
EVOLUCIÓN Y MEJORAS EN INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN EN POZOS GAS DEL D1

Carlos De la Fuente, Pan American Energy, cadela Fuente@pan-energy.com / Miguel Angel Muñoz, Pan American Energy, mamunoz@pan-energy.com / Sebastián Cárdenas, Pan Energy, scardenas@pan-energy.com / Santiago Mendes Carolino, Pan American Energy, smendes carolino@pan-energy.com / Guillermo Sebastián Sosa, Pan American Energy, GSosa@pan-energy.com / Walter Eduardo Diaz, Pan American Energy, WaDiaz@pan-energy.com

1. Sinopsis

Con el objetivo de perforar pozos de gas en el yacimiento Cerro Dragón se debieron buscar alternativas para poder producir éstos de manera versátil y eficiente. El desafío planteaba producir pozos de gas y petróleo entre los 2600 m y 2100 m, que por las presiones dinámicas y caudales no hacían viables a priori los sistemas tradicionales. Además, la capacidad de proceso era limitada, por lo tanto debíamos contar con la posibilidad de limitar la producción de forma segura. El sistema de extracción adecuado para estos pozos era el Gas Lift, pero no estaba en análisis la construcción de instalaciones para implementar dicho sistema.

La solución técnica que se propuso fue una instalación selectiva de gas, similar a la utilizada en inyectores, en TBG Ø 2 7/8" (Tubing) con mandriles utilizados en sistemas Gas Lift, la cual denominamos Auto Gas Lift. El objetivo inicial era poder selectivizar las capas de gas y por medio de los mandriles contribuir a la producción del pozo.

El trabajo pretende compartir las experiencias y soluciones técnicas desarrolladas desde el 2012. En estos últimos 4 años de experiencia, con el correr de la perforación se fueron migrando a diferentes variantes, dentro de las cuales el Auto Gas Lift llegó a tener una excelente performance y brindar la mejor solución técnica / económica.

2. Introducción

El desarrollo de gas en el distrito comenzó en el 2011 completando dos pozos con instalación de surgencia convencional con PKR (Packer) y ocho pozos con BM (Bombeo Mecánico). Los dos pozos surgentes se ensayaron durante la completación capa a capa, con separador de gas en boca de pozo y venteando a fosa de quema.

El escenario en cual nos encontrábamos al inicio del 2012 y generó el desarrollo de estas nuevas instalaciones de gas era el siguiente:

- ✓ **Se requiere producir los pozos en conjunto con capas de gas y líquido a una inferior presión estática.**
- ✓ **Los punzados en fondo de pozo presentan presiones estáticas mayores a 2000 psi.**
- ✓ **Necesitamos un diseño que evite cross flow entre capas y a su vez producir las capas de líquido.**

- ✓ Se disponen de restricciones en instalaciones de superficie. Se requiere flexibilidad para operar los pozos.
- ✓ Distancia entre punzados (2100 m a 2700 m) con distintos aportes de tipo de fluidos.

Durante el 2012 se propone comenzar a completar los pozos surgentes con instalación selectiva. Se implementa en 3 pozos los cuales planteaban diferentes desafíos técnicos a resolver, lo que generó la adecuación de la instalación para cada caso. Los pozos se siguieron ensayando capa a capa pero sin separador en boca de pozo por falta de disponibilidad. En el año se completa solo un pozo con BM. En el 2013 siguió el desarrollo completando otros 3 pozos con instalaciones selectivas y solo un pozo con BM producto de su resultado post ensayo con WO (Workover).

En el 2014 se masifica y mejora la instalación empleando TBG de $\varnothing 2 \frac{3}{8}$ " en la zona a selectivizar y se ensayan los pozos con registro PLT (Production Logging Tools). Esto generó una reducción en horas de equipo WO desde 224 horas a 76 horas. Se evitó el ahogo de las capas que se realizaban al ensayar de forma tradicional. Nos brindaba 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 $\varnothing 5 \frac{1}{2}$ " (se fijaba un PKR por encima del punzado más somero y TBG de $\varnothing 2 \frac{7}{8}$ " hasta la boca de pozo). Por último, nos brindaba 3 puntos de presión y temperatura en fondo (surgencia por orificio de 50 mm, 12 mm y 8 mm) lo cual nos permitió definir con mayor precisión el potencial del pozo capa a capa por medio de la IPR (Inflow Performance Relationship) y VLP (Vertical Lift Performance).

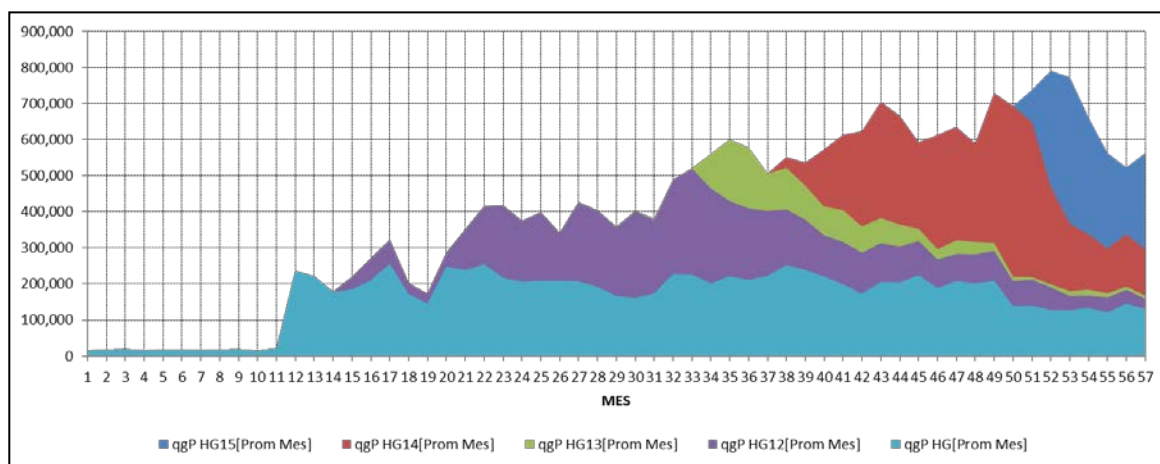


Figura 1: Curvas de producción por campañas de perforación desde 2011 hasta 2015 inclusive

En el 2015 se completaron los pozos nuevamente con 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. Resumiendo, se ingresaba con WO, se punzaba y bajaba instalación de surgencia. Se inducía surgencia y se ensayaba en conjunto. De tener los valores de caudales y presiones aceptables se dejaba en producción hasta el ahogo del pozo. Estos pozos en estas 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 el 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).

3. Tipos de selectivas en pozos de gas

a. Alternativa N° 1: Pozo con Gas y Líquido

La primera selectiva se baja en el 2012, en el pozo-1 donde se identificaron y aislaron 4 zonas productivas y 3 zonas ciegas por dar como resultado ASF (Agua Salada de Formación) definidas a través de ensayos con WO. Con ésta configuración se evitó la maniobra de cementación, que se hubiese requerido con cualquier otro tipo de instalación dado los caudales y presiones de ensayo con WO en las zonas con resultado de ASF.

