

APLICACION DE CASING DRILLING: CAPACITACION Y CONCIENTIZACIÓN DEL PERSONAL COMO FACTOR DE EXITO EN PROYECTOS MARGINALES

Cristian Bahl, Gabriel Berkovic, Hernan Oberlander - YPF S.A.

cristian.bahl@ypf.com; gabriel.berkovic@ypf.com; hernan.oberlander@ypf.com

Sinopsis

Después de más de 15 años de aplicación en el mundo, se ha logrado mostrar que la tecnología Casing Drilling es una alternativa con muchos beneficios. Aunque cabe mencionar que hubo muchos proyectos que no resultaron exitosos debido a inconvenientes tales como roturas de casing, imposibilidad de alcanzar la profundidad planificada, embolamiento de trepano, desviación incontrolada, pérdida de calibre por sobretorque, entre otros. Del análisis de causas, en la mayoría de los casos, se podría decir que no fue la tecnología que falló, sino el cómo fue aplicada

El presente trabajo, describe la aplicación de la tecnología y uso generalizado en pozos que si bien no son de complejidad, con un acumulado que supera los 15 pozos construidos, se lograron perforar sin problemas de integridad de casing, y manejando los inconvenientes que se presentaron.

Básicamente, se partió de: aplicar la modalidad casing drilling como una alternativa de perforación a una problemática. Esta alternativa permitió minimizar los tiempos de NPT y costos de lodo, logrando así costos de perforación que permitieron continuar con el desarrollo del yacimiento.

La perforación con casing Drilling se aplicó en la sección Guía de los Yacimientos de Cañadón Amarillo y La Lechuza, y en las dos secciones (guía y producción) del Yacimiento Puesto Molina, ubicados al Sur de la Provincia de Mendoza.

Desde el primer pozo perforado en 2015, se ha logrado:

- Reducción de tiempos & costos: Hasta en un 50%.
- Calidad de los pozos: No sólo en no haber experimentado fallas (roturas), sino también en aspectos tales como desviación de pozo.
- Mejora Continua:
 - Tipo de cañería
 - Aplicación de Herramientas alternativas (MUQ, Overdrive)
 - Perforando completamente los pozos con casing; realizando el drill out del zapato de 12" con zapato perforador de 7 7/8". (Guía de 9-5/8" y Cañería de Producción de 5-1/2")

Cabe mencionar que durante la construcción de los pozos se fueron experimentando diversos inconvenientes, que si bien no fueron de gravedad, sirvieron para continuar aprendiendo y mejorando la aplicación de la técnica. Los mismos serán comentados oportunamente a lo largo del trabajo.

Aspectos Críticos del Proyecto

Todos los parámetros y experiencias analizados fueron capitalizadas en una serie de jornadas pre inicio de pozo con todo el personal involucrado en la operación.

El proyecto involucró al personal operativo; operadores boca de pozo, supervisores de campo, compañía de lodos, operadores de trépanos, company man, entre otros. Esto fue replicado en todos los turnos de relevo de cada uno de los integrantes de los equipo de torre afectados a la modalidad CwD.

Las lecciones aprendidas del proceso y la retroalimentación ayudaron al éxito de las operaciones, haciendo referencia por momentos que ante pequeños desvíos operativos, las consecuencias pueden ser serias. Este escrito presenta la metodología de trabajo adoptada, los resultados y beneficios del proyecto llevado a cabo.

Se partió del criterio que: ***“perforar con Casing es similar pero no igual a la perforación convencional”***.

La estrategia de aplicación de la tecnología se focaliza en tres pilares, que se establecieron como críticos para el éxito:

- **Análisis de esfuerzos:** A los que está sometido la cañería, tales como el buckling (sinusoidal y helicoidal), torque (tendencias y fluctuaciones) y vibraciones.
- **Control de Parámetros de perforación:** Peso aplicado en el trépano, caudal, torque.
- **Capacitación del personal:** Haciendo hincapié en este punto, se desarrolló una Guía Práctica de Campo y procedimientos específicos estableciendo las principales diferencias entre la perforación convencional y con casing. Luego se difundió a todo el personal operativo, como se mencionó anteriormente.

Descripción de la Problemática

Los Yacimientos Cañadón Amarillo y Puesto Molina, se encuentran al Norte de la Cuenca Neuquina, en la provincia de Mendoza. En los últimos años, se aceleró el desarrollo de ambos yacimientos. La perforación de estos pozos se vuelve dificultosa debido a las pérdidas de circulación, las cuales deben ser manejadas con mejoras de optimización.

En esta área hay pozos con diferentes objetivos geológicos, muchos éstos considerados someros.

En el área de Cañadón Amarillo Somero el problema principal es la pérdida severa de circulación, la cual se comporta de manera aleatoria en el yacimiento, sin poderse determinar o patrón. Estas pérdidas se presentan en paquetes arenosos permeables del Grupo Neuquén.

En el Yacimiento Puesto Molina, ocurre un fenómeno similar al cual se suma la inestabilidad del canto rodado superficial, el cual al producirse pérdidas de circulación (a partir de los 190 m) pierde estabilidad, produciendo derrumbe y atascando la columna de perforación.

Desarrollo - Ubicación y Marco Geológico

El proyecto Reservorios Someros CAM se ubica en el Bloque Cañadón Amarillo, en la Provincia de Mendoza y tiene como objetivo delinear y desarrollar los miembros La Tosca y Chorreado en la zona de CAM Norte (La Lechuza) y Bordo Sur del Payún (BSP), además de continuar la explotación de estos reservorios en la zona del alto de Pata Mora, El Pichanal, perteneciente a los reservorios de la zona de CAM Sur / PMoN (Zona Sur).

