

Este trabajo comparte las experiencias desarrolladas con el objetivo de perforar pozos de gas en Yacimiento Cerro Dragón inviables con los sistemas tradicionales. La solución técnica fue una instalación similar a la utilizada en pozos inyectores denominada *Auto Gas Lift*.



Por **Carlos De la Fuente, Miguel Ángel Muñoz, Sebastián Cárdenas, Santiago Mendes Carolino, Guillermo Sebastián Sosa y Walter Eduardo Díaz** (Pan American Energy)

*Este trabajo se presentó en el 6º Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas del IAPG, Octubre de 2016.*

**E**n 2012 se propuso comenzar a completar los pozos surgentes con instalación selectiva. Se implementó en tres pozos con diferentes desafíos técnicos por resolver, lo que generó la adecuación de la instalación para cada caso. Se siguió el ensayo de cada pozo capa a capa, pero sin separador en boca de pozo por falta de disponibilidad. En el año se completó solo un pozo con BM, en 2013 se siguió el desarrollo completando otros tres pozos con instalaciones selectivas y solo un pozo con BM producto de su resultado post-ensayo con WO (Workover).





# Evolución y mejoras en instalaciones de producción en pozos gas del D-1

En 2014 se masifica y se mejora la instalación con el empleo de TBG de  $\text{Ø } 2 \frac{3}{8}''$  en la zona a seleccionar, y se ensayan los pozos con registro PLT (*Production Logging Tools*). Esto generó una reducción en horas de equipo WO de 224 a 76 horas. Se evitó el ahogo de las capas que se realizaba al ensayar de forma tradicional. Nos proporcionaba información sobre el comportamiento del pozo en conjunto y condiciones de surgencia (dinámicas). El único limitante de esta metodología era un potencial de pozo insuficiente para surgir por CSG  $\text{Ø } 5 \frac{1}{2}''$  (se fijaba un PKR por encima del punzado más so-

mero y TBG de  $\text{Ø } 2 \frac{7}{8}''$  hasta la boca de pozo). Por último, nos brindaba tres puntos de presión y temperatura

en fondo (surgencia por orificio de 50 mm, 12 mm y 8 mm), lo cual permitió definir, con mayor precisión, el

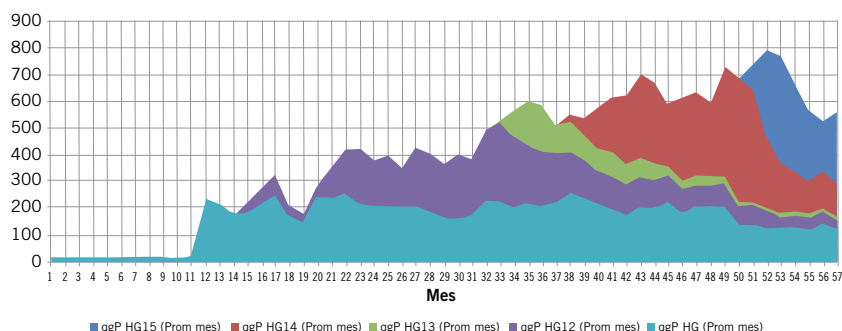


Figura 1. Curvas de producción por campañas de perforación desde 2011 hasta 2015 inclusive.

NÚMERO HERRAMIENTA	DESCRIPCIÓN MATERIALES	BAJADO		PROFUNDIDAD	
		CANTIDAD	M	M	INDUCCIÓN
N° 15292	Válvula de fondo x 2 7/8»	1	0,20	2439,43	2443,30
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (N° 1)	1	9,64		
	ASIENTO BHD 2 7/8	1	0,35		
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (N° 2)	1	9,65		
N° S/N	MANDRIL 2 7/8» Val 1 « N° 1 NOVADRILL 2N	1	3,66	2416,13	2420
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT ( N° 3 )	1	9,56		
N° 13009	PACKER «PCS-5» 5 1/2» x 2 7/8» TEXPROIL N° 1 NUEVO	1	1,34	2405,23	2409,10
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (N° 4 al 8)	5	48,22		
	NIPLE 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6,5# x 10» DURALITE	1	3,08		
	NIPLE 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6,5# x 8» DURALITE BLANCO	1	2,44		
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (N° 9 al 13)	5	48,20		
N° 1104563906	MANDRIL 2 3/8» Val 1 1/2 « N° 2 CRINS 2N	1	3,66	2299,63	2303,50
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (N° 14 al 18)	5	48,15		
N° 12063	PACKER «PCS-5» 5 1/2» x 2 7/8» TEXPROIL N° 2 NUEVO	1	1,35	2250,13	2254
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (N° 19 al 22)	4	38,62		
	NIPLE 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6,5# x 6» DURALITE BLANCO	1	1,83		
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (N° 23 al 27)	5	48,21		
N° 13002	PACKER «PCS-5» 5 1/2» x 2 7/8» TEXPROIL N° 3 NUEVO	1	1,34	2160,13	2164
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (N° 28 al 30)	3	28,93		
	NIPLE 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6,5# x 8» DURALITE BLANCO	1	2,44		
	NIPLE 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6,5# x 10» DURALITE	1	3,08		
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (N° 31 al 32)	2	19,29		
N° 1104561009	MANDRIL 2 7/8» Val 1 « - N° 3 CRINS 2N	1	3,66	2102,73	2106,60
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (N° 33 al 58)	26	250,35		
N° 13011	PACKER «PCS-5» 5 1/2» x 2 7/8» TEXPROIL N° 4 NUEVO	1	1,35	1851,03	1854,90
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (N° 59 al 61)	3	28,92		
	NIPLE 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6,5# x 12» DURALITE	1	3,68		
	NIPLE 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6,5# x 12» DURALITE	1	3,68		
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (N° 62 al 63)	2	19,28		
N° 13008	PACKER «PCS-5» 5 1/2» x 2 7/8» TEXPROIL N° 5 NUEVO	1	1,34	1794,13	1798
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (N° 64 al 66)	3	28,94		
	NIPLE 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6,5# x 12» DURALITE	1	3,65		
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (N° 67 al 68)	2	19,25		
N° 2821211	MANDRIL 2 7/8» Val 1 « - N° 4 CRINS 2N	1	3,66	1738,63	1742,50
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (N° 69 al 76)	8	76,86		
N° 13003	PACKER «PCS-5» 5 1/2» x 2 7/8» TEXPROIL N° 6 NUEVO	1	1,34	1660,43	1664,30
	TUBING 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT DEL POZO NUEVOS	171	1.644,75		
	NIPLE 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6,5# x 10» DURALITE	2	6,11		
	TUBING 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT DEL POZO NUEVOS	1	9,57		

Tabla 1. Diseño de instalación bajada en el Pozo N°1.

potencial del pozo capa a capa por medio de la IPR (*Inflow Performance Relationship*) y VLP (*Vertical Lift Performance*) (Figura 1).

En 2015 se completaron los pozos nuevamente con la instalación de surgencia convencional producto de una decisión netamente estratégica en cuanto a producción. Se decidió priorizar la producción de petróleo frente a la de gas, realizar intervenciones rápidas y dejar surgentes hasta el ahogue. En resumen, se ingresaba con WO, se punzaba y bajaba instalación de surgencia. Se inducía surgencia y se ensayaba en conjunto. Si los valores de caudales y presiones eran aceptables, se dejaba en producción hasta

el ahogo del pozo. Los pozos en esas condiciones generaron un incremental de petróleo y gas muy importantes. Luego ingresábamos a recompletar la zona de petróleo por encima de los 2100 m.

En este punto es preciso aclarar que estos pozos presentan una zona con objetivo petróleo desde los 1500 m hasta los 2100 m. Por debajo de los 2100 m hasta los 2700 m, el objetivo es principalmente gas, pero también cuenta con aporte de petróleo y, en algunos casos, surgentes. La estrategia desde 2011 fue producir solo la zona denominada gas (2100 m a 2700 m), y una vez depletado estos reservorios, explotar la zona petrolera (1500 m a 2100 m).

## Tipos de selectivas en pozos de gas

### a. Alternativa 1: pozo con gas y líquido

La primera selectiva se baja en 2012, en el pozo-1, donde se identificaron y aislaron cuatro zonas productivas y tres zonas ciegas, porque dieron como resultado ASF (Agua Salada de Formación), y se definieron por medio de ensayos con WO. Con esta configuración se evitó la maniobra de cementación, que se hubiese requerido con cualquier otro tipo de instalación, dado los caudales y las presiones de ensayo con WO en las zonas con resultado de ASF.

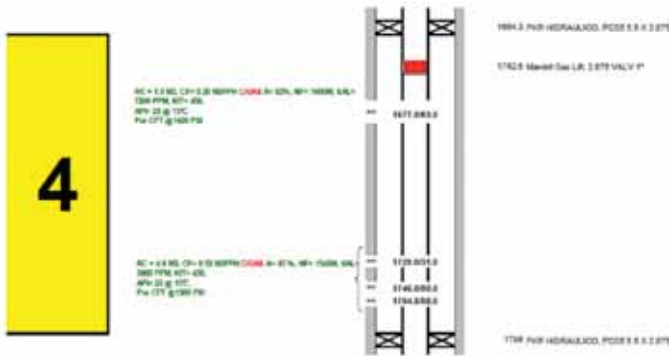


Figura 2. Pozo-1-Zona 4. Por encima del PKR 1664,3 se encuentra la zona ciega N° 1.