NUMERO	DESCRIPCION	BAJADO		PROFUNDIDAD	PROFUNDIDAD
HERRAMIENTA	MATERIALES	CANT.	MTS.	MTS.	INDUCCION
N°: 15292	Valvula 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°: SIN	MANDRIL 2 7/8" Val 1 " N° 1 NOVADRILL 2N	1	3.66	2416.13	2420.00
	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 1/4 " 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	2254.00
	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	2164.00
	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	1798.00
	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	1644.75		
	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

Las 4 zonas productoras se selectivizaron 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:

- ✓ 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 diseño se basaron principalmente a la experiencia que se tenía en inyectoros, dado que no se tenía antecedentes en la Cía. sobre este tipo de diseños. El otro punto era buscar utilizar los materiales disponibles en nuestra empresa y en la zona. Poner a prueba los materiales que disponíamos en este tipo de pozos, buscando mantener los estándares y evitando encarecer el costo en instalación de producción.

La configuración de la instalación se detalla en la Tabla 1. En cuanto al costo de éste diseño fue de USD 91,847.25.

Con el fin de graficar el criterio empleado para selectivizar al momento de tener en cuenta los parámetros de presiones y caudales se presentan los datos de las zonas donde se instalaron mandriles:

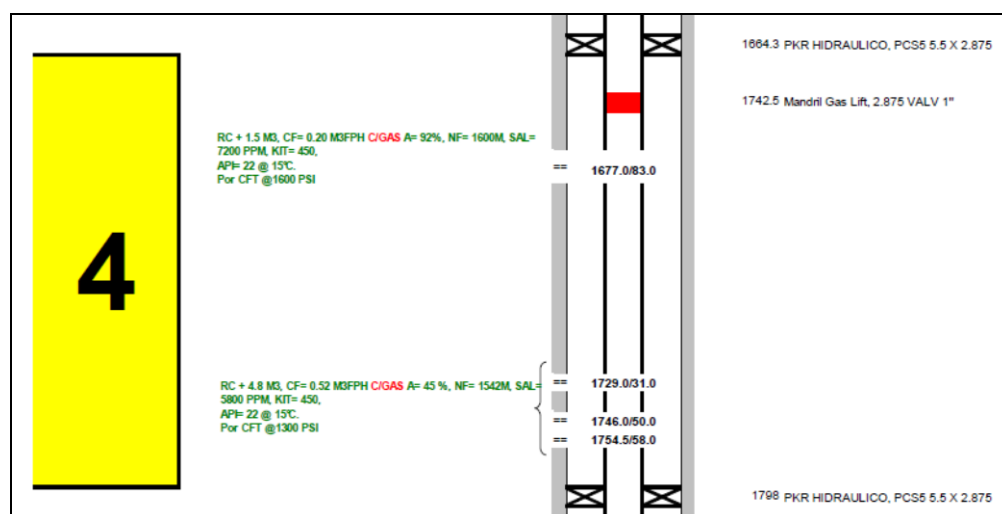


Figura 2: Pozo-1 - Zona 4. Por encima del PKR 1664.3 se encuentra la zona ciega N° 1

gradientes estáticos y dinámicos 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 m³/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 podía 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 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.

Mandriles	Profundidad	CFT	WO
	[mbbp]	[psi]	[psi]
Mandril #4	1742.5	1630.48	1600
Mandril #3	2106.6	S/D	1850
Mandril #2	2303.5	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.

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.

Mandriles	Profundidad	Presión en Boca de pozo		
	[mbbp]	3300	3000	2800
Mandril #4	1742.5	3485	3185	2985
Mandril #3	2106.6	3523	3223	3023
Mandril #2	2303.5	3544	3244	3044
Mandril #1	2420	3557	3257	3057

Tabla 3: Tabla de presiones referidas a boca de pozo en [psi].

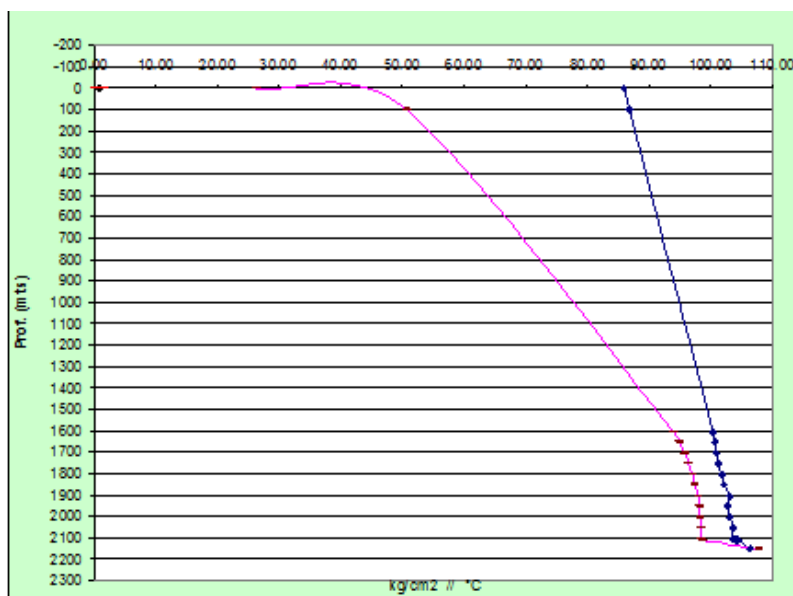


Figura 6: Registro de presión y temperatura del pozo-1

Nos 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 vio un descenso de presión de solo 300 psi.

Durante los meses de 11/2012 a 03/2013 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 06/2013 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 Mm³/d a 110 Mm³/d. El pozo se dejó en surgencia hasta 05/2015 donde se ingresó con WO para completar la zona petrolera desde 1500 m hasta 2000 m.

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

La segunda selectiva que 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 08/1995. 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 aislando las capas de gas y además buscando salvar la situación de integridad detectada. Las capas presentaban tres zonas a selectivizar tomando como criterio los datos de presiones y caudales.

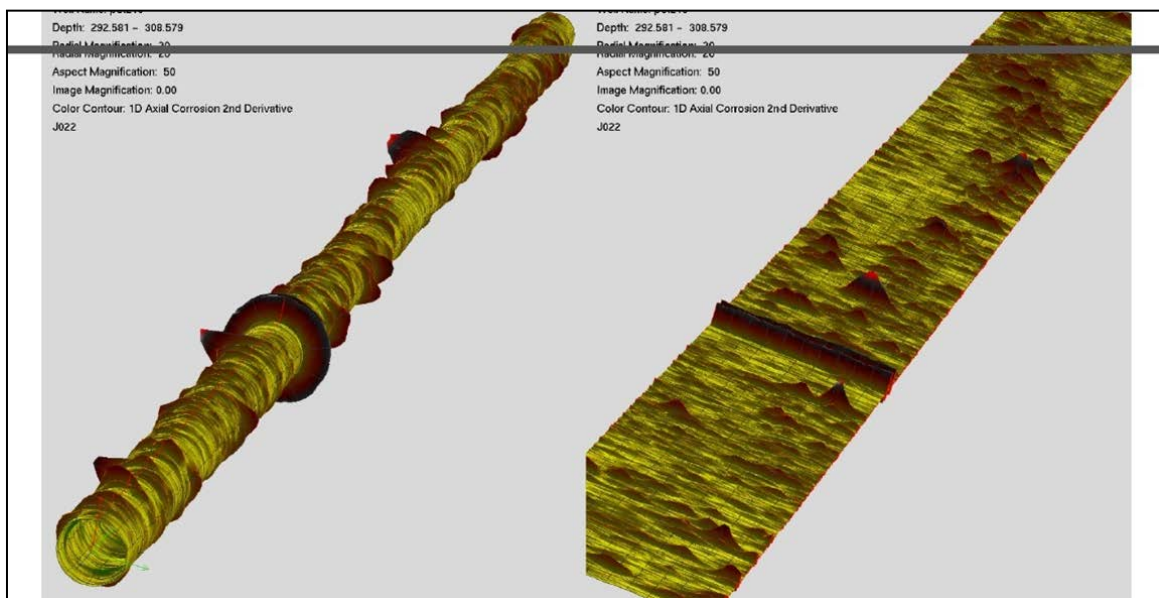


Figura 7: Registro de perfil de integridad tipo MIT corrido durante la reparación con WO 07/2012

