzado.

Tal restricción no tiene gran influencia en los pozos cuyas capas se encuentran cercanas entre sí, quedando ubicado el packer a una distancia menor a los 250 m. En cambio, tiene gran impacto en los pozos cuyas capas se encuentran alejadas entre sí: los punzados inferiores tienen un gran tramo de casing como tubería de producción, requiriendo un altísimo caudal de gas para el arrastre de líquido, prevención de carga y posterior ahogue de las capas.

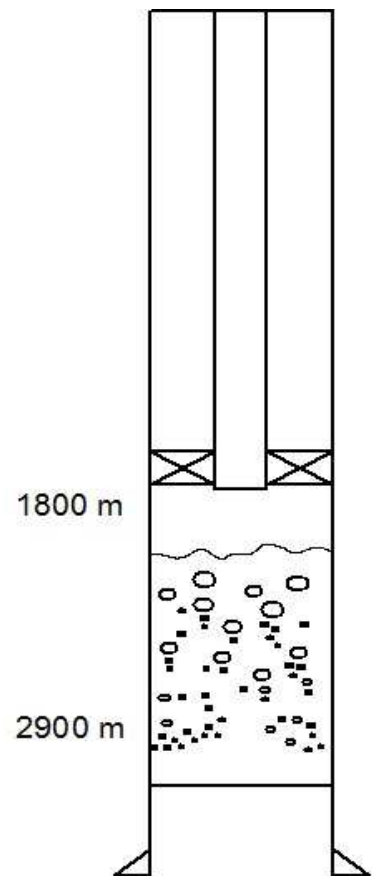


Figura 2. Esquema de pozo en producción con flujo multifásico

Desarrollo

Criterios de selección

Para asegurar que no queden fuera de consideración buenos candidatos a optimización, se inició la búsqueda a partir del total de pozos del área. En un primer paso, se compararon datos de pozos y de producción, de manera de identificar las características representativas de esta problemática. Con algunos pozos que demostraron síntomas evidentes de carga líquida, se identificaron parámetros adicionales y se correlacionaron en un segundo grupo de pozos. Finalmente se estableció una prioridad de ponderación, según la relación observada entre estas características y el grado de subproducción de los pozos.

De esta manera quedó establecida y corroborada la matriz de datos con la cual se realizó la selección:

- Imposibilidad de fluencia continua
- Separación entre capas
- Columna líquida
- Relación gas líquido baja
- Recuperación de presión

A los pozos seleccionados se les realizaron gradientes estáticos de presión. Como la instalación de producción incluye un orificio en fondo, no es posible la realización de un gradiente dinámico hasta el fondo, ya que habría que colocar un orificio en superficie, alterando las condiciones normales de producción. La ubicación del orificio en fondo previene la formación de hidratos en superficie y disminuye el caudal crítico (por el aumento de velocidad generado por el descenso de presión).

Información del pozo seleccionado

Luego de llevar adelante el proceso descripto, el pozo seleccionado fue el Sa-1059: perforado en el año 2000 y entubado con cañería 5 1/2 in, de libraje 17 lb/ft hasta 3020 m. En la terminación se diseñó la instalación detallada en la tabla 1 y la figura 3:

Elemento		Profundidad [m]
9	3 niples 2 7/8": 2.9 m + 1.2 m + 2.4 m	
8	187 tbg 2 7/8" J-55	
7	On Off NT 2.31	1795.8
6	2 7/8" x 2,43 m	
5	Stinger con latch	1798.5
4	Packer Arrow Pack Semiperm	1800.1
3	2 7/8" x 1.2 m	
2	Niple N 2.25	1801.4
1	Cupla biselada	1801.5

Tabla 1. Detalle de la instalación final bajada en la terminación

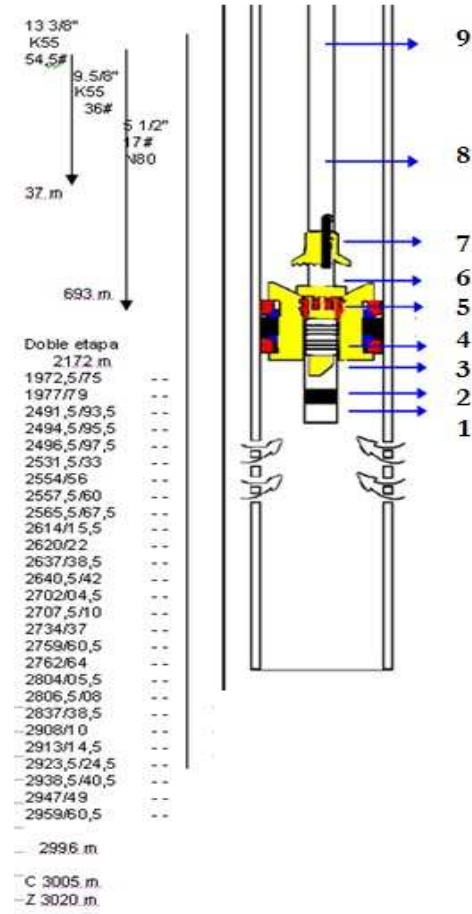


Figura 3. Esquema de instalación final

En el año 2006 se realizó una reparación, agregándose la capa de Quintuco a través de un mandril entre packers. La tabla 2 y la figura 4 detallan la instalación:

	Elemento	Profundidad [m]
14	Niple 2 7/8" x 1.8 m	
13	188 tbg 2 7/8"	
12	On Off Sin perfil	1811.1
11	Niple 2 7/8" x 1.22 m	
10	Packer hid HRP	1813.2
9	2 tbg 2 7/8"	
8	Mandril válvula orificio 8 mm	1835.0
7	12 tbg 2 7/8"	
6	On Off perfil NT 2.31 sin J	1950.3
5	Niple 2 7/8" x 2.43 m	
4	Packer P-111 5 1/2"	1953.3
3	Niple 2 7/8" x 1.23 m	
2	Niple N 2.25 Portaorif 10mm	1955.8
1	Cupla 2 7/8"	1956.0

Tabla 2. Instalación final de producción implementada en la reparación (2006)

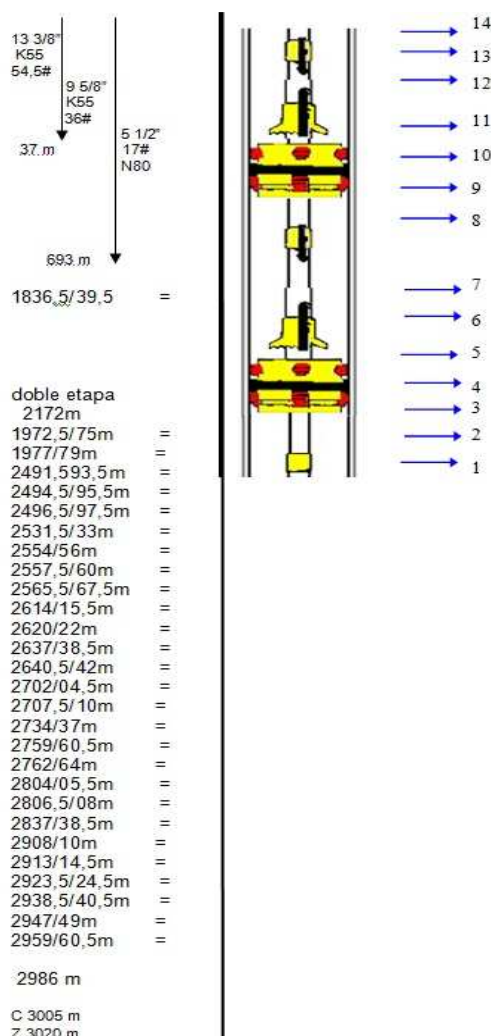


Figura 4. Esquema de instalación final

La curva declinatoria característica de un pozo gasífero es del tipo exponencial, acorde a la despresurización del reservorio. Cuando el pozo comienza a tener inconvenientes de producción asociados a carga líquida se produce un punto de inflexión, donde se desvía bruscamente de esta curva y toma otra de mayor pendiente.

Observando la performance del pozo Sa-1059, se puede ver que antes de los dos años de producción el pozo tuvo inconvenientes para mantener fluencia y debió cerrarse para recuperación de presión.

La figura 5 muestra las curvas de controles de gas y producción mensual acumulada:

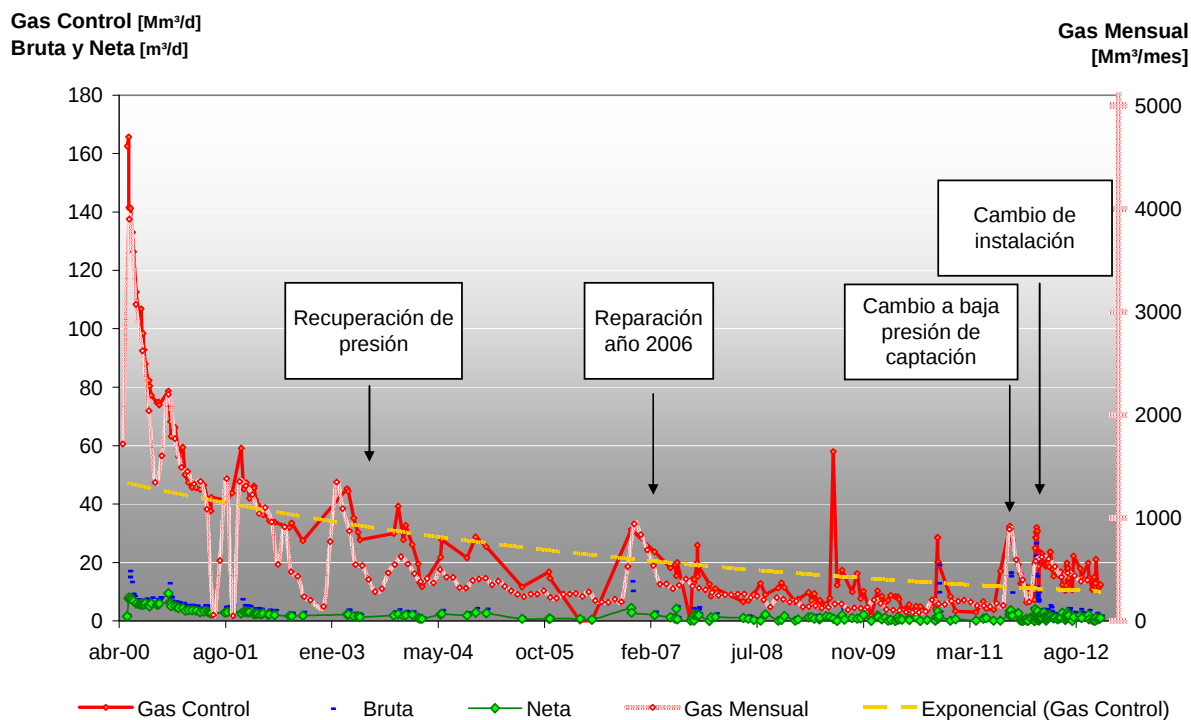


Figura 5. Historial de controles y producción, en escalas tales que los caudales de gas de control (referidos al eje de coordenadas de la izquierda) correspondan con los caudales de producción mensual de gas (referidos al eje de coordenadas de la derecha) mientras el caudal de control se mantenga en forma continua a lo largo del mes.