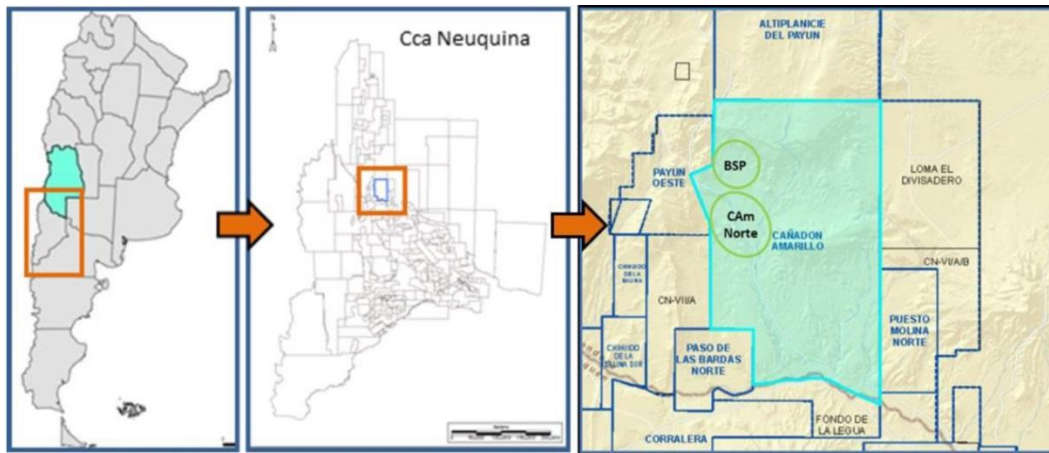


Figura 1. Ubicación Geográfica del Proyecto Cam

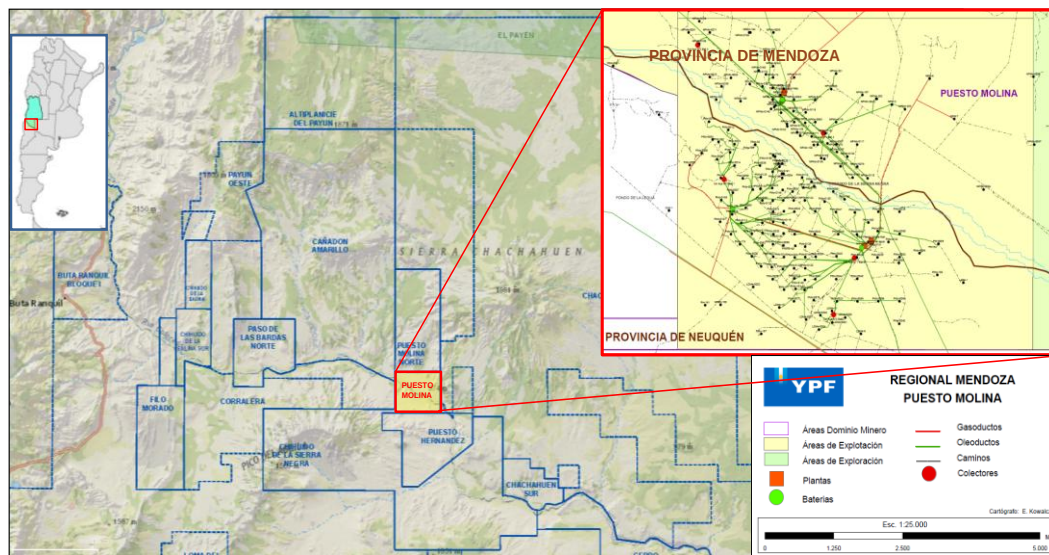


Figura 2. Ubicación Geográfica del Proyecto PMo

Arquitectura de Pozos Casing Drilling

Como se mencionó, la aplicación de Casing Drilling se aplicó en:

- Sección Guía: con casing $\varnothing$ 9-5/8", en los Yacimientos Cañadón Amarillo, La Lechuza, Puesto Molina.

- Sección Producción: con casing Ø 5-1/2", Yacimientos Puesto Molina.

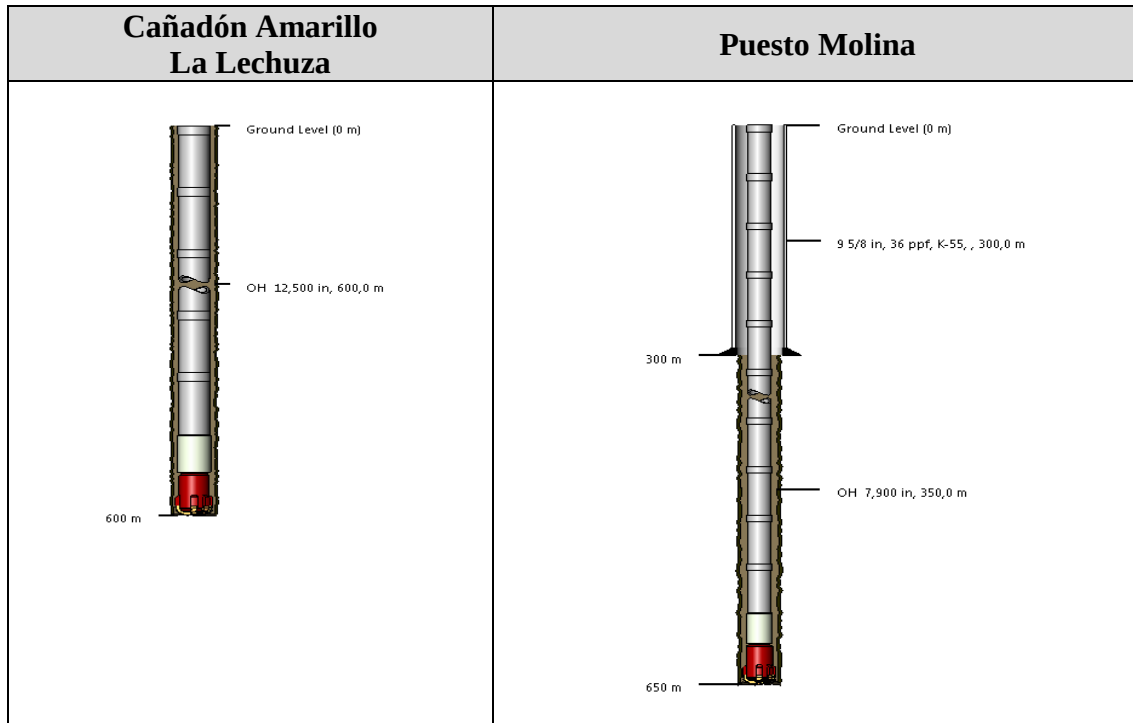


Figura 3. Secciones de aplicación casing drilling en CAM – Pmo.