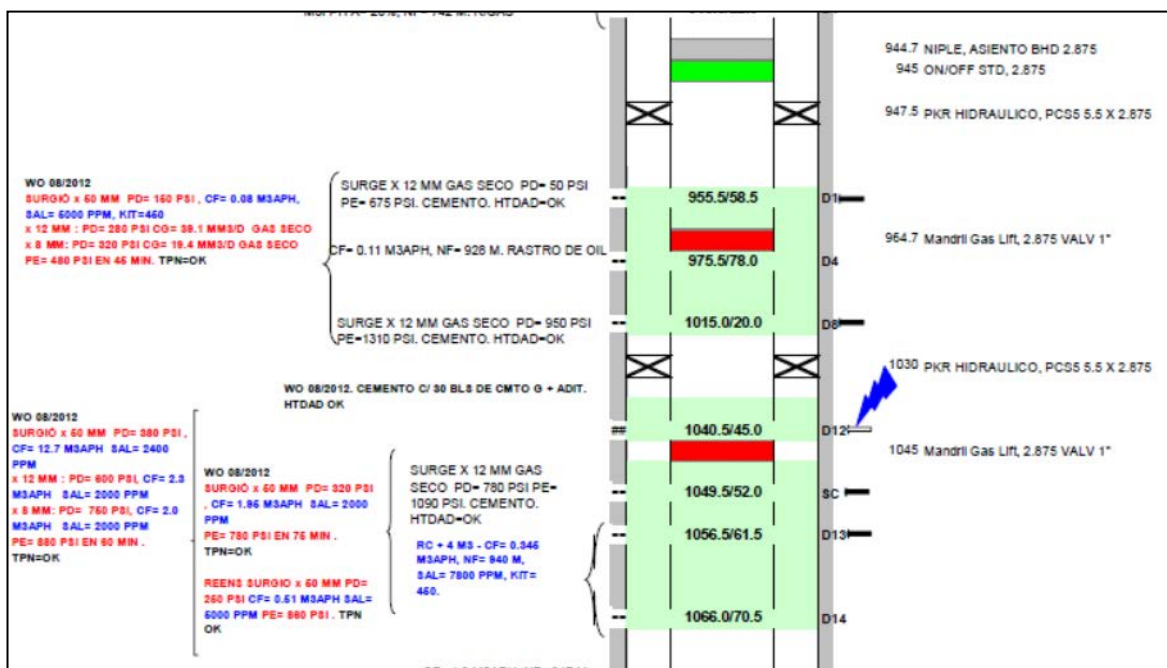


Figura 8: Pozo-2 - Zona 3 y 2. Por encima del ON&OFF se encontraba reservorios punzados sin interés de gas.

En la figura 8 se pueden observar los datos de ensayo, donde el Mn#2 aportaría un caudal de fluido de 12.7 m^3 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^3 de ASF por hora).

A diferencia del pozo-1 se instaló un ON&OFF de $\varnothing 2\frac{7}{8}$ " y pasaje pleno por encima del PKR superior y un BHD. No se instalaron perfiles tipo F 2.31 ó R 2.25 por no disponer al momento de tener que bajar la instalación.

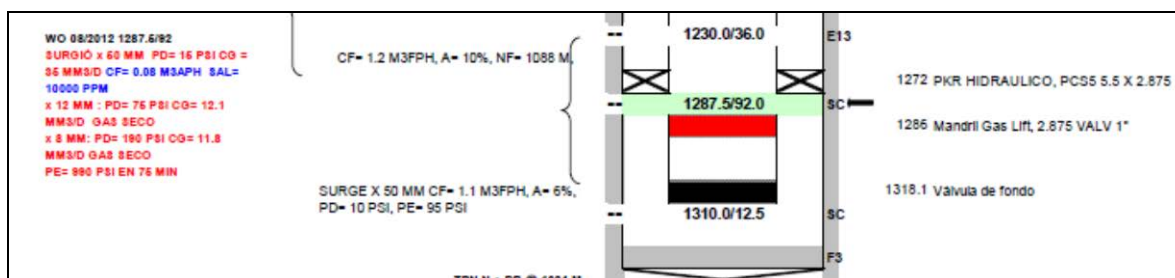


Figura 9: Pozo-2 - Zona 1. Válvula de fondo tipo VF-1.

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 2 mandriles. Por 50 mm 15 psi con una caudal de gas estimados de 35 Mm3/d.

Las herramientas y materiales empleados fueron:

- ✓ 133 TBG $\varnothing 2\frac{7}{8}$ " J-55 y 8 Niples de TBG $\varnothing 2\frac{7}{8}$ " J-55
- ✓ 3 Packer Hidráulico PCS 5 $\varnothing 5\frac{1}{2}$ " x $\varnothing 2\frac{7}{8}$ "
- ✓ 3 Mandriles de Gas Lift $\varnothing 2\frac{7}{8}$ " x $\varnothing 1$ "
- ✓ 1 Válvula de fondo VF-1 $\varnothing 2\frac{7}{8}$ "
- ✓ 1 Asiento tipo BHD $\varnothing 2\frac{7}{8}$ "

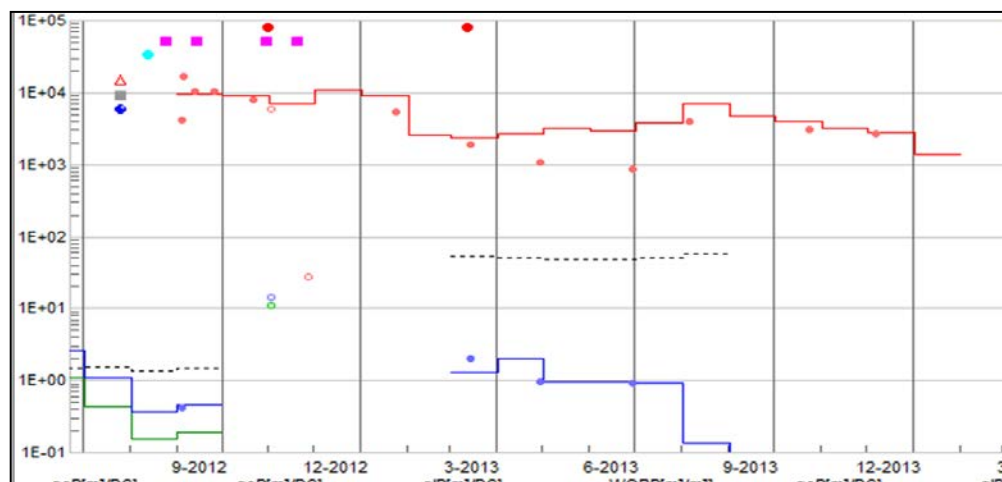


Figura 10: Pozo-2: Historia de producción

En cuanto al costo de este diseño, a la Cia. implicó un gasto de U\$D 65,444.86. La configuración detallada de la instalación es la siguiente:

NÚMERO	DESCRIPCIÓN	BAJADO		PROFUNDIDAD	PROFUNDIDAD
HERRAMIENTA	MATERIALES	CANT.	MTS.	MTS.	INDUCCION
Nº: 16897	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# (Nº 1 al 3)	3	28.30		
	MANDRIL 2 7 / 8" Val 1 " - Nº 1 PARAGAS LIFT	1	3.80	1283.87	1286.00
	TBG 2 7/8" EUE 8 RD / J-55 / 6,5# (Nº 4)	1	9.45		
	NIPLE 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" Nº 1	1	1.35	1269.97	1272.10
	TBG 2 7/8" EUE 8 RD / J-55 / 6,5# (Nº 5 al 16)	12	114.33		
	NIPLE 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# (Nº 17 al 27)	11	105.85		
	MANDRIL 2 7 / 8" Val 1 " - Nº 2 PARAGAS LIFT	1	3.83	1042.87	1045.00
	TBG 2 7/8" EUE 8 RD / J-55 / 6,5# (Nº 28)	1	9.57		
	NIPLE 2 7/8" EUE 8 RD J 55 / 6,5 # x 12'	1	3.68		
Nº: 13013	PACKER "PCS - 5" 5 1/2" x 2 7/8" Nº 2	1	1.35	1028.27	1030.40
	TBG 2 7/8" EUE 8 RD / J-55 / 6,5# (Nº 29 al 31)	3	28.82		
	NIPLE 2 7/8" EUE 8 RD J 55 / 6,5 # x 12'	1	3.69		
	TBG 2 7/8" EUE 8 RD / J-55 / 6,5# (Nº 32 al 34)	3	29.37		
	MANDRIL 2 7 / 8" Val 1 " - Nº 3 PARAGAS LIFT	1	3.82	962.57	964.70
	TBG 2 7/8" EUE 8 RD / J-55 / 6,5# (Nº 35)	1	9.60		
	NIPLE 2 7/8" EUE 8 RD J 55 / 6,5 # x 10'	2	6.25		
Nº: 13033	PACKER "PCS - 5" 5 1/2" x 2 7/8" Nº 3	1	1.35	945.37	947.50
	NIPLE 2 7/8" EUE 8 RD J 55 / 6,5 # x 6'	1	1.90		
Nº: 15771	ON-OFF MECANICO 5 1/2" X 2 7/8" "TEXPROIL" C/PERFIL 2,06	1	0.60	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		
	NIPLE 2 7/8" EUE 8 RD J 55 / 6,5 # x 6'	1	1.86		
	NIPLE 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	9.63		

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

El mantenimiento durante la surgencia del pozo, fueron necesario 4 intervenciones con SL para realizar gradiente dinámicos y estáticos de presión y temperatura, movimientos de válvulas y no se realizaron en este caso registros PLT.

El caudal de enganche fue de 16,424 m³/d y en este caso de indujo surgencia con el equipo de WO antes de desmontar, a diferencia del pozo-1. 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 con acumulación de parafina y en 03/2013 se instaló dosificación continua a la línea.

En 01/2014 el pozo se ahogó y dejó de surgir, se ingresó en varias oportunidades para inducir surgencia con equipo SL sin resultado satisfactorio. En 2015 se sacó la instalación selectiva y se volvió a productor de secundaria.

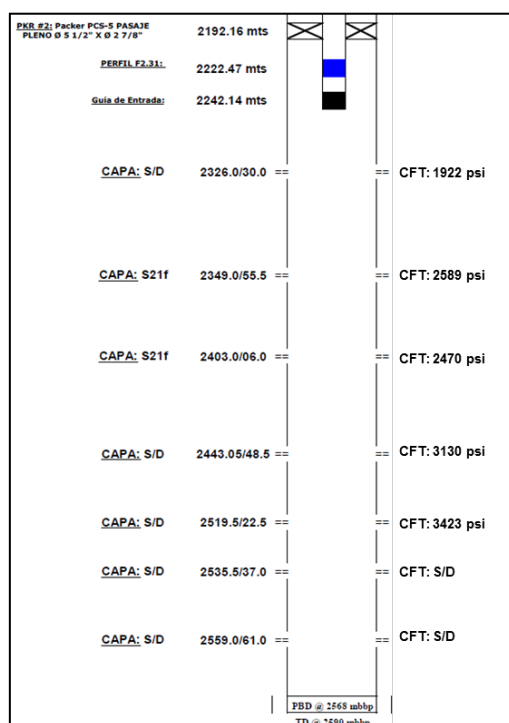
c. Alternativa N° 3: Pozo con aporte de sólidos

La tercera selectiva bajada en el 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 observan 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).

Analizando los datos de relleno pudimos definir la necesidad de dejar las capas por debajo de los 2300 m hasta el PBD del pozo en 2568 m sin mandril, con el fin de tener la posibilidad de entrar a limpiar con equipo de CT (Coiled Tubing) de ser necesario por el aporte relleno observado.

Respecto a 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 ½” hasta una grúa 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 **Figura 11: Pozo-3 - Zona 1. Fondo de pozo sin selectivizar.** al realizar relleno de acumularse en el fondo con la intervención de equipo CT sino también realizar perfil PLT en CSG Ø 5 ½” de ser necesario. Para este punto se dejó una distancia de aproximadamente 100 m 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, el proveedor considera que con 25 metros es una distancia suficiente como para garantizar un flujo estable para poder 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. Posteriormente detallaremos los inconvenientes que nos trajo aparejado esta decisión.

Luego se completó el pozo con 4 mandriles y un ON & OFF por encima del PKR más somero. Acá es necesario aclarar que el conector ON&OFF es de pasaje pleno, es decir tiene el mismo pasaje que un TBG J-55 de $\varnothing 2 \frac{7}{8}$ ".

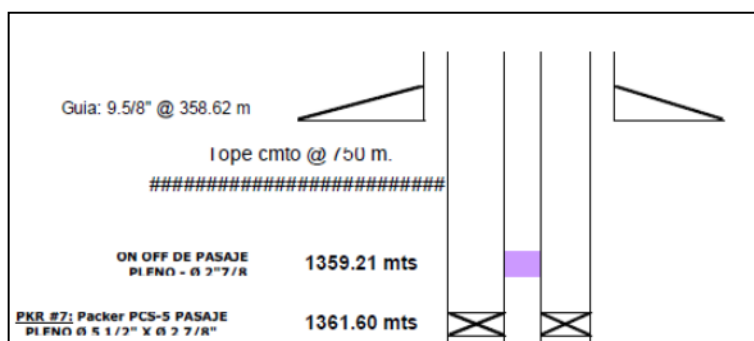


Figura 12: Pozo-3 - Zona superior con PKR superior y ON&OFF.

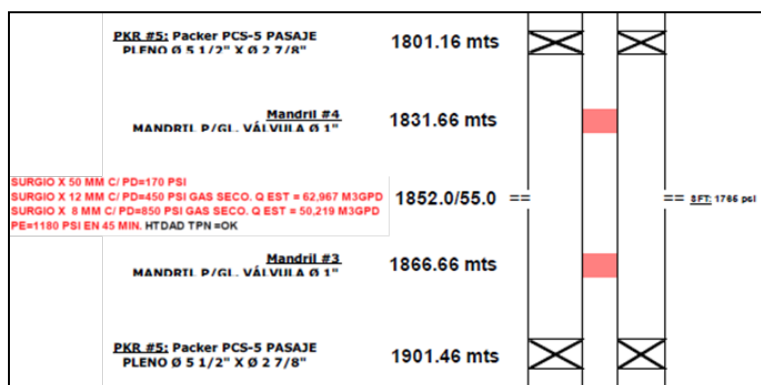


Figura 13: Pozo-3 - Zona 3 con dos mandriles

En el reservorio con mejor potencial del pozo se decidió instalar doble mandril con el objetivo de poder estudiar el reservorio en condición de fluencia en el futuro. Además a esta altura de 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 2 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.