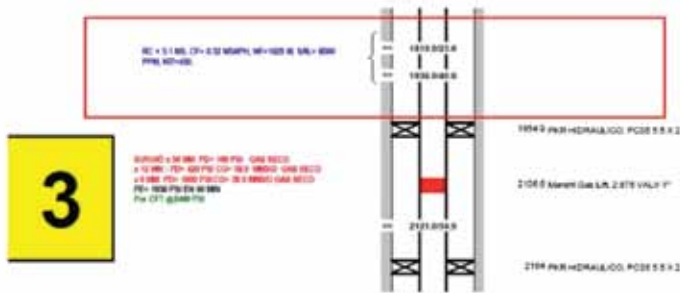


Figura 3. Pozo-1-Zona 3. Se visualiza la zona ciega N° 2.

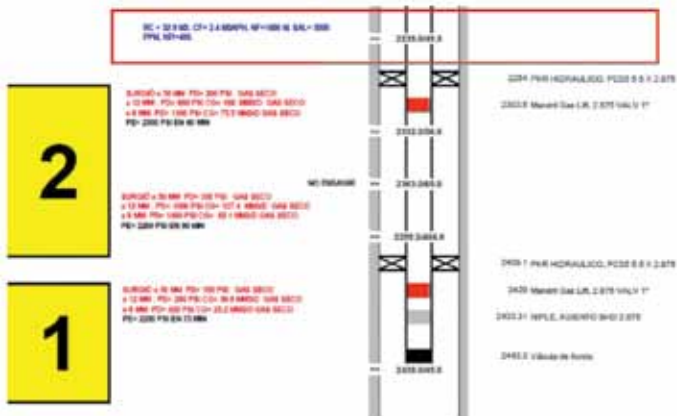


Figura 4. Pozo-1-Zonas 2 y 1. Se visualiza la zona ciega N° 3.

Las cuatro zonas productoras se seleccionaron teniendo en cuenta los caudales y tipo de fluidos, además de las presiones estáticas y dinámicas tomadas en el ensayo de pistoneo.

Las herramientas y materiales empleados fueron los siguientes:

- 172 TBG Ø 2 7/8" J-55 y 2 Niples de TBG Ø 2 7/8" J-55
- 6 Packer Hidráulico PCS 5 Ø 5 1/2" x Ø 2 7/8"
- 4 Mandriles de Gas Lift Ø 2 7/8" x Ø 1"
- 1 Válvula de fondo VF-1 Ø 2 7/8"
- 1 Asiento tipo BHD Ø 2 7/8"

Los materiales y el diseño se basaron principalmente en la experiencia que se tenía en inyectoros, debido a que no se contaba con antecedentes en la compañía sobre este tipo de diseños. El otro punto consistió en utilizar los materiales disponibles en nuestra empresa y en la zona. Poner a prueba los materiales que disponíamos para este tipo de pozos, buscando mantener los estándares y evitar así encarecer el costo en instalación de producción.

La configuración de la instalación se detalla en la tabla 1. El costo de este diseño fue de USD91.847,25.

Con el fin de graficar el criterio empleado para seleccionar al momento de tener en cuenta los parámetros de presiones y caudales, se presentan los datos de las zonas donde se instalaron mandriles (Figuras 2, 3, 4 y 5).

En cuanto al mantenimiento que requirió la instalación para el monitoreo podemos resumir que se utilizó el equipo de SL (Slick Line-Alambre) en ocho oportunidades, en las que se realizaron gradientes estáticos y diná-

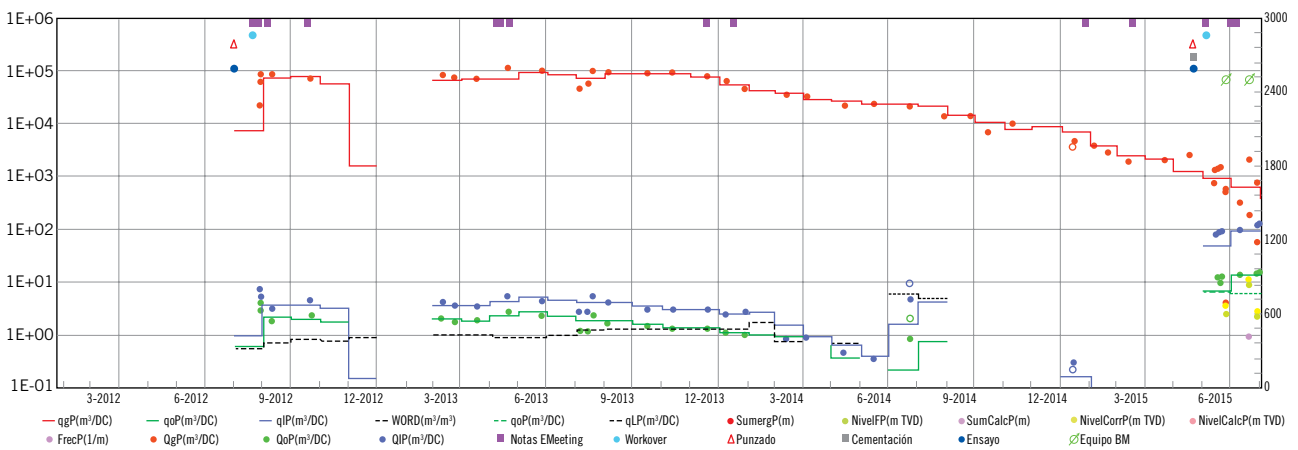


Figura 5. Pozo-1: historia de producción.



Mandriles	Profundidad (mbbp)	CFT (psi)	WO (psi)
Mandril #4	1742,50	1630,48	1600
Mandril #3	2106,60	s/d	1850
Mandril #2	2303,50	2988,69	2300
Mandril #1	2420	3022,96	2200

Tabla 2. Relevamiento de presiones de registro CFT y cierres al finalizar el ensayo con equipo WO.

Mandriles	Profundidad (mbbp)	Presión en boca de pozo		
		3300	3000	2800
Mandril #4	1742,50	3485	3185	2985
Mandril #3	2106,60	3523	3223	3023
Mandril #2	2303,50	3544	3244	3044
Mandril #1	2420	3557	3257	3057

Tabla 3. Presiones referidas a boca de pozo en psi.

micos de presión y temperatura, movimiento de válvulas con la asistencia de equipo con nitrógeno, registros PLT e inducción de surgencia.

El pozo se enganchó el 08/2012 con un caudal de gas de 85,531 m<sup>3</sup>/d y se debió poner en marcha induciendo surgencia con el equipo SL. Se dejaron los mandriles N° 4 y N° 3 libres, y el pozo no se pudo dejar en surgencia. Por esta razón se decidió cegar el Mn#4 (Mandril N° 4) donde teníamos aporte de líquido.

En 10/2012 se ciega el Mn# 3 y se pesca la válvula ciega del Mn#2. Para realizar esta maniobra fue necesario no solo el equipo SL, sino también la asistencia de un equipo con nitrógeno, para compensar la diferencia de presión entre el espacio anular y la directa.

La estimación de presión a presurizar con nitrógeno se realizó tomando los datos de presión registradas con CFT y WO por mandril (Tabla 2).

De los dos escenarios se tomó el de mayor compromiso para la operación, es decir los valores registrados por CFT. Para llevar las presiones a fondo,

y viceversa, se definió un gradiente promedio a partir de los registros de presión y temperatura relevados en el pozo. Se tomó como gradiente promedio 0,106 psi/m (Tabla 3).

Tomamos como margen de seguridad 300 psi, por lo tanto era necesario presurizar en boca de pozo con 3300 psi para pescar la válvula ciega del Mn#3. Finalmente, al pescar la válvula se observó un descenso de presión de solo 300 psi.

Desde los meses 11/2012 hasta 3/2013, se debió cerrar el pozo por falta de capacidad para procesar el gas. Era necesario poner en producción los pozos nuevos para evaluar la producción. Durante este tiempo de cierre no se cegaron los mandriles y se puede observar en la figura 5 que al poner en

marcha no se perdió producción.

En 6/2013 se volvió a operar con nitrógeno para pescar la válvula ciega del Mn#1 y Mn#2. Se dejó en producción los Mn#1, Mn#2 y Mn#3. Se incrementa la producción de 72 Mm<sup>3</sup>/d a 110 Mm<sup>3</sup>/d. El pozo se dejó en surgencia hasta 5/2015, donde se ingresó con WO para completar la zona petrolera desde 1500 m hasta 2000 m (Figura 5).

## b. Alternativa N° 2: reparación de pozo de GAS con integridad comprometida

La segunda selectiva se instaló en el pozo-2, un pozo productor en un proyecto de secundaria donde se habían cementado las capas de gas al detectarlas durante la completación en 8/1995. Se sabía que los objetivos de gas se encontraban entre las capas con fluido de secundaria pero con muy bajo caudal. Durante la intervención se detecta un compromiso de integridad en el CSG de aislación en cercanías de la BDP (Boca de Pozo).