La figura 6 muestra una ampliación de la producción inicial de gas:

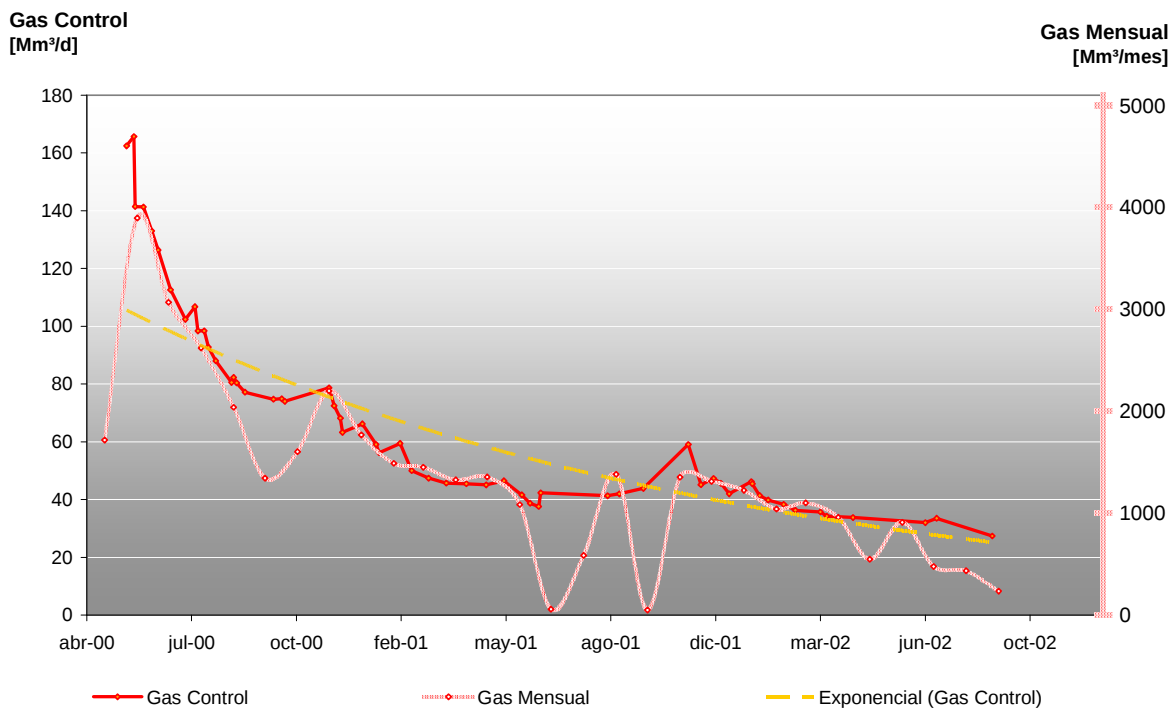


Figura 6. Controles y producciones mensuales de gas

La figura 7 muestra un gradiente de presión estático (GPE) realizado en Julio de 2011, la ubicación de packers y de los punzados medios (la longitud del punzado está representada en el eje horizontal):

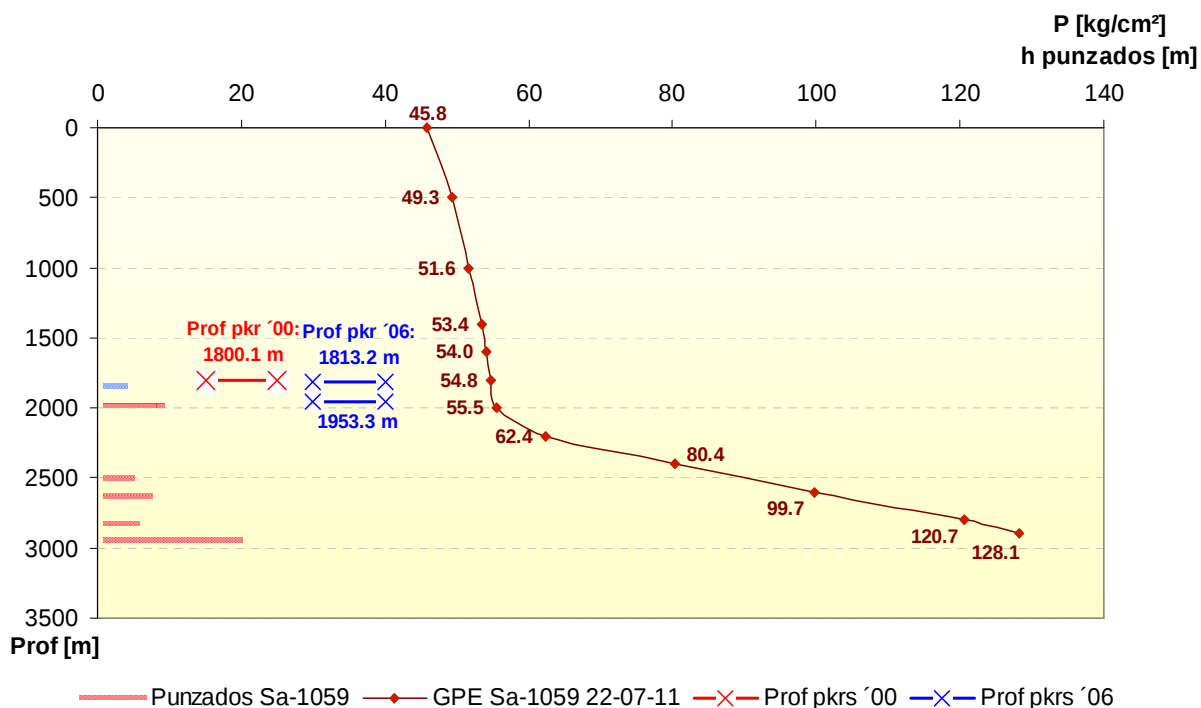


Figura 7. Gradiente estático de Sa-1059 y profundidades de packers y punzados

El punto de inflexión que se observa en 2000 m, inmediatamente debajo del packer, muestra la acumulación de líquido.