Tampoco teníamos antecedentes sobre la ventaja de instalar el mandril por encima ó por debajo del punzado. Por lo tanto con los antecedentes de relleno, observando durante el ensayo que esta capa había tenido aporte de sólido, tomamos como una buena alternativa instalarlos en esa configuración.

Las herramientas y materiales empleados fueron:

- ✓ 226 TBG $\varnothing 2 \frac{7}{8}$ " J-55 y 12 Niples de TBG $\varnothing 2 \frac{7}{8}$ " 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 no dificultó la operación. Al tener el fondo de la instalación abierta, fue necesario instalar la guía de entrada con un shear out para poder fijar la instalación y posteriormente actuar los pines de corte para dejar comunicado el fondo del pozo con la columna de TBG Ø 2 7/8".

En cuanto al costo de éste diseño, a la Cia. implicó un gasto de USD 88,384.29. El detalle de la instalación es la siguiente:

NUMERO	DESCRIPCION	BAJADO		PROFUNDIDAD	PROFUNDIDAD
HERRAMIENTA	MATERIALES	CANT.	MTS.	MTS.	INDUCCION
Nº: 16665	SHEAR OUT 2 7/8" C / GUIA DE ENTRADA	1	0.30	2239.20	2242.14
444-27-00005	TBG 2 7/8" EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (Nº 1 al 2)	2	19.32		
	NIPLE 2 7/8" X 2 7/8" Nº 34217 WEATHERFORD	1	0.35	2219.53	2222.47
Nº: 12065	TBG 2 7/8" EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (Nº 3 al 5)	3	28.96		
	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		
	PACKER "PCS-5" 5 1/2" x 2 7/8" TEXPROIL Nº 2	1	1.34	2085.40	2088.34
Nº: 11491	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		
	MANDRIL 2 7/8" Val 1 " Nº 3 P/GAS LIFT NOVADRILL 2N	1	3.68	1828.72	1831.66
Nº: 15639	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	9.65		

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

El pozo enganchó con un caudal de 68.5 Mm³/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 ya mencionada en el caso del pozo-1.

En 05/2013 se concreta la maniobra y se decide intervenir 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 que perder el tapón de flujo, razón por la cual se decide fijar un stop collar en 2224 m con el objetivo de usarlo como NO-GO. Luego de baja el tapón de flujo y se fija sobre el perfil. Se aclara que el perfil y tapón pertenecían a la misma Cía. de servicios. Se pescan las válvulas ciegas presurizando con nitrógeno en bombeo porque no se lograba presurizar con la presión pre establecida por cálculo. Se había realizado 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 baja pescador para recuperar el tapón de flujo sin resultado. No se encontraron ni el tapón de flujo ni el stop collar fijado.

Éste fue el primer inconveniente con el que nos encontramos en ese momento. Comenzamos a tener presente la necesidad de instalar un perfil de menos diámetro por debajo ó en un defecto asegurar un dispositivo NO-GO con el fin de mantener la versatilidad que nos planteamos como objetivo desde un comienzo.

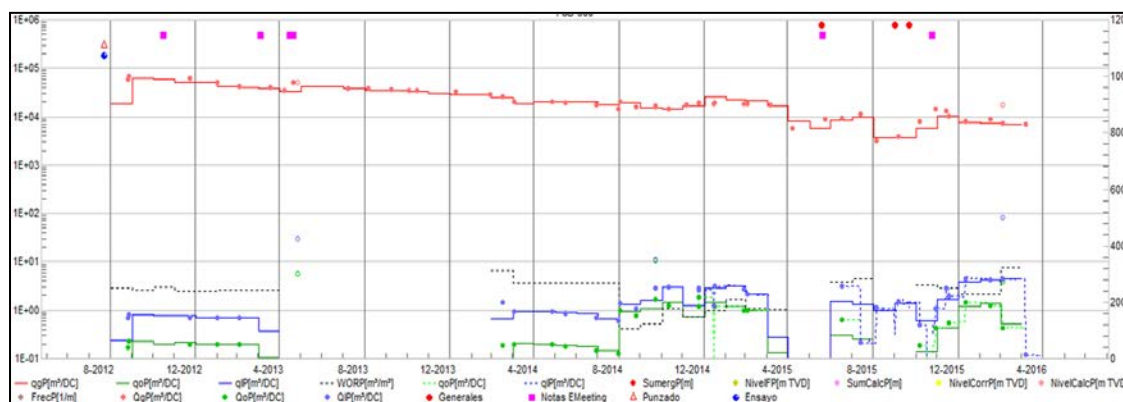


Figura 14: Pozo-3: Historia de producción

En 06/2015 comenzamos a tener inconvenientes por acumulacion de parafina en los primeros 500 m de TBG desde las BDP. Fue necesario 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 observaban acumulación de parafina. Hasta la fecha el pozo se encuentra en producción aportando 9059 m³/d de gas y 4.03 m³/d de fluido total. Con el plunger se logró un incremental en la producción de gas de 6300 m³/d y 1.46 m³/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 a compartir se instaló en el pozo-4 completado en 04/2014. La primera gran diferencia fue correr un registro PLT luego de punzar la zona de gas. Los puntos relevantes de esta maniobra los resumimos en:

- Al emplear la herramienta PLT nos generó una reducción de equipo WO de (224 hs vs 76 hs) respecto al programa de WO planteado (12 ensayos vs 1 ensayo con PLT).
- Además evitamos el ahogo de capas en los cambios de zona para ensayar de la forma tradicional.
- Nos brinda el comportamiento del pozo en conjunto.
- El única limitante de la maniobra es que el pozo no tenga el potencial suficiente para surgir por CSG de Ø 5 1/2" y debamos realizar la medición partiendo el pozo.
- Nos brinda 3 valores de presión y temperatura en fondo lo cual nos permite definir con mayor presión la IPR de la capa y pozo.

El segundo punto que buscamos mejorar fue el uso de diámetros en TBG. Nosotros veníamos utilizando 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 considerable emplear Ø 2 3/8" en la zona a selectivizar que iban desde los 2100 m hasta los 2700 m. El principal fin era extender la producción en condición de surgencia del pozo. Para el análisis se simuló las alternativas en Prosper.

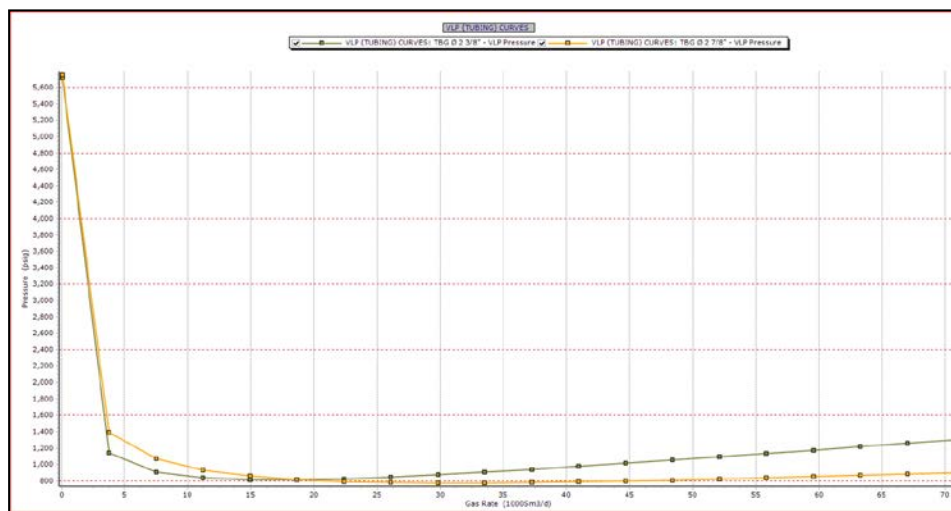


Figura 15: Análisis VLP del Pozo-4. TBG Ø 2 7/8" vs Ø 2 3/8"

El otro punto luego que se modificó fue la colocación de los perfiles para los tapones de flujo, se instalaron el perfil R 2.25 por debajo del conector ON&OFF y por encima un perfil F 2.31.