En ese momento se definió bajar una selectiva para aislar las capas de gas, y además, salvar la situación de integridad detectada. Las capas presentaban tres zonas a seleccionar, tomando como criterio los datos de presiones y caudales.

En la figura 8 se pueden observar los datos de ensayo, donde el Mn#2 aportaría un caudal de fluido de 12,7 m<sup>3</sup> ASF por hora al ensayar por 50 mm y una presión dinámica de 380 psi. Mientras que en la zona del Mn#3 surgió prácticamente gas seco por 50 mm con presión dinámica medida en BDP 150 psi (0.08 m<sup>3</sup> de ASF por hora).

A diferencia del pozo-1, se instaló un ON&OFF de Ø 2 7/8" y pasaje pleno por encima del PKR superior y un BHD. No se instalaron perfiles tipo F 2.31 o R 2.25 porque no contábamos con ellos al momento de bajar la instalación (Figura 9).

Si bien en la zona 1 se observó gas con muy poco aporte de fluido, la presión dinámica era muy baja respecto de los otros dos mandriles. Por 50 mm 15 psi con un caudal de gas estimado de 35 Mm<sup>3</sup>/d (Figura 10).

Las herramientas y materiales empleados fueron los siguientes:

- 133 TBG Ø 27/8" J-55 y 8 niples de TBG Ø 27/8" J-55
- 3 packer hidráulico PCS 5 Ø 5½" x Ø 27/8"

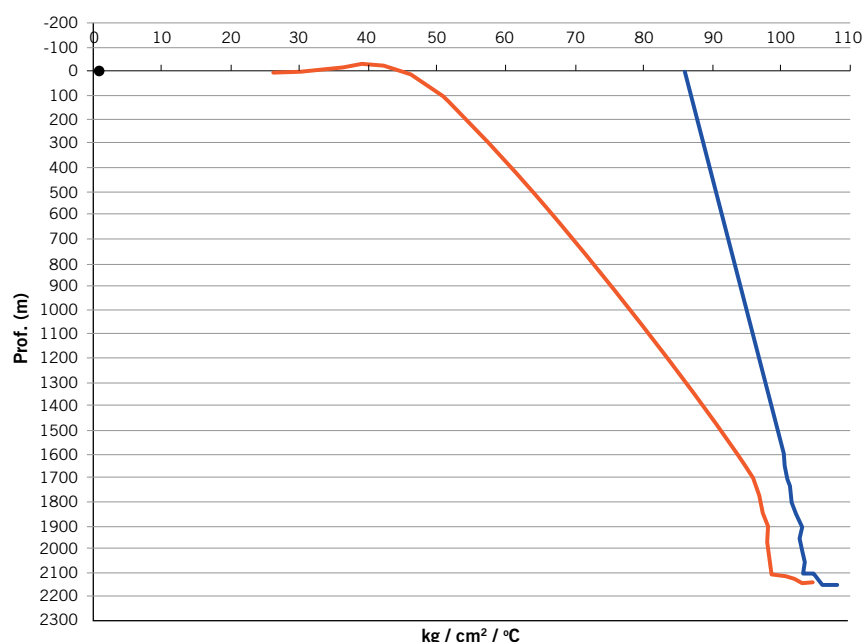


Figura 6. Registro de presión y temperatura del pozo-1.

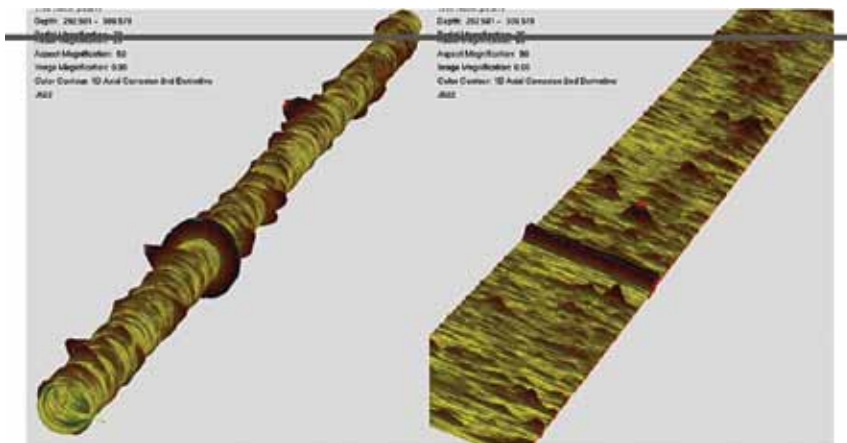


Figura 7. Registro de perfil de integridad tipo MIT corrido durante la reparación con WO 7/2012.

- 3 mandriles de gas lift Ø 27/8" x Ø 1"
- 1 válvula de fondo VF-1 Ø 27/8"
- 1 asiento tipo BHD Ø 27/8"

En cuanto al costo de este diseño, a la compañía le implicó un gasto de USD65.444,86. La configuración detallada de la instalación se aprecia en la tabla 4.

Mantenimiento realizado: durante la surgencia del pozo fueron necesarias cuatro intervenciones con SL para realizar gradientes dinámicos y estáticos de presión y temperatura, movimientos de válvulas. En este caso no se realizaron registros PLT.

El caudal de enganche fue de 16,424 m<sup>3</sup>/d y, a diferencia del pozo-1, se indujo surgencia con el equipo de WO antes de desmontar. En 11/2012, fue necesario aplicar solventes durante la intervención que se realizó con SL por presencia de parafina en la zona cercana a la BDP. Se siguieron a pesar de la acumulación de parafina y, en 3/2013, se instaló dosificación continua a la línea.

En 1/2014, el pozo se ahogó y dejó de surgir; se intentó en varias oportunidades inducir surgencia con equipo SL sin resultado satisfactorio. En 2015 se sacó la instalación selectiva y se volvió a productor de secundaria.

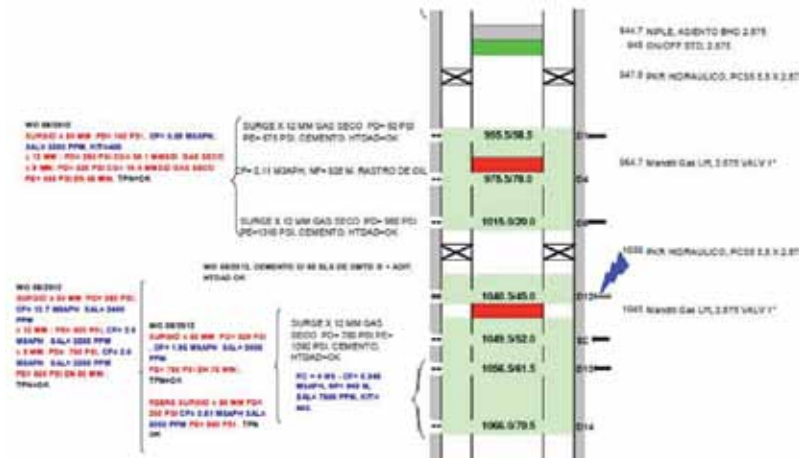


Figura 8. Pozo-2-Zona 3 y 2. Por encima del ON&OFF se encontraban reservorios punzados sin interés de gas.

### c. Alternativa N° 3: pozo con aporte de sólidos

La tercera selectiva bajada en 2012 se instaló en el pozo-3, donde el comportamiento fue distinto a las dos anteriores. Se punzó la zona de gas y se intentó correr registro PLT, pero por diferentes inconvenientes técnicos con la herramienta, no se pudo concretar la medición. Se realiza un cambio de la estrategia de completación de pozo y se punza la zona con interés petrolero. Se comienza a ensayar capa a capa y se observa presencia de relleno al momento de cada cambio de zona al intentar mover el conjunto de herramientas TPN y PKR (Tapón de ensayo tipo "N" y Packer de ensayo).

Al analizar los datos de relleno, pudimos definir la necesidad de dejar las capas por debajo de los 2.300 m hasta el PBD del pozo en 2.568 m sin mandril, con el fin de tener la posibilidad de entrar a limpiar, si era necesario, con un equipo de CT (Coiled Tubing), por el aporte relleno observado.

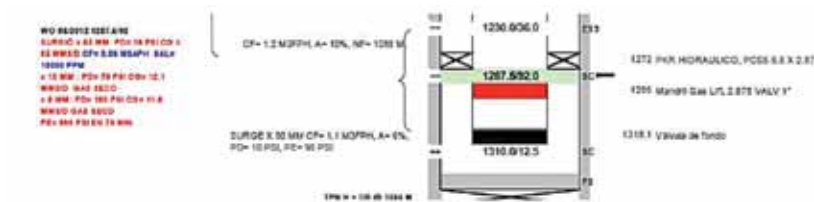


Figura 9. Pozo-2-Zona 1. Válvula de fondo tipo VF-1.