Desarrollo: Aspectos críticos de la perforación con Casing

En perforación con casing, existen algunos aspectos que difieren de la perforación convencional:

- **CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS:** Considerando que las conexiones del casing convencional no tienen la robustez de las barras de sondeo para soportar los esfuerzos a los cuales serán sometidos (vibraciones, buckling, etc) y los ciclos, se debe emplear una conexión idónea para tal fin y calcular los parámetros de perforación (WOB máximo, RPM) para no superar los umbrales de torque y ocasionar deformación plástica del material. Se realizan cálculos a distintas profundidades y se analizan también los efectos del caudal. La conexión seleccionada para los proyectos es la BTC XP.

Conexión BTC XP (4 1/2" a 16")

- **Perfil de rosca BTC**, siendo compatible con accesorios Buttress.
- **Hombro de torque** que proporciona:
 - 100% de eficiencia a la compresión y una capacidad extra de torque.
 - Elimina la turbulencia y por ende la erosión en la zona J.
- Conexión con 100% de eficiencia a la tracción.
- Apriete por **torque** con referencia de posición.

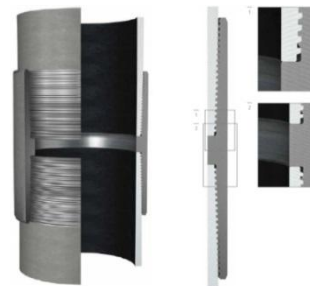


Figura 9. Rosca BTC XP

Casing Drilling 7 7/8" PMo:

@400 mts: De la tabla se observa que en 400 mts el límite de WOB en fondo es de 3,1 TN antes de encontrar el Buckling Sinusoidal. Al aplicar 3 TN de peso en zapato perforador el PN se encuentra a los 175 mts de distancia desde el trepano. El peso en gancho al aplicar 300 GPM es de 4,02 Tn y margen de overpull de 81 Tn con un margen de cedencia del material del 90%. Peso de lodo considerado 1020 g/l.

Torque Drag Load Summary												
WOB to Hel. Buckle (Rotating):		4.46	tonne	at:	400.00	m						
WOB to Sin. Buckle (Rotating):		3.13	tonne	at:	400.00	m						
Overpull Margin (Tripping Out):		81.01	tonne	% of Yield:	90.00	%						
Pick-Up Weight:		0.16	tonne	Slack-Off:	0.15	tonne						
	Load Case	STF	B	Torque at Rotary Table (ft-lbf)	Windup With Torque (revs)	Windup Without Torque (revs)	Measured Weight (tonne)	Total Stretch (m)	Axial Stress=0		Surface Neutral Point	
									Measured Depth (m)	BIT (m)	Measured Depth (m)	BIT (m)
1	TRIPPING OUT	---	---	0.00	0.0	0.0	7.28	0.02	372.92	27.08	400.00	0.00
2	ROTATING ON BOTTOM	---	---	2046.87	0.2	0.0	4.12	0.00	238.05	161.95	224.41	175.59
3	TRIPPING IN	---	---	0.00	0.0	0.0	6.97	0.02	372.42	27.58	400.00	0.00

@650 mts: De la tabla se observa que en 650 mts el límite de WOB en fondo es de 4 TN antes de encontrar el Buckling Sinusoidal. Al aplicar 3 TN de peso en zapato perforador el PN se encuentra a los 184 mts de distancia desde el trépano. El peso en gancho suponiendo al aplicar 300 GPM es de 8,32 Tn y margen de overpull de 80 Tn con un margen de cedencia del material del 90%. Peso de lodo 1020 g/l.

Torque Drag Load Summary												
WOB to Hel. Buckle (Rotating):		5.93	tonne	at:	650.00	m						
WOB to Sin. Buckle (Rotating):		4.17	tonne	at:	650.00	m						
Overpull Margin (Tripping Out):		80.04	tonne	% of Yield:	90.00	%						
Pick-Up Weight:		0.27	tonne	Slack-Off:	0.27	tonne						
	Load Case	STF	B	Torque at Rotary Table (ft-lbf)	Windup With Torque (revs)	Windup Without Torque (revs)	Measured Weight (tonne)	Total Stretch (m)	Axial Stress=0		Surface Neutral Point	
									Measured Depth (m)	BIT (m)	Measured Depth (m)	BIT (m)
1	TRIPPING OUT	---	---	0.0	0.0	0.0	11.59	0.05	583.75	66.25	650.00	0.00
2	ROTATING ON BOTTOM	---	---	2118.5	0.3	0.0	8.32	0.01	447.28	202.72	465.93	184.07
3	TRIPPING IN	---	---	0.0	0.0	0.0	11.05	0.04	582.49	67.51	650.00	0.00

Aplicando 500 GPM, como se hace una perforación convencional:

Torque Drag Load Summary												
WOB to Hel. Buckle (Rotating):		6.00	tonne	at:	650.00	m						
WOB to Sin. Buckle (Rotating):		4.19	tonne	at:	650.00	m						
Overpull Margin (Tripping Out):		80.91	tonne	% of Yield:	90.00	%						
Pick-Up Weight:		0.26	tonne	Slack-Off:	0.25	tonne						
	Load Case	STF	B	Torque at Rotary Table (ft-lbf)	Windup With Torque (revs)	Windup Without Torque (revs)	Measured Weight (tonne)	Total Stretch (m)	Axial Stress=0		Surface Neutral Point	
									Measured Depth (m)	BIT (m)	Measured Depth (m)	BIT (m)
1	TRIPPING OUT	---	---	0.0	0.0	0.0	10.70	0.05	636.28	13.72	650.00	0.00
2	ROTATING ON BOTTOM	---	---	2109.5	0.3	0.0	7.44	0.02	497.55	152.45	438.33	211.67
3	TRIPPING IN	---	---	0.0	0.0	0.0	10.19	0.05	635.84	14.16	650.00	0.00

Se observa que con dicho caudal, el peso en el gancho es reducido en casi 1 tn

Casing Drilling 12" CAM

@50 mts: De la tabla se observa que a 50 mts el límite de WOB en fondo es de 9,3 TN antes de encontrar el Buckling Sinusoidal. Al aplicar 2 TN de peso en zapato perforador el PN se encuentra a

los 43,09 mts de distancia del trepano. El peso en gancho suponiendo que no hay efecto de Pump off, es de 0,3 Tn y margen de overpull de 212,13 Tn con un margen de cedencia del 90%. Peso de lodo considerado 1100 g/l.