Tuvimos un caso donde tuvimos que detectar una fuga en la instalación y no podíamos definirla teniendo los dos perfiles por debajo del ON&OFF en el caso se ser ésta herramienta.

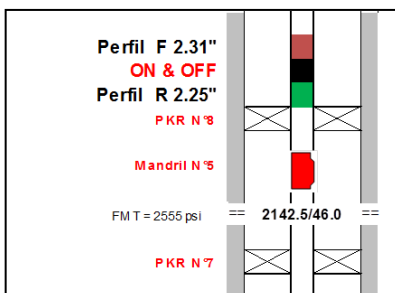


Figura 16: Pozo-4 - Zona Conector ON&OFF. Nueva propuesta de ubicación de perfiles.

El fondo del pozo lo seguimos resolviendo con la válvula tipo VF-1 dado que no tuvimos a la fecha ninguna falla en esta herramienta en las selectivas de gas instaladas.

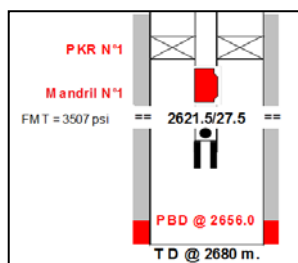


Figura 17: Pozo-4 - Zona fondo de instalación. Válvula tipo VF-1 sin fallas.

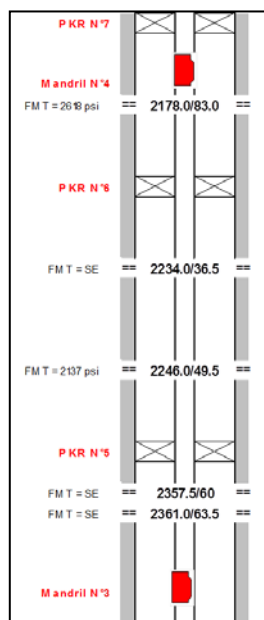


Figura 18: Pozo-4 - Zonas ciegas entre mandriles productores.

Seguimos utilizando las zonas ciegas entre mandriles de producción, sobre todo a raíz de definir la presencia la ausencia de gas y presencia de ASF.

Las herramientas y materiales empleados fueron:

- ✓ 223 TBG Ø 2 7/8" 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

En cuanto al costo de este diseño, a la Cia. implicó un gasto de U\$D 85,482.74. La configuración detallada en la tabla 19.

El pozo enganchó con 72 Mm³/d de gas en 05/2014 sin detectar fluido en los ensayos hasta 10/2014. En 08/2015 se comenzaron a detectar ahogos de pozo y se interviene con equipo SL para inducir surgencia. Se detecta presencia de parafina durante la intervención y se realizan bacheos con solventes. Luego de la intervención se observa que se recupera la producción. Se atribuyeron los ahogos a la presencia de parafina dado que se seguía observando bajo fluido en los ensayos y BDP (boca de pozo).

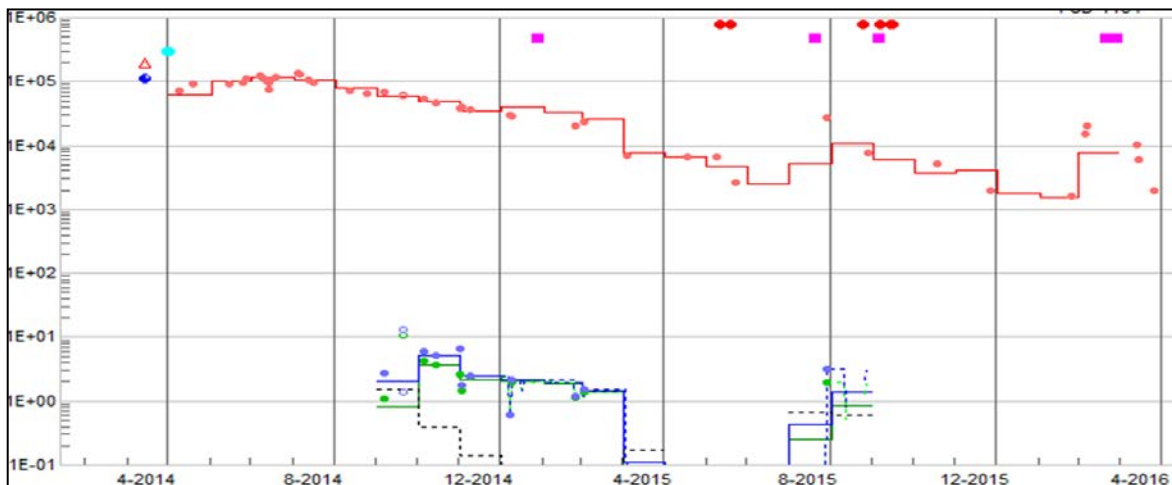


Figura 19: Pozo-4: Historia de producción

En 10/2015 se realiza un gradiente dinámico de presión y temperatura sin detectar presencia abundante de fluido. El equipo de SL pistonea el pozo y saca líquido, observando recupero de producción de gas.