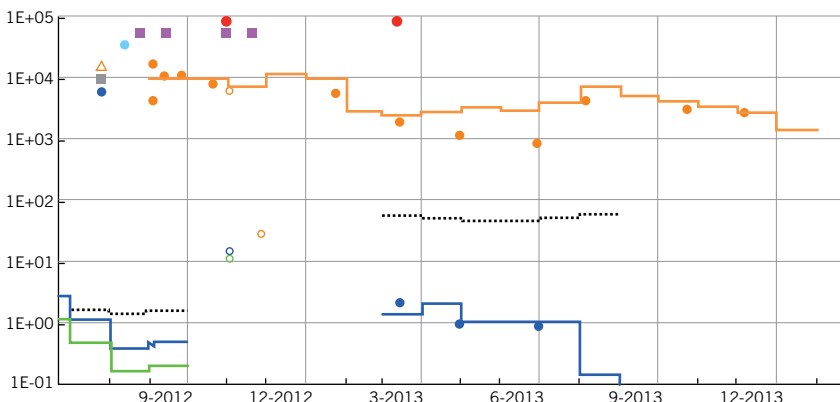


Figura 10. Pozo-2: historia de producción.

NÚMERO HERRAMIENTA	DESCRIPCIÓN MATERIALES	BAJADO		PROFUNDIDAD	
		CANT.	MTS.	MTS.	INDUCCIÓN
Nº: 16887	VALVULA DE FONDO "VF-1" x 2 7/8	1	0.20	1315.97	1318.10
	TBG 2 7/8" EUE 8 RD / J-55 / 6,5# ( N° 1 al 3 )	3	28.30		
	MANDRIL 2 7/8" Val 1" - N°1 PARAGAS LIFT	1	3.90	1283.87	1288.00
	TBG 2 7/8" EUE 8 RD / J-55 / 6,5# ( N° 4 )	1	9.45		
	HIPLE 2 7/8" EUE 8 RD J 55 / 6,5 # x 10'	1	3.10		
Nº: 13021	PACKER "PCS-5" 5 1/2" x 2 7/8" N°1	1	1.35	1289.97	1272.10
	TBG 2 7/8" EUE 8 RD / J-55 / 6,5# ( N° 5 al 16 )	12	114.33		
	HIPLE 2 7/8" EUE 8 RD J 55 / 6,5 # x 10'	1	3.09		
	TBG 2 7/8" EUE 8 RD / J-55 / 6,5# ( N° 17 al 27 )	11	106.85		
	MANDRIL 2 7/8" Val 1" - N°2 PARAGAS LIFT	1	3.83	1042.87	1045.00
Nº: 13013	TBG 2 7/8" EUE 8 RD / J-55 / 6,5# ( N° 28 )	1	9.57		
	HIPLE 2 7/8" EUE 8 RD J 55 / 6,5 # x 12'	1	3.88		
	PACKER "PCS-5" 5 1/2" x 2 7/8" N°2	1	1.35	1028.27	1030.40
	TBG 2 7/8" EUE 8 RD / J-55 / 6,5# ( N° 29 al 31 )	3	28.82		
	HIPLE 2 7/8" EUE 8 RD J 55 / 6,5 # x 12'	1	3.89		
Nº: 13033	TBG 2 7/8" EUE 8 RD / J-55 / 6,5# ( N° 32 al 34 )	3	29.37		
	MANDRIL 2 7/8" Val 1" - N°3 PARAGAS LIFT	1	3.82	962.87	964.70
	TBG 2 7/8" EUE 8 RD / J-55 / 6,5# ( N° 35 )	1	9.80		
	HIPLE 2 7/8" EUE 8 RD J 55 / 6,5 # x 10'	2	6.25		
	PACKER "PCS-5" 5 1/2" x 2 7/8" N°3	1	1.35	945.37	947.50
Nº: 15771	HIPLE 2 7/8" EUE 8 RD J 55 / 6,5 # x 6'	1	1.90		
	ON-OFF MECANICO 5 1/2" X 2 7/8" "TEXPROIL" C/PERFIL 2.06	1	0.50	942.87	945.00
	ASIENTO BHD x 2 7/8"	1	0.33		
	TUBING 2 7/8" EUE 8 RD J 55 / 6,5 #FT	97	928.60		
	HIPLE 2 7/8" EUE 8 RD J 55 / 6,5 # x 8'	1	2.45		
TUBING 2 7/8" EUE 8 RD J 55 / 6,5 #FT	1	9.83			

Tabla 4. Diseño de instalación bajada en el Pozo-2.

Respecto de los otros diseños, se plantea la primera gran diferencia, no disponemos de una válvula de fondo tipo VF-1. Todas los reservorios más profundos surgen por CSG Ø 5 1/2" hasta una guía de entrada ubicada en 2242,14 m, por encima encontramos un perfil tipo F 2.31 en 2222,41 m, y luego un packer tipo PSC-5 igual a todos los diseños anteriores.

Con esta configuración, no solamente se lograba evitar la posibilidad para el relleno de acumularse en el fondo, con la intervención de equipo CT, sino también realizar perfil PLT en CSG Ø5 1/2" si es necesario. Para este punto se dejó una distancia

de 100 m, aproximadamente, entre la guía de entrada y el punzado más somero de la zona en 2326,0/30,0 m. Esta distancia es más que suficiente, ya que el proveedor considera que 25 m es una distancia óptima para garantizar un flujo estable para realizar la medición. En nuestro caso teníamos la cámara suficiente como para tomarnos un margen de seguridad.

El inconveniente se planteó al momento de instalar un perfil para controlar el flujo en una futura intervención. No disponíamos de un perfil tipo

R 2.25 y tampoco un NO-GO. Por esta razón solo bajamos un perfil tipo F 2.31 convencional sin No-Go. Más adelante detallaremos los inconvenientes que trajó aparejada esta decisión.

Luego se completó el pozo con cuatro mandriles y un ON & OFF por encima del PKR más somero. Es preciso aclarar que el conector ON&OFF es de pasaje pleno, es decir tiene el mismo pasaje que un TBG J-55 de Ø 2 7/8" (Figura 12).

En el reservorio con mejor potencial del pozo se decidió instalar doble mandril con el fin de estudiar el reservorio en condición de fluencia en el futuro. Además a esta altura del desarrollo nos planteábamos si el orificio del mandril era un cuello de botella para los caudales de producción que estimábamos por mandril. Cabe aclarar que en este punto del desarrollo no habíamos tenido la posibilidad de realizar ningún PLT en condición de fluencia en ninguna de las dos instalaciones selectivas bajada. Por lo tanto, se tomó la decisión de bajar dos mandriles en el reservorio ubicado a 1852,0/55,0 m en el pozo-3. Los mandriles los ubicamos por encima y por debajo del punzado (Figura 13).

Tampoco teníamos antecedentes sobre la ventaja de instalar el mandril por encima o por debajo del punzado, por lo tanto con los antecedentes de



Figura 11. Pozo-3-Zona 1. Fondo de pozo sin selectivizar.

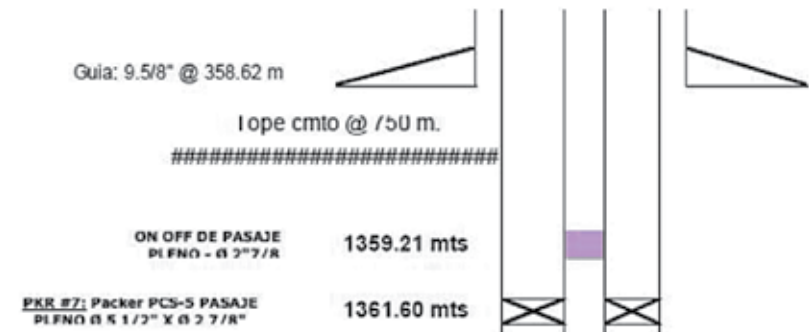


Figura 12. Pozo-3-Zona superior con PKR superior y ON&OFF.



Figura 13. Pozo-3-Zona 3 con dos mandriles.