Torque Drag Load Summary												
WOB to Hel. Buckle (Rotating):		12,67	tonne	at:	25,00	m						
WOB to Sin. Buckle (Rotating):		9,30	tonne	at:	25,00	m						
Overpull Margin (Tripping Out):		213,13	tonne	% of Yield:	90,00	%						
Pick-Up Weight:		0,01	tonne	Slack-Off:	0,01	tonne						
	Load Case	STF	B	Torque at Rotary Table (ft-lbf)	Windup With Torque (revs)	Windup Without Torque (revs)	Measured Weight (tonne)	Total Stretch (m)	Axial Stress=0		Surface Neutral Point	
									Measured Depth (m)	BIT (m)	Measured Depth (m)	BIT (m)
1	TRIPPING OUT	---	~	0,00	0,0	0,0	2,32	0,00	43,29	6,71	50,00	0,00
2	ROTATING ON BOTTOM	---	~	2007,57	0,0	0,0	0,32	0,00	5,94	44,06	6,91	43,09
3	TRIPPING IN	---	~	0,00	0,0	0,0	2,31	0,00	43,25	6,75	50,00	0,00

@200 mts: De la tabla se observa que a 200 mts el límite de WOB en fondo es de 13,52 TN antes de encontrar el Buckling Sinusoidal. Al aplicar 3 TN de peso en zapato perforador el PN se encuentra a los 65,42 mts de distancia del trepano. El peso en gancho suponiendo que no hay efecto de Pump off, es de 6,21 Tn y margen de overpull de 187,27 Tn con un margen de cedencia del 90%. Peso de lodo considerado 1100 g/l.

Torque Drag Load Summary												
WOB to Hel. Buckle (Rotating):		15,73	tonne	at:	22,22	m						
WOB to Sin. Buckle (Rotating):		13,52	tonne	at:	22,22	m						
Overpull Margin (Tripping Out):		187,27	tonne	% of Yield:	90,00	%						
Pick-Up Weight:		0,17	tonne	Slack-Off:	0,16	tonne						
	Load Case	STF	B	Torque at Rotary Table (ft-lbf)	Windup With Torque (revs)	Windup Without Torque (revs)	Measured Weight (tonne)	Total Stretch (m)	Axial Stress=0		Surface Neutral Point	
									Measured Depth (m)	BIT (m)	Measured Depth (m)	BIT (m)
1	TRIPPING OUT	---	~	0,00	0,0	0,0	9,38	0,01	172,23	27,77	200,00	0,00
2	ROTATING ON BOTTOM	---	~	2093,10	0,0	0,0	6,21	0,01	115,91	84,09	134,58	65,42
3	TRIPPING IN	---	~	0,00	0,0	0,0	9,04	0,01	171,63	28,37	200,00	0,00

Al aplicar un caudal de 400 GPM: Los cálculos son los siguientes:

Torque Drag Load Summary												
WOB to Hel. Buckle (Rotating):		14,39	tonne	at:	22,22	m						
WOB to Sin. Buckle (Rotating):		12,18	tonne	at:	22,22	m						
Overpull Margin (Tripping Out):		187,83	tonne	% of Yield:	90,00	%						
Pick-Up Weight:		0,14	tonne	Slack-Off:	0,14	tonne						
	Load Case	STF	B	Torque at Rotary Table (ft-lbf)	Windup With Torque (revs)	Windup Without Torque (revs)	Measured Weight (tonne)	Total Stretch (m)	Axial Stress=0		Surface Neutral Point	
									Measured Depth (m)	BIT (m)	Measured Depth (m)	BIT (m)
1	TRIPPING OUT	---	~	0,00	0,0	0,0	7,85	0,01	200,00	0,00	200,00	0,00
2	ROTATING ON BOTTOM	---	~	2091,50	0,0	0,0	5,71	0,00	200,00	0,00	145,44	54,56
3	TRIPPING IN	---	~	0,00	0,0	0,0	7,57	0,01	200,00	0,00	200,00	0,00

@560 mts: De la tabla se observa que a 560 mts el límite de WOB en fondo es de 20,11 tn antes de encontrar el Buckling Sinusoidal. Al aplicar 4 TN de peso en zapato perforador el PN se encuentra a los 107,87 mts de distancia del trepano. El peso en gancho suponiendo que no hay efecto de Pump off, es de 17, 43, 72 Tn y margen de overpull de 183,2 Tn con un margen de cedencia del 90%. Peso de lodo considerado 1100 g/l. CAUDAL: 400 GPM. Trepano 8x12/32nd".

Torque Drag Load Summary												
WOB to Hel. Buckle (Rotating):		28.49	tonne	at:	560.00	m						
WOB to Sin. Buckle (Rotating):		20.11	tonne	at:	560.00	m						
Overpull Margin (Tripping Out):		183.18	tonne	% of Yield:	90.00	%						
Pick-Up Weight:		0.60	tonne	Slack-Off:	0.58	tonne						
	Load Case	STF	B	Torque at Rotary Table (ft-lbf)	Windup With Torque (revs)	Windup Without Torque (revs)	Measured Weight (tonne)	Total Stretch (m)	Axial Stress=0		Surface Neutral Point	
									Measured Depth (m)	BIT (m)	Measured Depth (m)	BIT (m)
1	TRIPPING OUT	---	~	0.0	0.0	0.0	22.03	0.03	560.00	0.00	560.00	0.00
2	ROTATING ON BOTTOM	---	~	2479.5	0.0	0.0	17.43	0.02	484.30	75.70	452.13	107.87
3	TRIPPING IN	---	~	0.0	0.0	0.0	20.85	0.03	560.00	0.00	560.00	0.00

Al aplicar 700 gpm:

Torque Drag Load Summary												
WOB to Hel. Buckle (Rotating):		28.05	tonne	at:	540.00	m						
WOB to Sin. Buckle (Rotating):		19.72	tonne	at:	540.00	m						
Overpull Margin (Tripping Out):		169.40	tonne	% of Yield:	90.00	%						
Pick-Up Weight:		0.60	tonne	Slack-Off:	0.58	tonne						
	Load Case	STF	B	Torque at Rotary Table (ft-lbf)	Windup With Torque (revs)	Windup Without Torque (revs)	Measured Weight (tonne)	Total Stretch (m)	Axial Stress=0		Surface Neutral Point	
									Measured Depth (m)	BIT (m)	Measured Depth (m)	BIT (m)
1	TRIPPING OUT	~~~	~	0.0	0.0	0.0	19.31	0.05	540.00	0.00	540.00	0.00
2	ROTATING ON BOTTOM	~~~	~	2458.6	0.0	0.0	14.72	0.03	540.00	0.00	414.74	125.26
3	TRIPPING IN	~~~	~	0.0	0.0	0.0	18.14	0.04	540.00	0.00	540.00	0.00

Se observa que con dicho caudal, el peso en el gancho es reducido en 2,71 tn.

- **PERFIL DEL FLUIDO EN EL ANULAR:** Al perforar con revestimiento, la trayectoria del fluido es diferente a la que se tiene en la perforación convencional. Por dentro del revestimiento las pérdidas de presiones son menores a las que se observa con perforación convencional. Por el contrario, el anular ofrece mayor restricción al flujo y las pérdidas de presión son más altas que las que se dan en anulares convencionales.
- **LUBRICIDAD:** La lubricidad es un factor importante que debe tenerse en cuenta para minimizar la fricción dentro de los anulares que son relativamente más reducidos que en los pozos convencionales. La lubricidad deberá permitir controlar y/o minimizar el factor de fricción que se traduce en torque más elevados y/o erráticos y las vibraciones.
- **PARAMETROS DE PERFORACION:** Los parámetros de perforación tanto; peso en trépano y caudales, deben ser menores a los usados habitualmente. **(1)**
- **LIMPIEZA DEL TREPANO Y ANULAR.** Mantener la limpieza del trépano es crítico para el éxito de la perforación y minimizar NPT.
- **DENSIDAD EQUIVALENTE (ECD):** En perforación con casing la ECD es mayor que en convencional para igualdad de parámetros. Este aspecto puede ser beneficioso en la medida que se mantenga control del mismo. El control ECD debe ser constante, es importante para evitar inducir pérdidas.
- **RELACION DE DIAMETROS:** Los mejores resultados se obtienen con un relación de diámetro Pozo / casing entre 0,79 y 0,9. **(1)**
- **DETERMINACIÓN DE DIÁMETRO DE POZO:** Se deberá realizar test de carburo para determinar el caliper promedio del pozo para la determinación de los volúmenes de cemento. Frecuencia: a definir, (recomendado cada 200 m). En el momento de realizar el carburo es recomendable bombear un tapón de 10/12 bbl de lodo denso (1 ppg más que el lodo)

- **LOCACIONES:** Solicitar que las locaciones estén perfectamente niveladas para evitar ajustes o conexiones excesivas del mástil.
- **CAUDAL:** En casing drilling existe una regla de dedo en la cual el caudal debe ser de 40 a 45 gpm/plg. En regla general el caudal suele ser en el rango de la mitad a dos tercios del caudal usado en perforación convencional (2)

En la perforación con casing, es conveniente mantener bajos caudales debido a que el anular es más chico. La limpieza del pozo es mejor por lograr velocidades de anular más altas aun con caudales más bajos. La determinación del caudal optimo, deberá determinarse teniendo en cuenta aspectos tales como; velocidad del Jet, para mantener limpio el trepano y evitar embolamiento, velocidad en el anular suficiente para mantener la limpieza de pozo y la densidad equivalente de circulación, suficiente para controlar el pozo en caso de influjo o bien que el ECD no sea tan alto que pueda generar pérdidas de circulación.

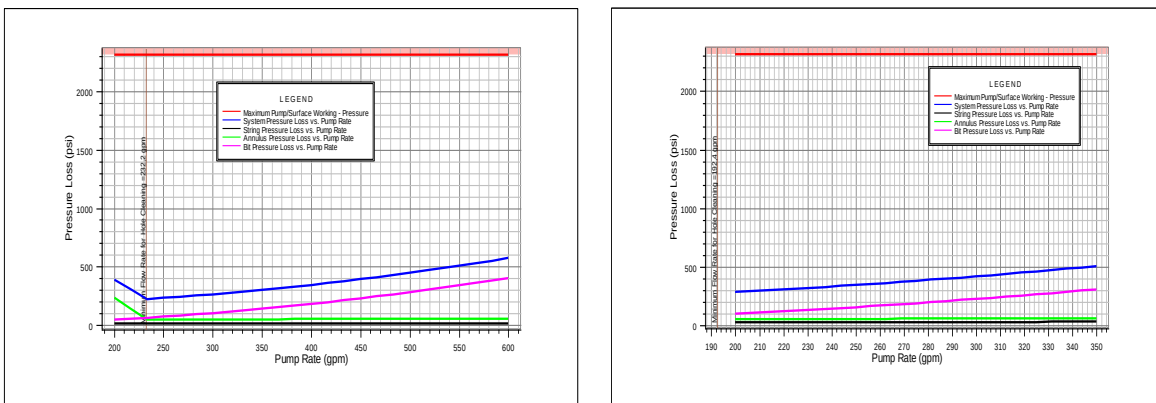


Figura 4. Caudal Chart Sección 12-12 1/4" | 7 7/8"

- **REVOQUE:** El revoque de la pared del pozo con Casing Drilling se hace a través del "Efecto Smear" que es básicamente la utilización de los recortes de perforación para formar el revoque. (3)
- **RECORTES:** por lo general en Casing Drilling se observan recortes más pequeños comparados con los que se observan en zaranda en perforación convencional.