NUMERO	DESCRIPCION	BAJADO	PROFUNDIDAD	PROFUNDIDAD
HERRAMIENTA	MATERIALES	CANT. MTS.	MTS.	INDUCCION
Nº: 14-21250	Válvula de Fondo 2 7/8"	1	0.24	2630.87
	TUBING 2 7/8" EUE 8 RT J 55 / 6.5 #/FT (N° 1 al 2)	2	19.20	
	REDUCCION DE 2 3/8" a 2 7/8"	1	0.35	
	NIPLE 2 3/8" EUE 8 RT J 55 / 4,7# x 10' SIDERCA	1	3.05	
Nº: 66943-38	MANDRIL 2 3/8" Val 1 1/2 " N° 1 CRINS 3N	1	4.50	2603.77
	TBG 2 3/8" EUE 8 RT / J-55 / 4,7# (N° 1 al 2)	2	19.15	
Nº: 14-20978	PACKER "PCS-5" 5 1/2" x 2 3/8" TEXPROIL N° 1	1	1.35	2583.27
	TBG 2 3/8" EUE 8 RT / J-55 / 4,7# (N° 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	
	TBG 2 3/8" EUE 8 RT / J-55 / 4,7# (N° 5 al 7)	3	28.82	
Nº: 14-20958	PACKER "PCS-5" 5 1/2" x 2 3/8" TEXPROIL N° 2	1	1.35	2527.17
	TBG 2 3/8" EUE 8 RT / J-55 / 4,7# (N° 8)	1	9.63	
	NIPLE 2 3/8" EUE 8 RT J 55 / 4,7# x 12' SIDERCA	2	7.32	
Nº: 66943-37	MANDRIL 2 3/8" Val 1 1/2 " N° 2 CRINS 3N	1	4.45	2505.77
	TBG 2 3/8" EUE 8 RT / J-55 / 4,7# (N° 9 al 10)	2	19.35	
Nº: 14-20953	PACKER "PCS-5" 5 1/2" x 2 3/8" TEXPROIL N° 3	1	1.35	2485.07
	TBG 2 3/8" EUE 8 RT / J-55 / 4,7# (N° 11 al 12)	2	19.24	
	NIPLE 2 3/8" EUE 8 RT J 55 / 4,7# x 12' SIDERCA	2	7.32	
	TBG 2 3/8" EUE 8 RT / J-55 / 4,7# (N° 13 al 14)	2	19.21	
Nº: 66943-53	MANDRIL 2 3/8" Val 1 1/2 " N° 3 CRINS 3N	1	4.53	2434.77
	TBG 2 3/8" EUE 8 RT / J-55 / 4,7# (N° 15 al 16)	2	19.05	
Nº: 14-20959	PACKER "PCS-5" 5 1/2" x 2 3/8" TEXPROIL N° 4	1	1.35	2414.37
	TBG 2 3/8" EUE 8 RT / J-55 / 4,7# (N° 17 al 19)	3	28.89	
Nº: 66943-10	MANDRIL 2 3/8" Val 1 1/2 " N° 4 CRINS 3N	1	4.51	2380.97
	NIPLE 2 3/8" EUE 8 RT J 55 / 4,7# x 12' SIDERCA	1	3.66	
	TBG 2 3/8" EUE 8 RT / J-55 / 4,7# (N° 20 al 22)	3	28.69	
Nº: 14-20961	PACKER "PCS-5" 5 1/2" x 2 3/8" TEXPROIL N° 5	1	1.35	2347.27
	TBG 2 3/8" EUE 8 RT / J-55 / 4,7# (N° 23 al 28)	6	57.53	
	NIPLE 2 3/8" EUE 8 RT J 55 / 4,7# x 8' SIDERCA	2	4.88	
	TBG 2 3/8" EUE 8 RT / J-55 / 4,7# (N° 29 al 35)	7	65.54	
Nº: 14-20954	PACKER "PCS-5" 5 1/2" x 2 3/8" TEXPROIL N° 6	1	1.35	2217.97
	TBG 2 3/8" EUE 8 RT / J-55 / 4,7# (N° 36 al 38)	3	28.30	
	NIPLE 2 3/8" EUE 8 RT J 55 / 4,7# x 8' SIDERCA	2	4.88	
Nº: 66943-59	MANDRIL 2 3/8" Val 1 1/2 " N° 5 CRINS 3N	1	4.52	2180.27
	TBG 2 3/8" EUE 8 RT / J-55 / 4,7# (N° 39 al 40)	2	19.25	
Nº: 14-20980	PACKER "PCS-5" 5 1/2" x 2 3/8" TEXPROIL N° 7	1	1.35	2159.67
	TBG 2 3/8" EUE 8 RT / J-55 / 4,7# (N° 41 al 42)	2	19.18	
Nº: 66657-23	MANDRIL 2 3/8" Val 1 1/2 " N° 6 CRINS 3N	1	4.52	2135.97
	TBG 2 3/8" EUE 8 RT / J-55 / 4,7# (N° 43)	1	9.35	
Nº: 14-20957	PACKER "PCS-5" 5 1/2" x 2 3/8" TEXPROIL N° 8	1	1.35	2125.27
	NIPLE 2 3/8" EUE 8 RT J 55 / 4,7# x 6' SIDERCA	1	1.82	
	REDUCCION 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 MECANICO 5 1/2" X 2 7/8" " NF - 1" SIN PERFIL	1	0.60	2122.17
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

En 04/2016 opero equipo SL e instala plunger lift. Se fija stop collar en 2105mts y largo pistón en pozo el mismo no llega por lo que pistonean pozo para inducir surgencia. No se logra estabilizar pozo. Actualmente estamos maniobrando pozo cegando mandriles para restringir fluido con válvula ecualizadora.

4. Válvula Ecualizadora

Cuando comenzamos a desarrollar nuestra experiencia describimos la visión que teníamos en el 2012 sobre la selectiva a desarrollar en los pozos de gas.

Si bien existía la posibilidad en mandriles para TBG Ø 2 3/8" nos habíamos inclinados por 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.

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

Tabla 6: Visión en el 2012



Figura 21: Válvula Ecualizadora de Ø 1"

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: Arribo del Prong en superficie luego de pescar con equipo SL

5. Criterios a 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 experiencia hasta ese momento en inyectores. Se buscó utilizar las mismas herramientas que empleábamos en inyectores 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 servicios se encontraban abocados en el desarrollo de Vaca Muerta en Neuquén y la disponibilidad en el Golfo era limitada.

Haciendo un detalle sobre los procesos y herramientas nos parece relevante mencionar:

- Los PKR son iguales en inyección y pozos de gas. Éste 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 el 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 a fijar un PKR's se debe correlar igual que en inyectores para poner en profundidad el diseño respecto las cuplas de CSG y punzados, asegurando la correcta posición de la instalación.
- En general no se bajan selectivas en 2 etapas porque no son de un largo que amerite los 2 tramos. La selectiva más larga que se bajo fue de 6 mandriles y 8 PKR's. No quita que tener un diseño más complejo se pueda implementar.

Al momento de definir las capas a producir 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 selectivizar 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 que tener diferencia de presiones que a priori nos 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 nos lo permita como el caso del pozo-3. La presencia de sólidos es un punto a tener en cuenta. También para definir si ubicamos el mandril por debajo de la capa a producir ó por encima. Hemos instalado en zona superior e inferior del reservorio a producir pero no tenemos evidencia que nos indique una preferencia.

Todos los pozos de gas presentan sus particulares al momento de la completación y/o reparación haciendo difícil dar una receta sobre todos los puntos a tener en cuenta. 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 (primero y último).
 - ✓ Integridad de CSG. Si el pozo es vertical o desviado. Esto nos ayuda a definir al momento de calibrar también.
 - ✓ Comportamiento de los pozos vecinos. Declino.

En nuestro 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.

Recomendamos y 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 recalcar.

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

6. 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 dependiendo el caso se pescaban las válvulas ciegas dejando el bolsillo sin ninguna restricción y disponer de un pasaje total (bolsillo desnudo). Hasta la fecha no se detectaron mandriles con los bolsillos erosionados.

Como se observaron en los 4 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 pasaron a ser 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 cuello de botella o restricción no estaba en la instalación.

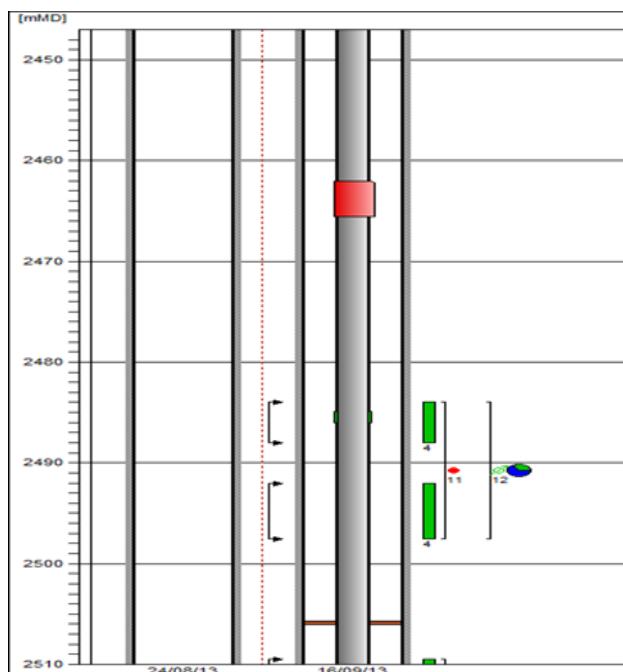


Figura 23: Pozo-5. Profundidad Mandril N°3.