NÚMERO HERRAMIENTA	DESCRIPCIÓN MATERIALES	BAJADO		PROFUNDIDAD	
		CANTIDAD	M	M	INDUCCIÓN
Nº 16665	SHEAR OUT 2 7/8» C / GUIA DE ENTRADA	1	0,30	2239,20	2242,14
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (Nº 1 al 2)	2	19,32		
444-27-00005	NIPLE «F» 2.312» X 2 7/8» Nº 34217 WEATHERFORD	1	0,35	2219,53	2222,47
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (Nº 3 al 5)	3	28,96		
Nº: 12065	PACKER «PCS-5» 5 1/2» x 2 7/8» TEXPROIL Nº 1	1	1,35	2189,22	2192,16
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (Nº 6 al 10)	5	50,64		
	NIPLE 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6,5# x 4» DURALITE	1	1,23		
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (Nº 11 al 15)	5	50,61		
Nº: 11491	PACKER «PCS-5» 5 1/2» x 2 7/8» TEXPROIL Nº 2	1	1,34	2085,40	2088,34
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (Nº 16 al 17)	2	19,32		
	NIPLE 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6,5# x 12» TENARIS	2	7,34		
	NIPLE 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6,5# x 4» DURALITE	1	1,23		
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (Nº 18 al 19)	2	19,31		
Nº: 27425	MANDRIL 2 7/8» Val 1 « Nº 1 P/GAS LIFT NOVADRILL 2 N	1	3,68	2034,52	2037,46
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (Nº 20 al 21)	2	19,45		
Nº: 11490	PACKER «PCS-5» 5 1/2» x 2 7/8» TEXPROIL Nº 3	1	1,35	2013,72	2016,66
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (Nº 22 al 26)	5	48,57		
	NIPLE 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6,5# x 12» DURALITE	2	7,35		
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (Nº 27 al 32)	6	57,93		
Nº: 13006	PACKER «PCS-5» 5 1/2» x 2 7/8» TEXPROIL Nº 4	1	1,35	1898,52	1901,46
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT ( Nº 33 al 35 )	3	31,13		
Nº: 15846	MANDRIL 2 7/8» Val 1 « Nº 2 P/GAS LIFT NOVADRILL 2N	1	3,67	1863,72	1866,66
	NIPLE 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6,5# x 6» DURALITE	1	1,83		
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (Nº 36 al 38)	3	29,49		
Nº: 15639	MANDRIL 2 7/8» Val 1 « Nº 3 P/GAS LIFT NOVADRILL 2N	1	3,68	1828,72	1831,66
	NIPLE 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6,5# x 8» DURALITE	1	2,44		
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (Nº 39 al 41)	3	26,71		
Nº: 13010	PACKER «PCS-5» 5 1/2» x 2 7/8» TEXPROIL Nº 5	1	1,35	1798,22	1801,16
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (Nº 42 al 43)	2	19,57		
	NIPLE 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6,5# x 8» DURALITE	1	2,44		
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT ( Nº 44 al 45 )	2	19,32		
Nº: 28212	MANDRIL 2 7/8» Val 1 « Nº 4 P/GAS LIFT NOVADRILL 2N	1	3,67	1753,22	1756,16
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (Nº 46 al 52)	7	67,95		
Nº: 11496	PACKER «PCS-5» 5 1/2» x 2 7/8» TEXPROIL Nº 6	1	1,35	1683,92	1686,86
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (Nº 53 al 69)	17	164,72		
	NIPLE 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6,5# x 12»		1	3,66	
	TBG 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (Nº 70 al 85)	16	155,54		
Nº: 11487	PACKER «PCS-5» 5 1/2» x 2 7/8» TEXPROIL Nº 7	1	1,34	1358,66	1361,60
	NIPLE 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6,5# x 6»		1	1,79	
Nº: NO POSEE	ON-OFF MECANICO 5 1/2» X 2 7/8» «TEXPROIL» PASAJE PLENO	1	0,60	1356,27	1359,21
	TUBING 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT		140	1342,96	
	NIPLE 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6,5# x 12»		1	3,66	
	TUBING 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT		1	965	

Tabla 5. Diseño de instalación bajada en el Pozo-3.

relleno, al observar durante el ensayo que esta capa había tenido aporte de sólido, tomamos como alternativa instalarlos en esa configuración.

Las herramientas y materiales empleados fueron los siguientes:

- 226 TBG Ø 2 7/8" J-55 y 12 Niples de TBG Ø 2 7/8" J-55
- 7 packer hidráulico PCS-5 Ø 5 1/2" x Ø 2 7/8"
- 4 mandriles de Gas Lift Ø 2 7/8" x Ø 1"
- 1 Guía de entrada con *shear out* Ø 2 7/8"

- 1 perfil F-2.31 x 2 7/8"
- 1 ON&OFF mecánico 5 1/2" x 2 7/8" pasaje pleno

Otra diferencia fue la maniobra al momento de fijar la instalación, en los casos anteriores disponíamos de los mandriles cegados y la válvula de pie VF-1, razón por la cual la operación no fue difícil. Al tener el fondo de la instalación abierta, fue necesario instalar la guía de entrada con un *shear out* para fijar la instalación y, posteriormente, actuar los pines de corte para dejar co-

municado el fondo del pozo con la columna de TBG Ø 2 7/8".

En cuanto al costo de este diseño, le implicó a la compañía un gasto de USD88.384,29. En la tabla 5 se presenta el detalle de la instalación.

El pozo enganchó con un caudal de 68,5 Mm<sup>3</sup>/d de gas aportando solo el fondo del pozo, con los cuatro mandriles cegados. Se tenía previsto fijar un tapón de flujo en el perfil F 2.31 instalado al momento de tener que liberar las válvulas ciegas de los mandriles con la asistencia del nitrógeno



para presurizar la directa del TBG. Similar a las maniobras mencionada en el caso del pozo-1.

En 5/2013 se concreta la maniobra y se decide intervenir el pozo para liberar las válvulas ciegas de los mandriles. Se interviene pozo con SL y nitrógeno, donde al momento de calibrar se tienen aprisionamiento a diferentes profundidades. Se logró tener paso con el calibre de 59,5 mm hasta el perfil F-2.31 en 2222,47 m. No disponíamos del dispositivo NO-GO y se corría el riesgo de perder el tapón de flujo, por ello se decidió fijar un stop collar en 2224 m, con el objetivo de usarlo como NO-GO. Luego se bajó el tapón de flujo y se fijó sobre el perfil. Se importante aclarar que el perfil y el tapón pertenecían a la misma compañía de servicios. Se pescan las válvulas ciegas presurizando con nitrógeno en el bombeo, porque no se logró presurizar con la presión preestablecida por cálculo. Se realizó el mismo método que en el pozo-1.

Luego de concretar con éxitos las pescas de las válvulas ciegas de los 3 mandriles que teníamos como objetivo, se bajó el pescador para recuperar el tapón de flujo sin resultado. No se encontraron ni el tapón de flujo ni el stop collar fijado. Este fue el primer inconveniente con el que nos encontramos. Comenzamos a tener presente la necesidad de instalar un perfil de menos diámetro por debajo o, en un defecto, asegurar un dispositivo NO-GO con el fin de mantener la versatilidad que nos planteamos como objetivo desde un comienzo (Figura 14).

En 6/2015 comenzamos a tener inconvenientes por acumulación de parafina en los primeros 500 m de TBG desde las BDP. Entonces, fue ne-

cesario comenzar a realizarles bacheos con solvente. En 11/2015 se instala un *plunger lift* fijando un stop collar por encima del ON&OFF y realizando carreras en la zona donde se observaba acumulación de parafina. Hasta la fecha el pozo se encuentra en producción y aporta 9059 m<sup>3</sup>/d de gas y 4,03 m<sup>3</sup>/d de fluido total. Con el *plunger* se logró un incremental en la producción de gas de 6300 m<sup>3</sup>/d y 1,46 m<sup>3</sup>/d de petróleo.

#### d. Alternativa N° 4: Pozo con TBG J-55 de Ø 2 7/8" y 2 3/8"

La cuarta alternativa en el diseño de selectiva se instaló en el pozo-4 completado en 4/2014. La primera gran diferencia fue correr un registro PLT luego de punzar la zona de gas. Los puntos relevantes de esta maniobra son los siguientes:

- Al emplear la herramienta PLT, se generó un reducción de equipo WO de (224 h *versus* 76 h) res-

pecto del programa de WO planteado (12 ensayos *versus* 1 ensayo con PLT).

- Evitar el ahogo de capas en los cambios de zona para ensayar de la forma tradicional.
- Obtención del comportamiento del pozo en conjunto.
- Única limitante de la maniobra es que el pozo no tenga el potencial suficiente para surgir por CSG de Ø 5 1/2" y se deba realizar la medición partiendo el pozo.
- Obtención de tres valores de presión y temperatura en fondo, lo cual permite definir con mayor precisión la IPR de la capa y pozo.

El segundo punto que se buscó mejorar fue el uso de diámetros en TBG. Hasta ahora utilizamos todos TBG de Ø 2 7/8", pero analizando la declinación de los pozos y el comportamiento de los fluidos, consideramos que podía ser una mejora emplear Ø 2 3/8" en la zona a seleccionar desde los 2100 m hasta los 2700 m. El principal fin era

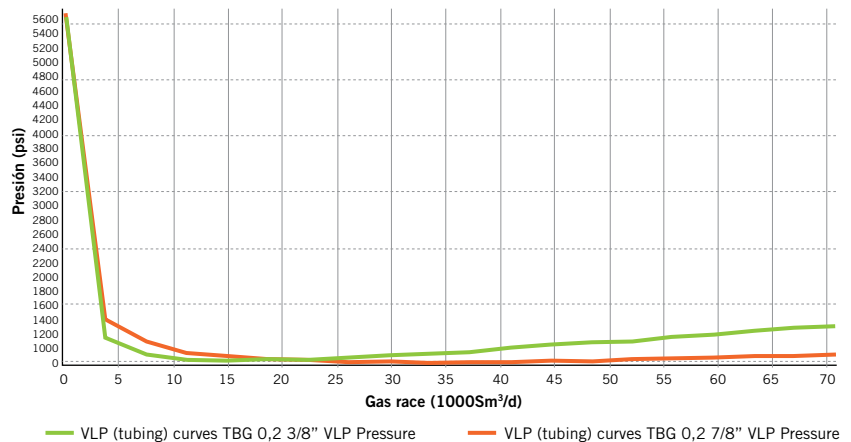


Figura 15. Análisis VLP del pozo-4. TBG Ø 2 7/8" versus Ø 2 3/8".