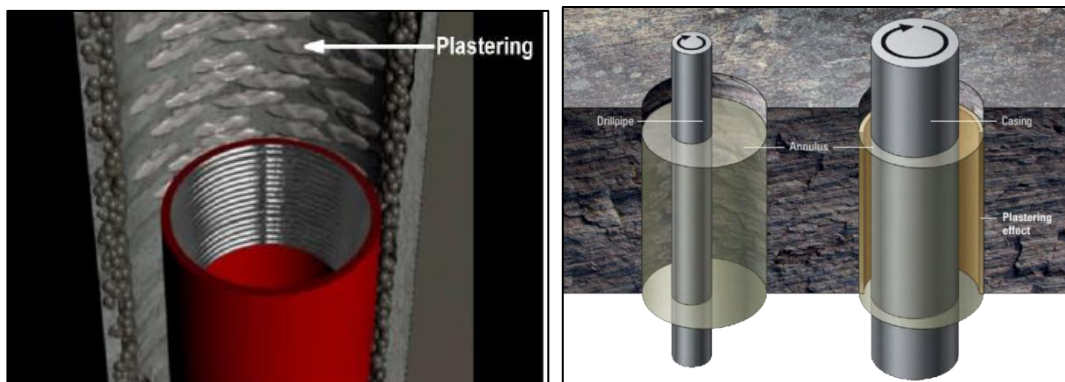


Figura 5. Efecto plastering

- **LEVANTAMIENTO HIDRAULICO - Pump off :** Durante la perforación con Casing, se debe tener en cuenta el efecto Pump off. Este efecto no se considera en la perforación convencional, debido a que el espacio anular entre la sarta y el pozo es mayor. Este efecto de Pump off o Levantamiento Hidráulico se produce por un efecto de acción-reacción, al colocar las bombas, el lodo produce un “levantamiento” de la columna lo cual se traduce en un baja de peso en la lectura del Martin Decker. Este efecto que no es tomado en cuenta en la perforación convencional, perforando con casing este efecto se maximiza, ya que el espacio anular es más estrecho.

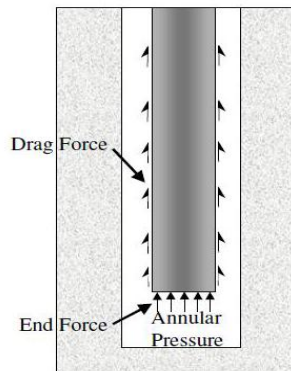


Figura 6. Efecto pump off.

Por ejemplo: al terminar de hacer conexión, posicionamos el trepao en fondo y el peso podría ser 100.000 lb. Manteniendo la columna en fondo e iniciando las bombas al régimen de perforación, el peso de la columna disminuirá, por ejemplo 95.000 lb. Quiere decir que si no tuviéramos este último en cuenta y consideráramos que el peso es 100.000 lb y el WOB planificado fuera 5,000 lb, no le estaría llegando el peso al trepao ya que solo estaríamos compensando el efecto de las bombas.

Comportamiento de la columna para diferente WOB, hasta 8 Klbs se observa buckling helicoidal y a partir de 10 Klb, helicoidal.

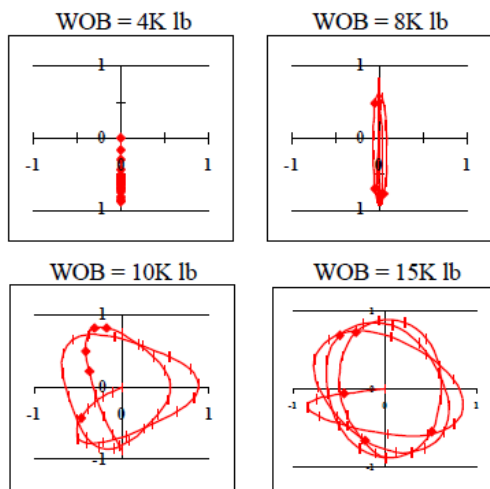


Figure 6: End views of 4-1/2" 9.5# casing at 0.5° inclination.

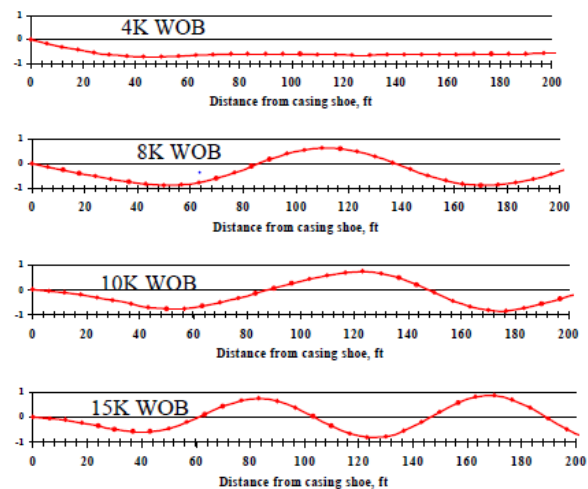


Figure 7: Side views of 4-1/2" 9.5# casing deflection at 0.5° inclination and different WOB's. (Y Axis is distance from center of hole to center of pipe in inches.)

Desarrollo: Capacitación del personal - Guía Práctica de Campo

Antes de implementar la técnica, se debe verificar el funcionamiento y calibración de aquellos equipos y/o dispositivos que permitirán medir (y por ende, controlar/diagnosticar) y llevar a cabo operaciones para la construcción exitosa de pozo.

Instrumentos de Medición

Es de fundamental importancia realizar mantenimiento regular y calibración de los siguientes elementos:

- Manómetro presión de bombas.
- Top drive.
- Martin Decker: indicador de peso y vernier (conocer el peso del gancho + top drive + CDS),
- Sensor de adquisición de datos; peso en el trépano, presión de bombas, **torque en lb-ft**, RPM.

Preparación: Locación y Equipo

- **Alineación:** Es un aspecto a tener en cuenta antes del montaje de las herramientas ya que una mala alineación puede ocasionar que se dañe el casing y accesorios. Ha sucedido que en una misma operación, que por falta o mala de alineación **se rompieran 3 accesorios**. Se prestará mucha atención a esta variable al comenzar con la operación y es recomendable verificar la alineación con alguna periodicidad (a establecer).



Figura 10 y 11. Alineación de equipo.