Prof	GPE Sa-1059	Densidad
<i>m</i>	<i>kg/cm²</i>	<i>kg/dm³</i>
0	45.8	
500	49.3	0.07
1000	51.6	0.05
1400	53.4	0.04
1600	54.0	0.03
1800	54.8	0.04
2000	55.5	0.04
2200	62.4	0.35
2400	80.4	0.90
2600	99.7	0.97
2800	120.7	1.05
2900	128.1	0.75

Tabla 3. Datos de gradiente estático

Considerando la necesidad de remoción de la columna líquida, se evaluaron inicialmente tres instalaciones alternativas, que se describen a continuación:

Sarta de velocidad con CT (Coiled Tubing)

Un coiled tubing en el pozo forzaría al caudal de gas a circular por el extremo del coiled y por lo tanto aseguraría la remoción del líquido. Quedan establecidas dos áreas de flujo (interior de CT y espacio anular CT – tubing) que brindan tres posibles circuitos de producción:

- Interior de CT: empleada para la descarga de líquido
- Espacio anular CT - tubing: para maximizar la producción de gas, permitiendo que el líquido se acumule en fondo
- Ambas: para máximo aporte una vez removido el líquido

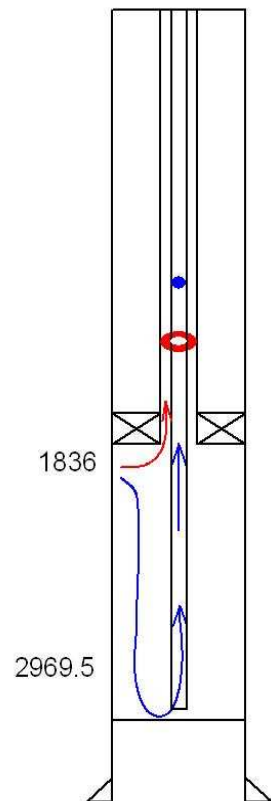


Figura 8. Esquema de instalación con CT

Ventajas	Desventajas
No requiere workover	Pequeño diámetro, no permite operaciones normales
No requiere ahogue del pozo	Alta presión dinámica requerida para la descarga de líquido
Permite arranque del pozo al finalizar la intervención	No hay maniobra de arranque alternativa al CT (costosa)
Se puede recuperar la instalación sin intervención de workover y sin ahogue	Incertidumbre de comportamiento según IPR
Da grandes posibilidades de producción a capas superiores	Boca de pozo y operación de relativa complejidad
	Poca sumergencia debajo del nivel por gran diferencia de capacidad volumétrica (casing vs CT)
	Falta de experiencia