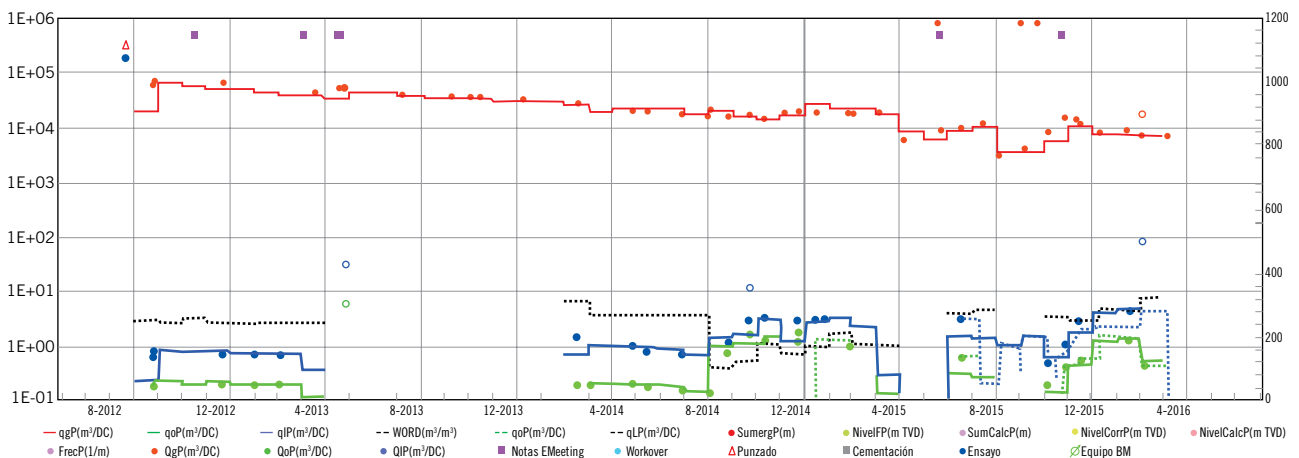


Figura 14. Pozo-3: historia de producción.

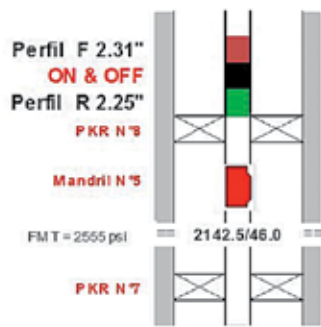


Figura 16. Pozo-4-Zona Conector ON&OFF. Nueva propuesta de ubicación de perfiles.

extender la producción en condición de surgencia del pozo. Para el análisis se simuló las alternativas en Prosper (Figura 15).

Luego se modificó la colocación de los perfiles para los taponos de flujo, se instalaron por debajo del conector ON&OFF un perfil R 2,25 y por encima, un perfil F 2.31.

Hubo un caso donde se detectó una fuga en la instalación y no se pudo definir al tener los dos perfiles por debajo del ON&OFF, en el caso de que sea la herramienta adecuada (Figura 16).

El fondo del pozo se resolvió con la válvula tipo VF-1 dado que no tuvimos, hasta la fecha, ninguna falla en esta herramienta en las selectivas de gas instaladas (Figura 17 y 18).

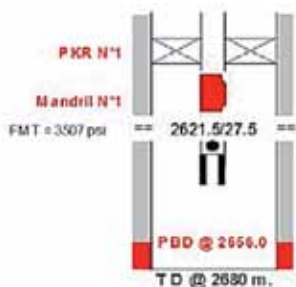


Figura 17. Pozo-4-Zona fondo de instalación. Válvula tipo VF-1 sin fallas.

Las herramientas y materiales empleados fueron los siguientes:

- 223 TBG Ø 27/8" J-55 y 2 Niples de TBG Ø 2 7/8" J-55
- 43 TBG Ø 2 3/8" J-55 y 13 Niples de TBG Ø 2 3/8" J-55
- 8 packer hidráulico PCS-5 Ø 5 1/2" x Ø 2 7/8"
- 6 mandriles de gas lift Ø 2 3/8" x Ø 1 1/2"
- 1 perfil R 2.25 x 2 7/8"
- 1 perfil F-2.31 x 2 7/8"
- 2 reducciones de TBG Ø 2 7/8" x Ø 2 3/8"
- 1 ON&OFF mecánico 5 1/2" x 2 7/8" pasaje pleno



Figura 18. Pozo-4-Zonas ciegas entre mandriles productores.

El costo de este diseño le implicó a la compañía un gasto de USD85.482,74. La configuración detallada se encuentra en la tabla 6.

El pozo enganchó con 72 Mm<sup>3</sup>/d de gas en 5/2014 sin detectar fluido en los ensayos hasta 10/2014. En 8/2015 se comenzaron a detectar ahogos de pozo y se interviene con equipo SL para inducir surgencia. Se detectó presencia de parafina durante la intervención y se realizaron bacheos con solventes. Luego de la intervención, se observa que la producción se recupera. Los ahogos se atribuyeron

a la presencia de parafina, debido a que se seguía observando bajo fluido en los ensayos y BDP (boca de pozo) (Figura 19).

En 10/2015 se realizó un gradiente dinámico de presión y temperatura sin detectar presencia abundante de fluido. El equipo de SL pistonea el pozo y saca líquido, y se observó recuperación de la producción de gas (Figura 20).

En 4/2016 se operó equipo SL y se instaló *plunger lift*. Se fijó stop collar en 2105 m y se largo pistón en el pozo, el mismo no llega a la posición prevista, por lo que pistonean pozo para inducir surgencia. No se logró estabilizar el pozo. Actualmente, estamos maniobrando el pozo cegando mandriles para restringir el fluido con válvula ecualizadora.

## Válvula ecualizadora

Cuando comenzamos a desarrollar la experiencia describimos la visión que teníamos en 2012 sobre la selectiva por desarrollar en los pozos de gas (Tabla 7).

Si bien existía la posibilidad en mandriles para TBG Ø 2 3/8", preferimos emplear mandriles de Ø 2 3/8" x Ø 1 1/2", con el fin de tener el menor pasaje posible. Al evaluar la válvula ecualizadora nos recomendaron el uso de válvulas de Ø 1" porque era de mayor confiabilidad, a pesar de requerir dos carreras para el librado.

En una primera carrera se pesca el *Prong*, donde se genera el corte de los pines de bronce y por medio de los orificios que se observan en la figura 21, se ecualiza la directa con la inversa. Posteriormente, en una segunda carrera, se realiza la pesca del cuerpo de la válvula (Figura 22).

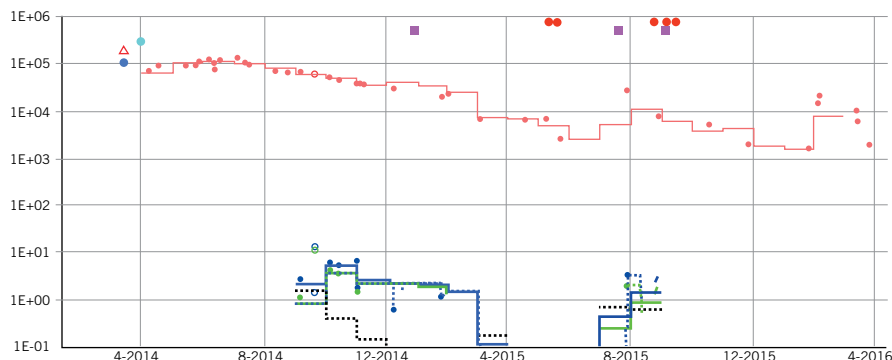


Figura 19. Pozo-4: Historia de producción.