- **Vaina:** a los fines de agilizar y hacer una operación más segura, sería perforar con una vaina de 5 m, esto, sumado los 5 m de subestructura, sería posible realizar las conexiones a nivel del piso de trabajo, considerando que los casing son de Rango 3 (longitud 10,5 a 11,5 m).

Acondicionamiento y Limpieza de las Roscas

- **Limpieza de Roscas:** La limpieza de las conexiones debería hacerse sobre los bancales, ambos extremos y **NO USAR GASOIL**.

- **Protectores lado PIN:** También deberán ser limpiados, ya que los Casing deberán ser elevados con el protector lado PIN colocado. A su vez, la limpieza del extremo lado PIN deberá repasarse en boca de pozo previo al enrosque.
- **Engrase:** El engrase de las roscas se deberá hacer usando la grasa recomendada por fabricante del tubular y se **colocará con pinceles** (no con brocha). En el caso de la XP BTC, las grasas que se recomiendan son:
- **Grasas API Modified con Plomo:** Es este caso, es necesario que cumplan con el Estandar 5A3. Esta información suele aparecer en la etiqueta de la grasa, y es algo que se puede consultar al fabricante.
- **Grasas Metal Free:** Bestolife 2000 o Bestolife PTC.

Es importante siempre tener en cuenta el factor de fricción de la grasa elegida a la hora de torquear la conexión. Si esta información no aparece en la etiqueta, sería importante consultarle al fabricante.

Ejemplo: (7" x 26.0# N80 TenarisHydril Blue usando Bestolife PTC Thread Compound):
Target Final Torque = 9010 ft-lb * 0.9 = 8100 ft-lb (50 ft-lb rounding is allowed)

Thread Compound	Torque Factor	Specific Gravity (gr./cm ³)	TSH Blue™ ≤ 5 1/2"	TSH Blue™ > 5 1/2"	TSH Blue™ Thermal Liner	TSH Blue™ Near Flush	TSH ER™	TSH MS™ / MS XT/XC™	TSH MS28™ / MS28 XT/XC™	TSH 3SB™	TSH HW™	TSH HWSL™	TSH NewHWSL™	TSH EL™	TSH SLX™	TSH Wedge Series 500™	TSH PH4™ / PH6™ / CS®	TSH MACII™	TXP / BTC
API Modified leaded																			
API Modified RP 5A3 (*)	1.0	1.97	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	O	O	O	O	O
Lead Free - Zinc Free																			
Bestolife 2000	1.0	1.25			X		X								O	O	O	O	O
Jet-Lube Enviro-Safe	0.9	1.21	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	O	O	O	O	O
Metal Free																			
Bestolife 2000 NM	1.0	1.20													O	O	O	O	O
Bestolife 4010 NM	1.0	1.20													O	O	O	O	O
Bestolife PTC	0.9	1.10	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	O	O	O	O	X
Jet-Lube Seal-Guard ECF (**)	1.0	1.28	X	X	X	X	X								O	O	O	O	
Jet-Lube Steam Chief	1.0	1.27	X	T	X										O	O	O	O	
Liquid-O-Ring 318	1.01	1.16	X												O	O	O	O	
Mercasol 633 SR (MMW)	1.0	1.10	X																
Shell Malleus 0459	0.95	1.50	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X					
Shell Malleus TC	0.93	1.63	X																
Topco Green-Seal II	0.74	1.08			X		X								O	O	O	O	
Topco Green-Seal II Thermal	0.74	1.12			X		X								O	O	O	O	
Topco Tenaris Blue Premium	1.0	1.25	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	O	O	O	O	
Topco TK II Modified	1.1	1.92			X		X								O	O	O	O	
Weatherford ELS325AG	1.1	1.20	X																

Tabla 1: factores de reducción de torque al aplicar grasa.



Figura 12. Engrase con brocha

- **Sobretorques:** Este es el punto más crítico de la operación y por esta razón se han presentado inconvenientes en varios pozos, sobretodo, porque en la conexión para casing de 5-1/2"-17#-K55-XP BTC, el margen entre el torque máximo y el torque de fluencia es pequeño, pudiendo llegar a deformar el tubular si no se tienen especiales cuidados y elementos de medición bien calibrados.

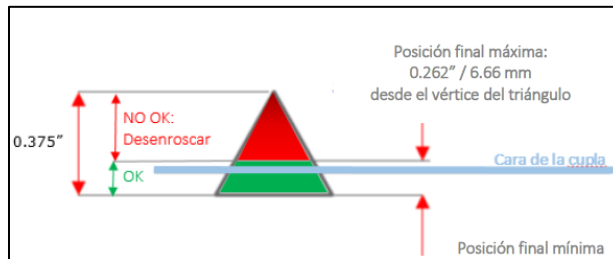


Figura 13. Torque óptimo para conexiones XP BTC.

Con el fin de alejarse lo máximo posible del torque de fluencia, se establece que el torque objetivo estará entre el valor mínimo y óptimo.

Esto hace que si no se tienen en cuenta ciertos recaudos, se terminen deformando los pines y perdiendo drift en el pozo (esta situación se ha presentado).

Alguna del análisis de los incidentes se concluye que los mismos se produjeron por el uso de grasa no apropiada para la conexión y la aplicación de la misma, así como preparación incorrecta de las conexiones antes de la operación.

Operaciones

Seguimiento: Yacimiento CAm – Lle – CLN/ PMo

Los siguientes ejemplos muestran los resultados obtenidos en campo y las modificaciones realizadas en base a estos. Se muestran los cambios de parámetros realizados a partir de problemas operativos surgidos luego de presentarse la perdida de circulación en los distintos pozos y en distintos equipos de torre.

Gráficas descriptivas:

Pozo N°1 | Equipo A (Figura 14): Este ejemplo muestra el aumento de torque ocurrido luego de ingresar a la zona de perdida de circulación. El cuadal se reduce a 270 GPM para preservar el almacenamiento de fluidos. El trepano pierde avance significativamente. En el equipo de torre se dificultan las tareas de traspaso de agua hacia la pileta de succión. El almacenaje de agua no es suficiente y se tiene excesivo tiempo de espera. Luego de este tiempo de espera, se suspende la perforacion por excesivo torque.