Presentamos en la figura 23 el pozo-5 donde en el mandril N° 3 al correr un gradiente dinámico en 08/2014 pudimos observar un enfriamiento a la altura de los punzados y no en el mandril. La configuración entre el mandril y punzado con una distancia de aproximadamente 20 m nos permitió graficar lo dicho.

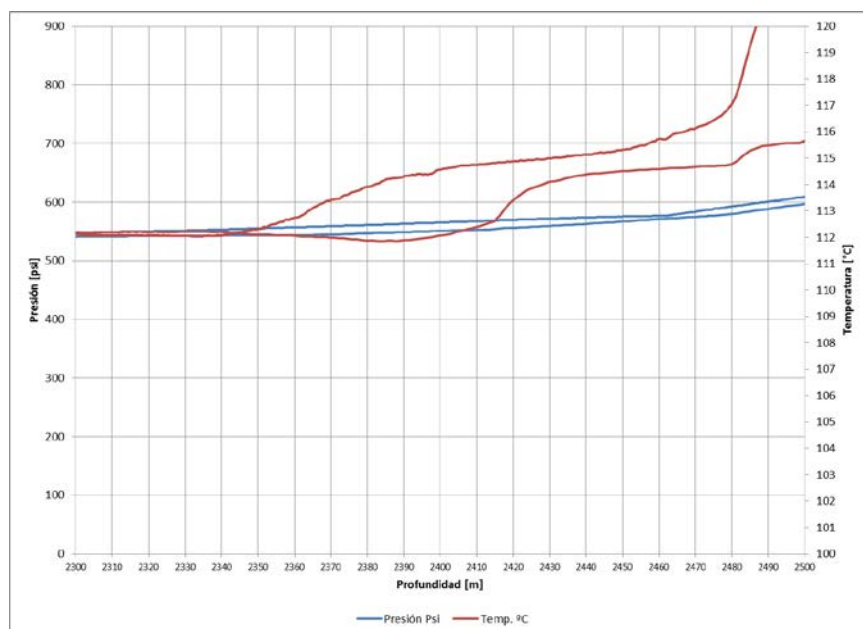


Figura 24: Pozo-5. Gradiente Dinámico en el Mandril N° 3

En la figura 24 se observa el enfriamiento en +/- 2480 m en la bajada de la memory 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 un estiramiento de +/- 5 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 04/2016 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 sabíamos se tenía con esta instalación pero no se había encontrado con el candidato óptimo para hacer la prueba.

7. Conclusiones

Nuestro escenario actual respecto a estas instalaciones que llevamos desarrollando desde el 2012 dentro del D1 (Distrito N°1) podemos resumirlos en los siguientes 3 puntos claves:

- ✓ **Se implementa el uso de las válvulas ecualizadoras en 3 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 el fin de optimizar los pozos surgentes, producción de gas y extender la vida útil del sistema con los pozos actuales.**
- ✓ **Comenzar a implementar plunger lift antes que los pozos se comiencen 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 6 donde describíamos la visión al 2012 veíamos como debilidad la necesidad de utilizar un equipo con nitrógeno para manipular las válvulas. Implementando el uso de la válvula ecualizadora nos permitió eliminar la debilidad del sistema. Durante este proceso se evaluaron camisas recirculadoras durante el 2013 pero el proveedor no nos garantizaba el uso para las variaciones de presiones que teníamos por ese entonces al momento de operar tanto en cierre como apertura. Hoy las variaciones de presión son otras y se está analizando alternativas con estas herramientas pero para poder adaptar el BM sin tener que mover TBG.

En 04/2016 se realizó la primera prueba donde bajamos una instalación hasta la boca con TBG de Ø 2 3/8". Se instaló un solo niple de Ø 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 también fueron una solución de mejora durante el 2015 y lo que va del 2016 generando incrementos de producción de petróleo y gas como el caso mostrado en el pozo-2. También es una alternativa para los pozos que se obstruyen por parafina, indirectamente también es 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.

Los resultados hasta la actualidad son satisfactorios y se comenzó a implementar en otros distritos de la Cia. en 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 nos permite obtener una buena performance. Los puntos fuertes a nos interesa resaltar en el presente trabajo son:

- ✓ **Partiendo de una sólida experiencia en inyectores se pudo adaptar a condiciones 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.**
- ✓ **Problemas en solo dos selectivas de un total de 23 desde el 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.**

8. Bibliografía

- Howard B. Bradley, “Petroleum Engineering Handbook,” SPE 1992
- James F. Lea Henry V. Nickens Mike R. Wells “Gas Well Deliquification” second edition Elsevier (2008).
- Kermit E. Brown “The Technology of Artificial Lift Methods”, Pennwell Publishing Company Volume 4 (1984).

-
- Gustavo Daniel Gonzalez Montero “Completion Design for Gas Well Deliquification”, paper SPE – 173918

9. CV Autores

Carlos de la Fuente es Ingeniero Industrial egresado de la UNPSJB trabajó en Tecpetrol, desde 2004 al 2013 en distintas operaciones del país y exterior. Actualmente es Ingeniero de Producción en el Distrito 1 Cerro Dragón, en Pan American Energy LLC.

Miguel Muñoz es Ingeniero Industrial egresado de la UNPSJB. Se desempeñó como Ingeniero de Producción en YPF área Cañadón Seco desde 2008 al 2012. Actualmente es Ingeniero de Recuperación Secundaria en el Distrito 1 Cerro Dragón, en Pan American Energy LLC.

Sebastián Cárdenas es Ingeniero Industrial egresado del Instituto Tecnológico de Buenos Aires. Se desempeñó como Ingeniero de Producción en Cañadón de la Escondida y Cerro Grande, desde 2009 al 2012 en Las Heras Santa Cruz, para YPF. Actualmente es Ingeniero de Producción en el Distrito 1 Cerro Dragón, en Pan American Energy.

Santiago Mendes Carolino es Técnico electromecánico egresado de la ENET N°1 de Comodoro Rivadavia. Se desempeñó como Técnico especialista en herramientas para Baker Oil Tools Comodoro Rivadavia desde 2001 hasta 2004. Actualmente es supervisor de herramientas para la gerencia de Well Service en Pan American Energy.

Guillermo Sebastián Sosa es Técnico electromecánico egresado de la ENET N°1 de Comodoro Rivadavia. Se desempeñó en el sector Bombas Mecánicas como Operador desde 1995 hasta 2003 y hasta el 2006 como Encargado de Taller para Bolland & Cia. Actualmente es supervisor de herramientas para la gerencia de Well Service en Pan American Energy.

Walter Eduardo Diaz, es Técnico Electromecánico con Orientación a Electrónica Industrial, egresado de la ENET N° 1 de Comodoro Rivadavia. Se desempeñó como Técnico especialista en Herramientas y Coordinador de Logística en Alpha Oil Services. Desde el 2000 al 2008 se desempeñó como Técnico Especialista en Herramientas, Operador Especialista en Herramientas y Jefe de Taller CHC en Weatherford International Argentina S.A. Desde el 2008 al 2015 se desempeñó como Supervisor de Recuperación Secundaria en Tecpetrol S.A. Actualmente es supervisor de herramientas para la gerencia de Well service de Pan American Energy.