Tabla 4. Análisis de instalación con CT

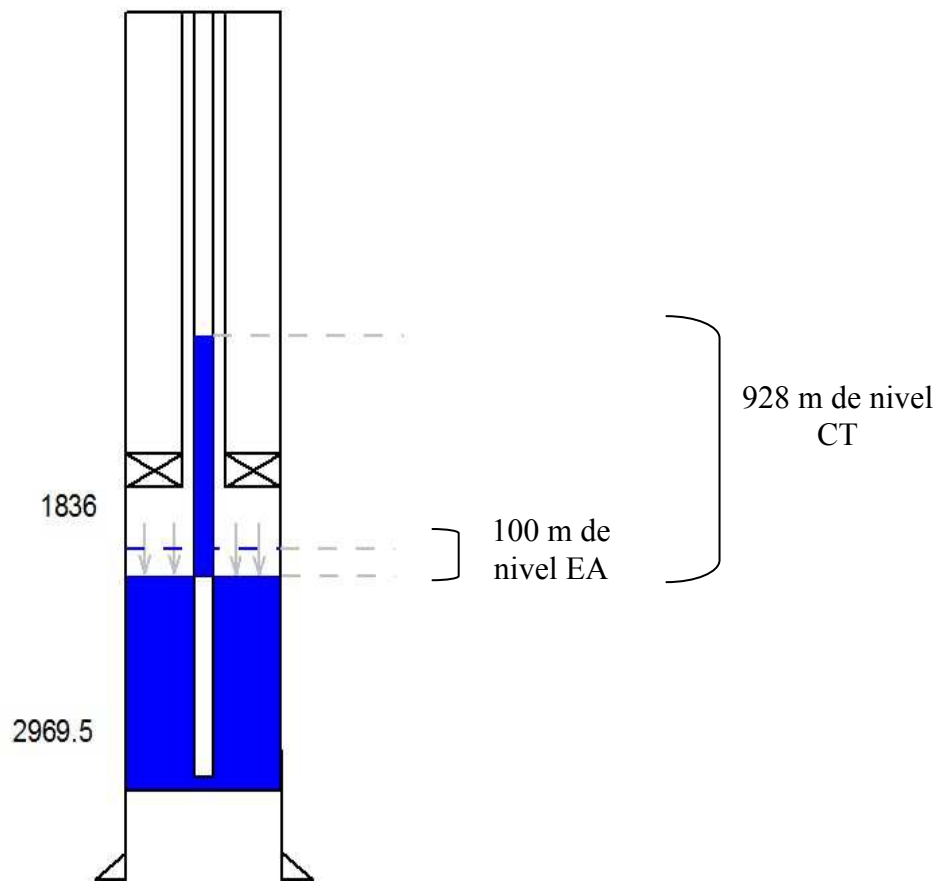


Figura 9. Comparación de alturas de columnas según capacidades

La gran diferencia de áreas entre el casing y el coiled tubing, y por lo tanto de capacidad (volumen por longitud lineal de cañería), impide una gran sumergencia de la tubería menor debajo del nivel de líquido, por requerir una gran presión de fondo para obtener levantamiento y circulación de gas. Si bien es posible energizar el pozo durante la maniobra de instalación circulando nitrógeno, es muy posible que la relación gas líquido no sea la suficiente para mantener surgencia por el coiled tubing y resulte en un ahogue del pozo, además de demandar una presión relativamente alta e impedir un gran descenso de la presión de fondo.

Cañería recta debajo del packer:

Al igual que ocurre con la sarta de velocidad, una gran limitante es la profundidad máxima del extremo de la instalación (por donde ingresará el fluido), que es función de la presión dinámica de los punzados “propulsores” (Tordillo y Quintuco) y de la relación de capacidades de las cañerías:

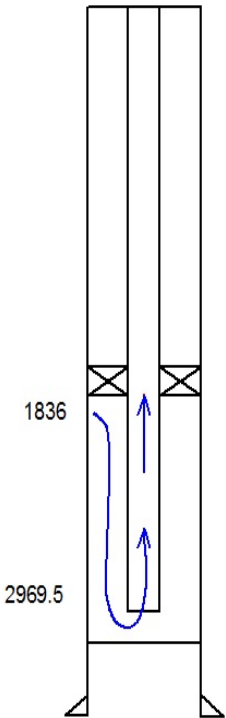


Figura 10. Esquema de instalación con tubing debajo de packer

Ventajas	Desventajas
Diámetro de cañería habitual	Requiere de workover y ahogue del pozo para la modificar la instalación
Demanda baja presión dinámica al pozo gasificado	Requiere pistoneo para inducir arranque
Instalación simple	No asegura producción de capas superiores
	Permite poca sumergencia debajo del nivel para asegurar arranque en forma autónoma

Tabla 5. Análisis de instalación con tubing debajo de packer

Esta instalación tampoco garantiza el arranque del pozo en forma autónoma, es decir, sin la entrega de energía de una fuente externa. Permite mayor profundización debajo del nivel que el coiled tubing, con una sumergencia máxima de 150 m, es decir, permitiría ubicar el extremo de la instalación en 2250 m, resultando aún unos 250 m de casing como tubería de producción para la zona superior de los punzados a recuperar, y más de 700 m para los punzados inferiores.

Cañería con mandriles debajo del packer:

Una opción alternativa a la profundización de tubing liso, que contrarresta varias de sus desventajas, es el agregado de mandriles en el tramo de tubería de fondo:

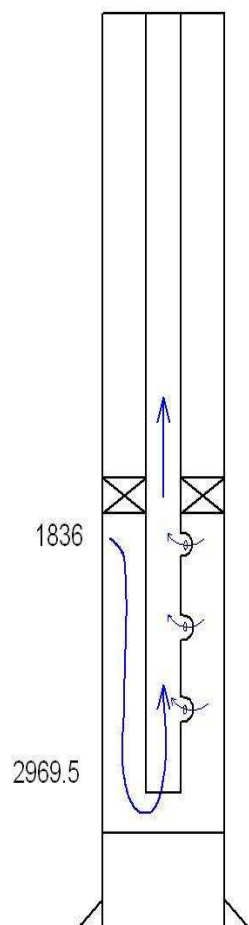


Figura 11. Esquema de instalación con mandriles debajo del packer

Ventajas	Desventajas
Diámetro de cañería habitual	Requiere de workover y ahogue del pozo para la modificar la instalación
No requiere pistoneo para inducir arranque	No permite pistoneo para arranque
Asegura producción de capas superiores	Incertidumbre de comportamiento de capas
Permite fraccionar capas en producción según comportamiento	Requiere gran experiencia en gas lift
Bajo costo	
Gran sumergencia sin riesgo de ahogue	

Tabla 6. Análisis de instalación con mandriles debajo del packer

Este diseño cuenta con las siguientes características, que resultaron de gran interés:

- Asegura la producción de las capas superiores (el mandril que está inmediatamente debajo del packer sirve de bypass de la cañería de fondo)
- Las capas superiores entregan la energía requerida para el arranque de las inferiores
- Permite profundizar paulatinamente el nivel de líquido en función de condiciones de producción, principalmente caudal, GLR (relación gas-líquido) y presión.
- Se trata de arrancar capas inferiores (de comportamiento desconocido) con la producción de capas superiores (de comportamiento conocido)

Se optó por esta tercera opción, por permitir la descarga de líquido de todo el pozo. Se incluyó a Quintuco junto con Tordillo, debido al tiempo que habían acumulado en producción, de manera de simplificar la instalación y maximizar las capas propulsoras de gas lift.