NÚMERO HERRAMIENTA	DESCRIPCIÓN MATERIALES	BAJADO		PROFUNDIDAD	
		CANTIDAD	M	M	INDUCCIÓN
Nº: 14-21250	Válvula de Fondo 2 7/8»	1	0,24	2630,87	2630,90
	TUBING 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (Nº 1 al 2)	2	19,20		
	REDUCCIÓN DE 2 3/8» a 2 7/8»		1	0,35	
Nº: 66943-38	NIPLE 2 3/8» EUE 8 RT J 55 / 4,7# x 10» SIDERCA	1	3,05		
	MANDRIL 2 3/8» Val 1½ « Nº 1 CRINS 3N	1	4,50	2603,77	2603,80
Nº: 14-20978	TBG 2 3/8» EUE 8 RT / J-55 / 4,7# (Nº 1 al 2)	2	19,15		
	PACKER «PCS-5» 5 1/2» x 2 3/8» TEXPROIL Nº 1	1	1,35	2583,27	2583,30
	TBG 2 3/8» EUE 8 RT / J-55 / 4,7# (Nº 3 al 4)	2	19,22		
	NIPLE 2 3/8» EUE 8 RT J 55 / 4,7# x 10» SIDERCA	1	3,05		
	NIPLE 2 3/8» EUE 8 RT J 55 / 4,7# x 12» SIDERCA	1	3,66		
Nº: 14-20958	TBG 2 3/8» EUE 8 RT / J-55 / 4,7# (Nº 5 al 7)	3	28,82		
	PACKER «PCS-5» 5 1/2» x 2 3/8» TEXPROIL Nº 2	1	1,35	2527,17	2527,20
	TBG 2 3/8» EUE 8 RT / J-55 / 4,7# (Nº 8)	1	9,63		
Nº: 66943-37	NIPLE 2 3/8» EUE 8 RT J 55 / 4,7# x 12» SIDERCA	2	7,32		
	MANDRIL 2 3/8» Val 1½ « Nº 2 CRINS 3N	1	4,45	2505,77	2505,80
	TBG 2 3/8» EUE 8 RT / J-55 / 4,7# (Nº 9 al 10)	2	19,35		
Nº: 14-20953	PACKER «PCS-5» 5 1/2» x 2 3/8» TEXPROIL Nº 3	1	1,35	2485,07	2485,10
	TBG 2 3/8» EUE 8 RT / J-55 / 4,7# (Nº 11 al 12)	2	19,24		
	NIPLE 2 3/8» EUE 8 RT J 55 / 4,7# x 12» SIDERCA	2	7,32		
Nº: 66943-53	TBG 2 3/8» EUE 8 RT / J-55 / 4,7# (Nº 13 al 14)	2	19,21		
	MANDRIL 2 3/8» Val 1½ « Nº 3 CRINS 3N	1	4,53	2434,77	2434,80
	TBG 2 3/8» EUE 8 RT / J-55 / 4,7# (Nº 15 al 16)	2	19,05		
Nº: 14-20959	PACKER «PCS-5» 5 1/2» x 2 3/8» TEXPROIL Nº 4	1	1,35	2414,37	2414,40
Nº: 66943-10	TBG 2 3/8» EUE 8 RT / J-55 / 4,7# (Nº 17 al 19)	3	28,89		
	MANDRIL 2 3/8» Val 1½ « Nº 4 CRINS 3N	1	4,51	2380,97	2381,00
	NIPLE 2 3/8» EUE 8 RT J 55 / 4,7# x 12» SIDERCA	1	3,66		
Nº: 14-20961	TBG 2 3/8» EUE 8 RT / J-55 / 4,7# (Nº 20 al 22)	3	28,69		
	PACKER «PCS-5» 5 1/2» x 2 3/8» TEXPROIL Nº 5	1	1,35	2347,27	2347,30
	TBG 2 3/8» EUE 8 RT / J-55 / 4,7# (Nº 23 al 28)	6	57,53		
	NIPLE 2 3/8» EUE 8 RT J 55 / 4,7# x 8» SIDERCA	2	4,88		
Nº: 14-20954	TBG 2 3/8» EUE 8 RT / J-55 / 4,7# (Nº 29 al 35)	7	65,54		
	PACKER «PCS-5» 5 1/2» x 2 3/8» TEXPROIL Nº 6	1	1,35	2217,97	2218,00
	TBG 2 3/8» EUE 8 RT / J-55 / 4,7# (Nº 36 al 38)	3	28,30		
Nº: 66943-59	NIPLE 2 3/8» EUE 8 RT J 55 / 4,7# x 8» SIDERCA	2	4,88		
	MANDRIL 2 3/8» Val 1½ « Nº 5 CRINS 3N	1	4,52	2180,27	2180,30
Nº: 14-20980	TBG 2 3/8» EUE 8 RT / J-55 / 4,7# (Nº 39 al 40)	2	19,25		
	PACKER «PCS-5» 5 1/2» x 2 3/8» TEXPROIL Nº 7	1	1,35	2159,67	2159,70
Nº: 66657-23	TBG 2 3/8» EUE 8 RT / J-55 / 4,7# (Nº 41 al 42)	2	19,18		
	MANDRIL 2 3/8» Val 1½ « Nº 6 CRINS 3N	1	4,52	2135,97	2136,00
Nº: 14-20957	TBG 2 3/8» EUE 8 RT / J-55 / 4,7# (Nº 43)	1	9,35		
	PACKER «PCS-5» 5 1/2» x 2 3/8» TEXPROIL Nº 8	1	1,35	2125,27	2125,30
	NIPLE 2 3/8» EUE 8 RT J 55 / 4,7# x 6' SIDERCA	1	1,82		
	REDUCCIÓN DE 2 3/8» a 2 7/8»	1	0,35		
Nº: 1881961	NIPLE « R « x 2 7/8» x 2,25» WEATHERFORD	1	0,33	2122,77	
Nº: 14-20164	ON-OFF MECÁNICO 5 1/2» X 2 7/8» « NF - 1» SIN PERFIL	1	0,60	2122,17	2122,20
Nº: 1882017	NIPLE « F « x 2 7/8» x 2,31» WEATHERFORD	1	0,33	2121,84	
	TUBING 2 7/8» EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT	195	1867,96		
	TUBING 2 7/8» EUE 8 RT N 80 / 6.5 #/FT	26	249,58		
	NIPLE 2 7/8» EUE 8 RT N 80 / 6.5 #/FT X 8» SIDERCA	1	2,45		
	NIPLE 2 7/8» EUE 8 RT N 80 / 6.5 #/FT X 6» SIDERCA	1	1,85		

Figura 20. Diseño de instalación bajada en el Pozo-4.

### Crterios para tener en cuenta al instalar una selectiva en pozos de gas

En una primera instancia, al momento de bajar la primera instalación selectiva, nos basamos en los criterios utilizados y la experiencia en inyectorres. Se buscó utilizar las mismas herramientas que empleábamos en inyec-

tores por varios puntos:

- Manejar el mismo estándar de herramientas nos garantizaba un menor costo en instalación y disponibilidad de servicio/materiales.
- Conocíamos la confiabilidad de las herramientas y consideramos

que era necesario someterlas al uso en estos pozos de gas.

- En ese momento la gran mayoría de las herramientas y de los servicios se encontraban abocados en el desarrollo de Vaca Muerta en Neuquén y la disponibilidad en el Golfo era limitada.



Fortalezas	Debilidades
Permitir estudiar los reservorios de gas de forma independiente	Diseños nuevos en período de aprendizaje.
Flexibilidad operativa	Para equalizar las presiones y pescar válvulas de mandriles se puede llegar a requerir presurizar el pozo.
Producir capas en conjunto de líquido y gas	
Aislar zonas de líquido sin requerir cementar las capas.	

Tabla 7. Visión en 2012.



Figura 21. Válvula Ecuilizador de Ø 1".

Al hacer un detalle sobre los procesos y las herramientas, resulta relevante mencionar:

- Los PKR son iguales en inyección y pozos de gas. Este es un punto de mejora dado que en los pozos de gas salieron las gomas cristalizadas y no volvieron a su posición original (hinchadas). Se observó en un pozo al sacar la selectiva en 2015. El sector de herramientas, en conjunto con el proveedor de PKR y gomas, están evaluando una propuesta de mejora a partir de las cromatografías del gas.

- Al momento de definir la profundidad de fijar un PKR's, se debe correlar igual que en inyectores para poner en profundidad el diseño respecto de las cuplas de CSG y punzados, asegurando la correcta posición de la instalación.
- En general, no se bajan selectivas en dos etapas, porque no son de un largo que amerite los dos tramos. La selectiva más larga que se bajo fue de 6 mandriles y 8 PKR's. No quita que si se tuviera un diseño más complejo, se pueda implementar.

Cuando se definieron las capas que se producirían por mandril nos basamos en la medición de presión tomada durante la perforación a pozo abierto (SFT). También evaluamos en condiciones dinámicas y estáticas, al momento de ensayar el pozo, ya sea por surgencia inducida por pistoneo entre tapón y PKR o registro PLT.

Al momento de seleccionar es fundamental tener presente la distancia vertical entre capas, en muchos pozos nos encontramos con la imposibilidad de producir dos reservorios en forma individual. Debimos incluirlas en un mismo mandril a pesar de tener diferencia de presiones que, a priori, indicaban una configuración individual.

Mostramos que en caso de tener presencia de sólidos se puede resolver con éxito siempre que la configuración de las capas lo permita como en el caso del pozo-3. La presencia de sólidos es un punto que se debe tener en cuenta. También para definir si ubicamos el mandril por debajo de la capa que se producirá o por encima. Hemos instalado en zona superior y zona inferior del reservorio por producir, pero no tenemos evidencia que indique una preferencia.

Todos los pozos de gas presentan sus particulares al momento de la completación y/o reparación, por lo cual es difícil brindar una receta sobre todos los puntos. Se considera los principales puntos, al momento de definir una selectiva en un pozo de gas, las siguientes premisas:

- Proximidades entre capas
- Presencia de sólidos en fondo
- Presiones de línea, estáticas, dinámicas
- Profundidades entre punzados



Figura 22. Llegada del Prong en superficie luego de pescar con equipo SL.

(primero y último)

- Integridad de CSG. Si el pozo es vertical o desviado. Esto también ayuda a definir al momento de calibrar
- Comportamiento de los pozos vecinos, declino

En este caso, las profundidades entre punzados y el declino nos inclinó a utilizar las selectivas con TBG Ø 2 3/8", como el caso del pozo-4.

Consideramos necesario darnos el tiempo para evaluar la integridad de CSG de aislación al momento de definir la instalación a bajar. Sobre todo si es desviado, porque define el calibre a bajar y comprobar el pasaje de la instalación. En nuestro desarrollo tuvimos un caso con problema de integridad donde nos quedó una selectiva aprisionada en fondo. Este es un punto que consideramos necesario destacar.

Otro criterio que tomamos como norma fue tener presente los pasajes (*drift*) de las herramientas al momento de introducir un cambio en los diseños, ya que puede originar un problema una vez instalado el diseño en fondo.

## Uso de las válvulas

En todos los diseños bajados hasta la fecha, se instalaron válvulas ciegas para posteriormente fijar la instalación por presión, previo largar la bola de la válvula VF-1 instalada en fondo y correr perfil neutrón para fijar la profundidad. Posteriormente, según el caso, se pescaban las válvulas ciegas dejando el bolsillo sin ninguna restricción y disponiendo de un pasaje total (bolsillo desnudo). Hasta la fecha, no se detectaron mandriles con los bolsillos erosionados.

Como se observó en los cuatro casos presentados, los mandriles empleados en primera instancia fueron de Ø 2 7/8" x Ø 1". Al pasar a TBG Ø 2 3/8", los mandriles fueron Ø 2 3/8" x Ø 1 1/2" con el fin de tener mayor pasaje.

Por medio de mediciones de gradientes de presión y temperatura se pudo observar que los enfriamientos se encontraron en los punzados, no en los mandriles. Por lo tanto, el cue-

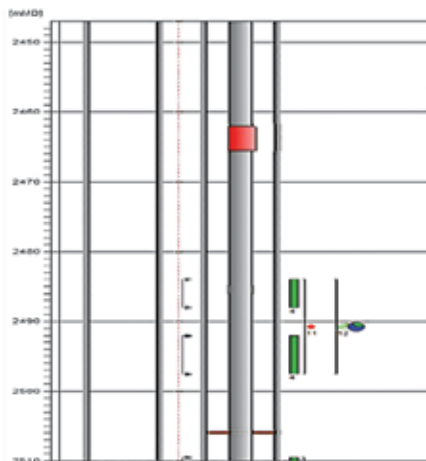


Figura 23. Pozo-5. Profundidad mandril N°3.

llo de botella o la restricción no estaba en la instalación.

En la figura 23, se presenta el pozo-5, donde en el mandril N° 3, al correr un gradiente dinámico en 08/2014, se observa un enfriamiento a la altura de los punzados y no en el mandril. La configuración entre el mandril y el punzado con una distancia de, aproximadamente 20 m, nos permitió realizar el gráfico.

En la figura 24 se observa el enfriamiento en +/- 2480 m en la bajada de la memoria y en la subida. Tomando la profundidad de referencia de 2480 m para los punzados vemos que en la bajada y subida de la herramienta no se observa una estiramiento de +/- 5

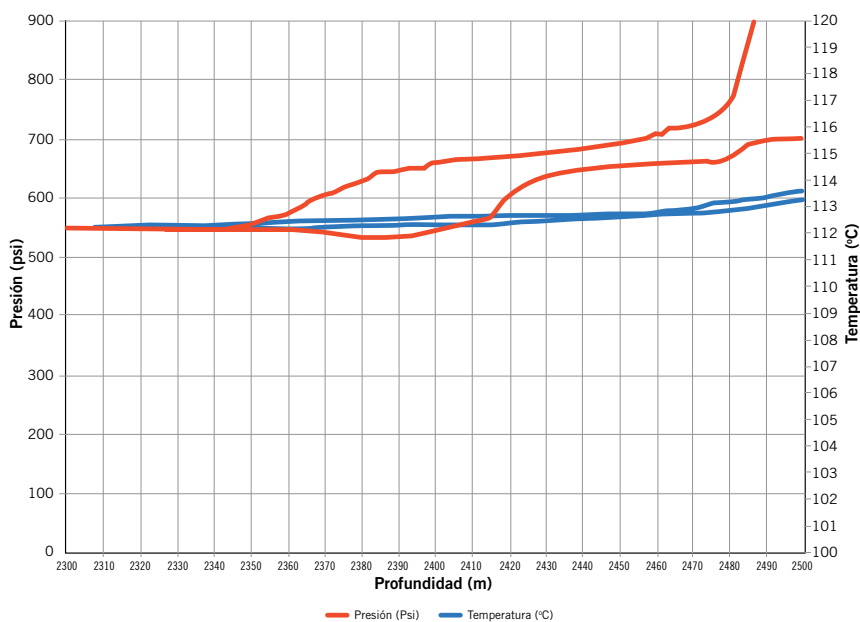


Figura 24. Pozo-5. Gradiente dinámico en el mandril N° 3.

m, y el mandril se encuentra 2460 m, por lo tanto, confirmamos lo dicho. Es decir, tomando el mismo margen de +/- 5 m que el punzado, no se solapa con el enfriamiento. El resto de los mandriles en este pozo se encontraban muy cerca de los punzados, por eso no se pudo observar con la misma claridad que en el Mn#3.

En 4/2016 se pudo bajar, por primera vez, un orificio en un mandril con el fin de restringir la producción en fondo en ese mandril y buscar mayor aporte en los otros dos mandriles que tenía el pozo. Fue una de las ventajas que se tenía con esta instalación, pero no se había encontrado con el candidato óptimo para hacer la prueba.

## Conclusiones

El escenario actual respecto de estas instalaciones que desarrollamos desde 2012 dentro del D1 (Distrito N°1) podemos resumirlo en los siguientes puntos clave:

- Se implementa el uso de las válvulas equalizadoras en tres pozos. La válvula permitió convertir la debilidad del sistema en fortaleza.
- Se incrementa el uso de la instalación selectiva con TBG de 2 3/8" hasta la boca de pozo, con el fin de optimizar los pozos surgentes, producir gas y extender la vida útil del sistema con los pozos actuales.

- Comenzar a implementar *plunger lift* antes de que los pozos se comiencen a ahogar.
- Implementar el uso de compresores en boca de pozo y *manifold* para reducir la presión de BDP.

Respecto al primer punto, si recordamos la tabla 7 en la que describimos la visión 2012, encontramos como una debilidad la necesidad de utilizar un equipo con nitrógeno para manipular las válvulas. La implementación de la válvula equalizadora permitió eliminar la debilidad del sistema. Durante este proceso se evaluaron camisas recirculadoras durante 2013, pero el proveedor no garantizó el uso para las variaciones de presiones que teníamos entonces, al momento de operar, tanto en cierre como apertura. En la actualidad, las variaciones de presión son otras y se están analizando alternativas con estas herramientas pero para adaptar el BM sin tener que mover TBG.

En 4/2016 se realizó la primera prueba, en la que bajamos una instalación hasta la boca con TBG de  $\varnothing 2\ 3/8''$ . Se instaló un solo niple de  $\varnothing 2\ 7/8''$  en boca para empaquetar el pozo. También está a prueba y consideramos que puede llegar a ser un punto fuerte de mejora.

Los *plunger lift* fueron una solución de mejora durante 2015 y 2016, al generar incrementos de producción de petróleo y gas, como el caso del pozo-2. Además, es una alternativa para los pozos que se obstruyen por parafina, indirectamente también se solución este inconveniente en el caso del pozo-2. En otro distrito, donde se tuvo problemas con parafinas y con selectiva de gas, se instaló un *plunger* largo haciendo pasar por los mandriles con éxito.

Hasta la actualidad, los resultados son satisfactorios, y se comenzaron a implementar en otros distritos de la compañía; por ejemplo, el yacimiento Cerro Dragón. Si bien es una solución para algunos casos puntuales dentro del desarrollo de pozos de gas, brinda una excelente alternativa técnica que permite obtener una buena performance. Los puntos fuertes que nos interesa destacar en el este trabajo son los siguientes:

- Con una sólida experiencia en inyectores, se pudo adaptar a condi-



- ciones surgentes en gas con éxito.
- Se comprobó que los mandriles no son un cuello de botella en estas instalaciones.
- No se observan erosiones en mandriles extraídos hasta la fecha.
- No se encontró una configuración de preferencia del mandril respecto del punzado, se ubicaron por encima y por debajo del punzado y, en ningún caso, se tuvo inconvenientes.
- Con el registro PLT nos permite alocar producción a nivel reservorio y definir instalación con mayor precisión.
- Hasta la fecha la consideramos un éxito si bien tuvimos problemas desde la primera selectiva a la fecha. La performance fue la esperada y con el correr del tiempo nos permitió mejorarla y aplicarla en diferentes contextos.
- Se presentaron problemas en solo dos selectivas de un total de 23 desde 2012. En una de ellas nos quedó aprisionado en fondo parte de la selectiva y, en el otro caso, directamente nos quedó toda la selectiva en fondo. Se decidió desvincular ON&OFF y bajar TPN + DB por encima del ON&OFF, porque los nuevos reservorios con interés estaban por encima del tapón propuesto.
- La selectiva cumplió con las premisas planteadas en el comienzo: flexibilidad en la operación, permitir producir los reservorios con líquido y gas. Además, se incorpora el *plunger lift* como alternativa para extender la vida útil del pozo en surgencia y resolver problemas de parafinas. ■

#### Bibliografía consultada

1. Bradley H. B., *Petroleum Engineering Handbook*, SPE, 1992.
2. James F. Lea Henry, V. Nickens Mike, R. Wells, *Gas Well Deliquification, second edition*, Elsevier, 2008.
3. Brown K. E., *The Technology of Artificial Lift Methods*, Pennwell Publishing Company Vol 4, 1984.
4. González Montero G. D., *Completion Design for Gas Well Deliquification*, paper SPE – 173918.