Esta instalación posee una peculiaridad con respecto al diseño convencional de gas lift, el cual presenta un espaciamiento decreciente entre mandriles a medida que aumenta la profundidad. Esta disminución en el diseño convencional se debe principalmente a dos motivos:

- La presión de gas de inyección disponible para cada mandril decrece a mayor profundidad, de manera de establecer un escalonamiento en la presión de inyección de gas
- La pendiente de la curva de gradiente dinámico de flujo bifásico aumenta con la profundidad

En este diseño, la separación de mandriles no cumple esta regla por no tratarse de inyección de gas en una cañería aislada, sino que, a medida que se profundiza el punto de inyección de gas (desde el espacio anular hacia el interior del tubing), paulatinamente se va incorporando el aporte de las capas destapadas. En este sentido, es de gran importancia la información para estimar la respuesta de cada capa: el diseño requiere datos de las superiores, que proveen gas de inyección, como de las inferiores (productoras), para estimar curvas de gradiente según RGL.

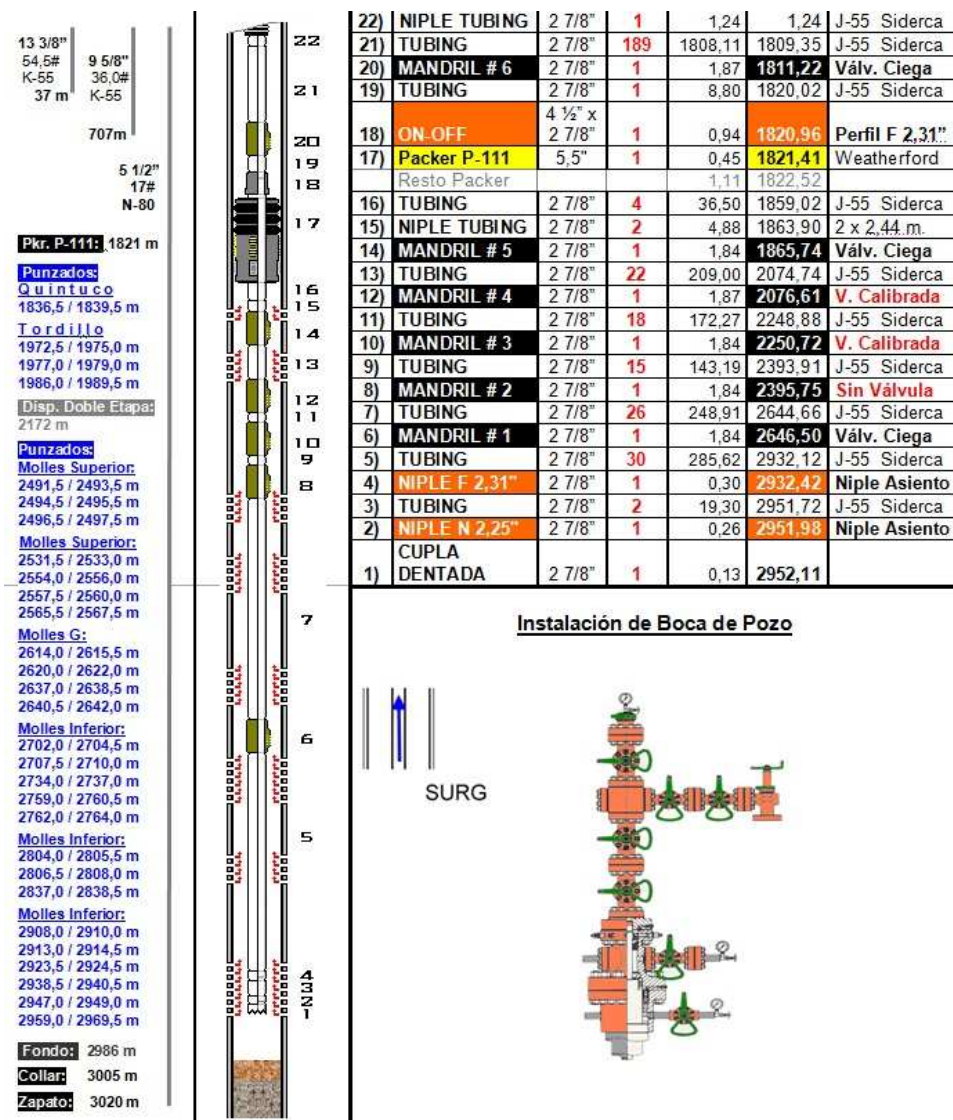
Nº mdr (mandril)	Prof. mdr <i>m</i>	Dist. entre mdr <i>m</i>	P mín req <i>kg/cm²</i>
5	1865		41.5
4	2075	210	40.4
3	2250	175	39.5
2	2395	145	52.9
1	2650	255	61.1
Punta	2950	300	

Tabla 8. Diseño de instalación según la presión requerida

El mandril 5 fue ubicado de forma de asegurar la producción de las capas superiores. Los mandriles 4, 3 y 2 forman un diseño habitual de gas lift, contando con las capas superiores para el arranque y con una presión de inyección descendiente. Debido a la baja presión disponible y a la gran longitud a arrancar, se empleó como condición de diseño un descenso de presión de solo 1 kg/cm² entre mandriles. El mandril 1 se ubicó según una respuesta esperada de Molles Superior.

La intervención se realizó en Enero de 2012, dos meses después de cambiarse del sistema de captación en media presión (25 kg/cm²) a baja presión (5 kg/cm²), y después de constatar que este cambio resolvió el problema parcialmente durante muy poco tiempo, luego del cual el pozo volvió a perder aporte por acumulación de líquido.

El diseño de instalación final implementado en la optimización se ilustra en la figura 12:



El pozo tuvo una respuesta favorable, aumentando su caudal, como se ve en la figura 13:

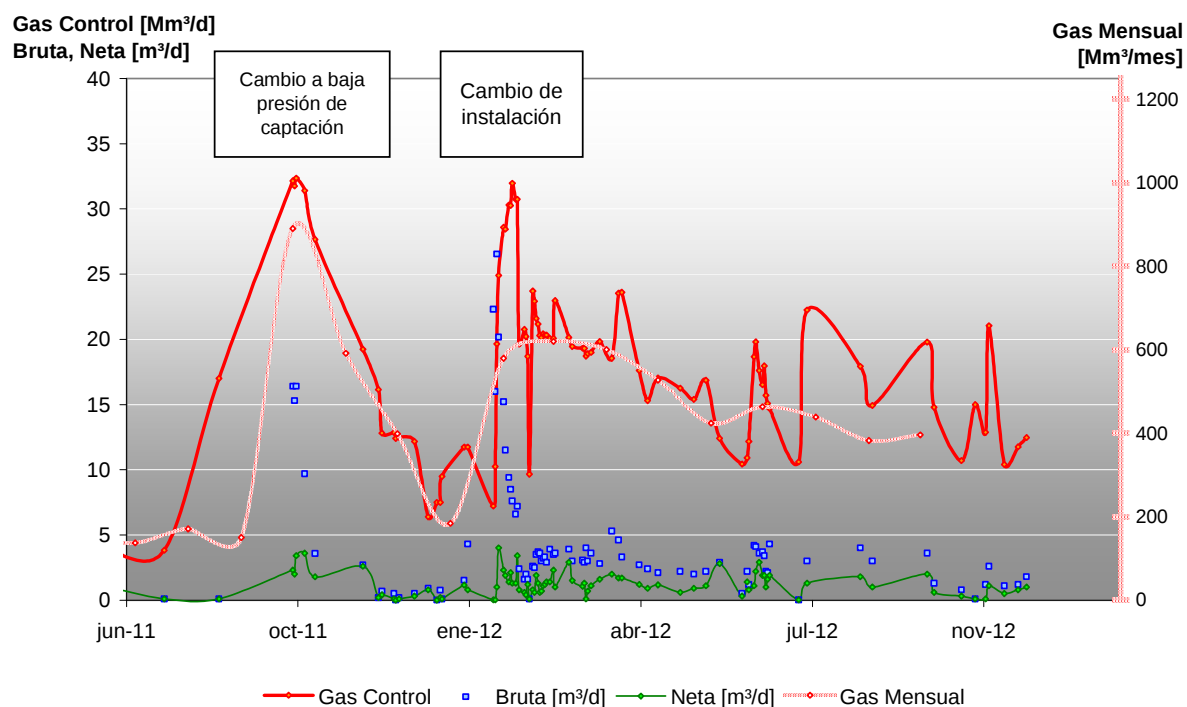


Figura 13. Controles y producción mensual antes y después de la optimización

La tabla 9 muestra un resumen de caudales de gas (Q_{gas}), según periodos representativos de la historia de producción:

Período	Q_{gas} <i>Mm³/mes</i>	Q_{gas} <i>Mm³/d</i>	$Q_{petróleo}$ <i>m³/d</i>	Captación	Instalación
May-00 a Jun-02	1441	47	4.3	Media P	Original
Jul-02 a Dic-02	297	10	1.8	Media P	Original
Ene-03 a Jun-03	859	28	1.8	Media P	Original
Jul-03 a Abr-05	412	14	1.9	Media P	Original
May-05 a Nov-06	254	8	1.5	Media P	Original
Dic-06 a Mar-07	752	25	2.0	Media P	Original
Abr-07 a Dic-08	276	9	1.1	Media P	Original
Ene-09 a Nov-11	179	6	1.0	Media P	Original
Dic-11 a Ene-12	291	10	0.4	Baja P	Original
Feb-12 a May-12	582	19	1.4	Baja P	Diseño mdrs
Jun-12 a Dic-12	421	14	1.2	Baja P	Diseño mdrs

Tabla 9. Producción por etapas

La figura 14 ilustra varios perfiles de presión:

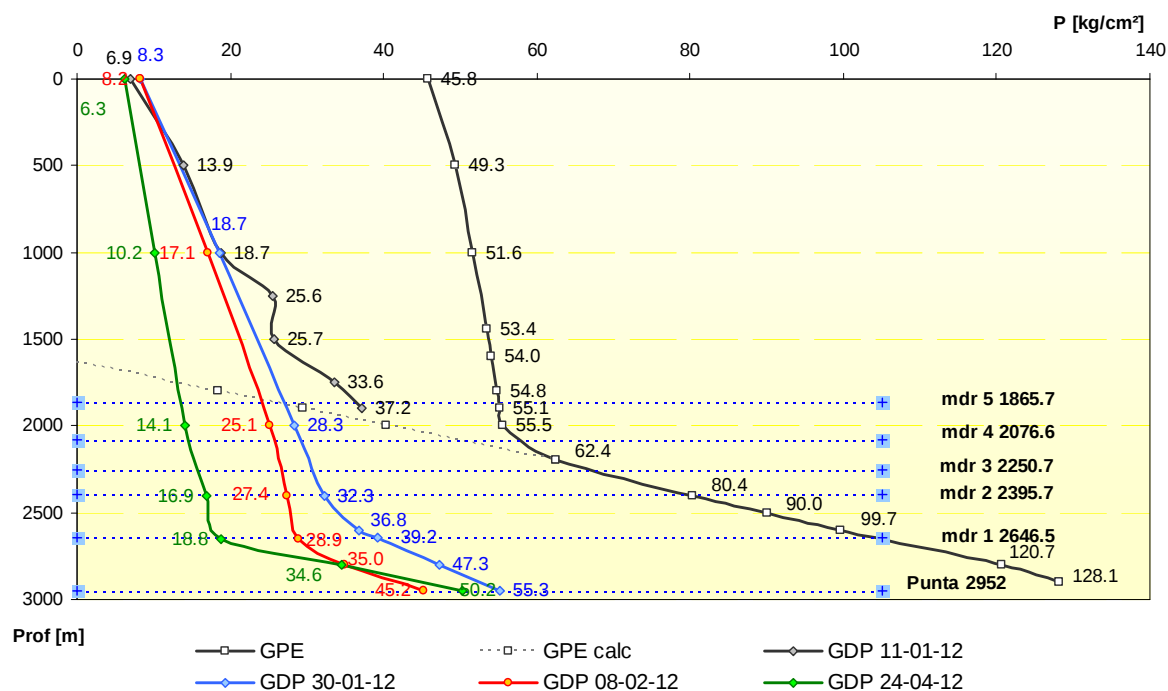


Figura 14. Gradientes del pozo Sa-1059

Las curvas de gradientes de presión se desplazaron cronológicamente hacia la izquierda, en función de la gasificación del pozo. Se observan (de derecha a izquierda):

- Un gradiente estático realizado previo a la intervención
- Un gradiente dinámico con la instalación original
- Tres gradientes dinámicos que indican la profundización progresiva del punto de inyección de gas y la gasificación de la tubería de producción: en color celeste un gradiente realizado a la semana de producción, en naranja a las dos semanas y en verde a las doce semanas.

Este gráfico permite ver que la presión dinámica en fondo es sustancialmente menor con la nueva instalación que con la original, tal como ratifica el aumento del caudal de gas producido.

El gradiente realizado en Enero (en color celeste) muestra un arranque y producción por debajo del mandril 2, incluso en el tramo inferior entre la punta y el mandril 1, con un gradiente medianamente gasificado de densidad 0.53 kg/dm^3 . La semana siguiente se obtuvo una mayor gasificación, con un descenso de 10.3 kg/cm^2 frente al mandril 1 (de 39.2 bajó a 28.9 kg/cm^2) y se mantuvo la densidad promedio en el tramo inferior con un gradiente de 16.3 kg/cm^2 en casi 300 m de tubería. Finalmente en Abril, se observa una gasificación total del tubing, con una presión de 18.8 kg/cm^2 frente al mandril inferior, aunque el tramo inferior presenta un gradiente similar al agua de formación, con una densidad de 1.045 kg/dm^3 , indicando la ausencia de gas a pesar del gran descenso de la presión de fondo.

Se concluye que la alta presión estática de fondo, registrada inicialmente, no es propia del reservorio, sino que corresponde a la columna de líquido no removido del pozo, admitiendo las capas inferiores el líquido aportado por las superiores, sobrepresurizando y dañando el espesor de Molles Inferior. De otra manera habrían tenido aporte y mantenido surgencia entre los gradientes de Febrero y Abril de 2012 (naranja y verde), donde se ve inicialmente una tendencia a gasificarse y arrancar. El descenso de presión en 2900 m fue de 82.9 kg/cm^2 , pese a lo cual no se observó continuidad en la surgencia de Molles Inferior.

Conclusiones

Se obtuvieron buenos resultados y se recopiló información valiosa para afrontar intervenciones similares. La experiencia permite concluir que:

- El caudal y presión dinámica de Tordillo y Quintuco fue suficiente para producir el agua contenida en el pozo, profundizando paulatinamente el punto de inyección al tubing y obteniendo el arranque de capas que estaban ahogadas
- Contrariamente a lo esperado, las capas inferiores de Molles no logran gasificar el último tramo de tubing (entre el mandril inferior y la punta), incluso a una presión dinámica muy inferior a la estática.
- Si bien requiere gran conocimiento del pozo y dominio de gas lift, la instalación demuestra ser robusta y versátil.
- El pozo produce actualmente 40 % más gas que al momento de la intervención, aunque la declinatoria del poco tiempo que produjo a baja presión antes de la intervención indica que el incremento optimizado es aún mayor, además de un notable aporte de petróleo.
- Es interesante evaluar las posibilidades de optimizar el diseño de instalación de terminación.
- Hay un grupo de aproximadamente diez pozos que tiene tramos considerables de casing como tubería de producción, en los cuales se están evaluando intervenciones similares.

Nomenclatura

m	=	metros
in	=	pulgadas
lb/ft	=	libras por pie
Mm ³ /d	=	miles de m ³ /día
RGL	=	m ³ /m ³

Bibliografía

- (1) “Gas Well Deliquification” – James F Lea, Henry V Nickens, Mike R Wells
- (2) “Evaluación del envejecimiento de fracturas en arenas de baja permeabilidad con la utilización de una unidad snubbing” SPE 151174
- (3) “The Technology Of Artificial Lift Methods” – Kermit E Brown

Agradecimientos

Deseo agradecer a las autoridades de Capex S.A. y al Ing. Gabriel Irazuzta, por afrontar el riesgo de realizar nuevas experiencias, al Ing. Pablo Forní, por su respaldo y aporte para la concreción del proyecto, a los Sres. Marcelo Beliera, Daniel Huenuhueque y Jorge Ferraris, por su labor operativa.