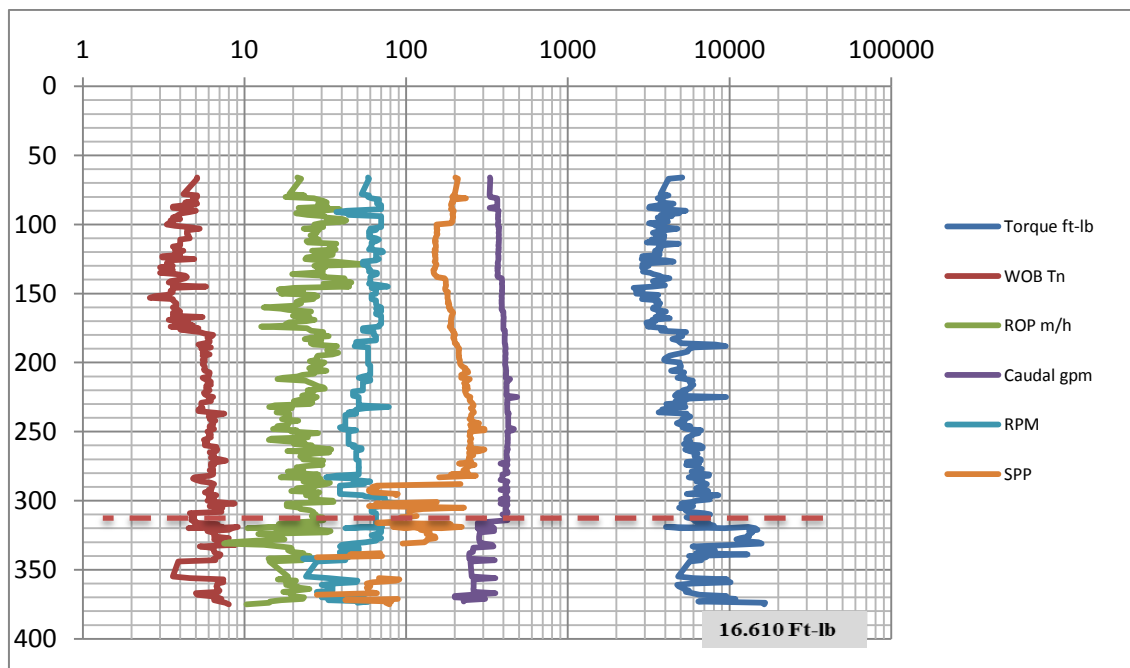


Figura 14. Gráficas de parámetros Pozo N°1 Cwd | Equipo A.

Pozo N°2 | Equipo A (Figura 15): Luego de la experiencia del Pozo N°1 Cwd, se asegura mayor almacenamiento de fluidos (10 piletas auxiliares de 60 m³) y bombas de traspaso de fluidos desde piletas auxiliares hacia pileta de succión. De esta forma se acuerda que al encontrar pérdida de circulación el caudal de trabajo se reduciría a 370 gpm para evitar embolamiento del trépano. Se inyectan baches lubricantes con detergente de 4 m³ antes de iniciar una conexión y cuando el torque se presenta errático y elevado.

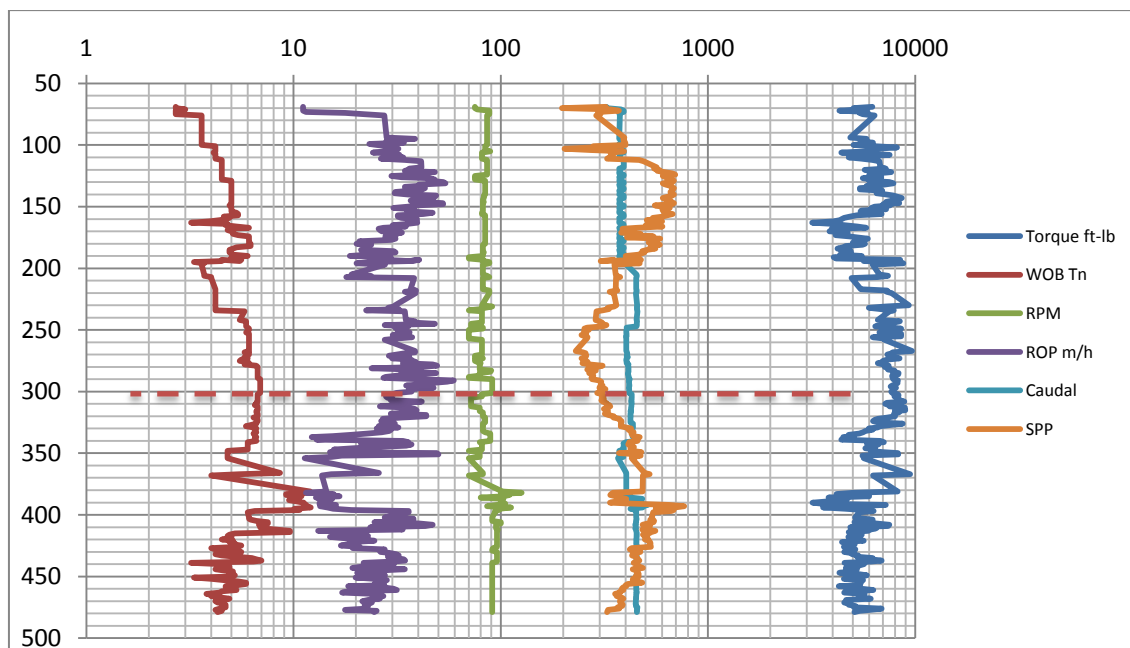


Figura 15. Gráficas de parámetros Pozo N°2 Cwd | Equipo A.

Pozo N°3 | Equipo B (Figura 16): En la primer experiencia del Equipo B en el área de Lle, el almacenaje de fluidos es el adecuado al igual es traspaso de fluidos desde piletas auxiliares hacia pileta de succión. Luego de encontrar la perdida de circulación el caudal se baja hasta 230 gpm por poseer bombas electricas, esta experiencia es anterior al Pozo N°2 | Equipo A, motivo por el cual el zapato perforador de 4 aletas y cortadores de 13 mm pierde avance y por momentos la ROP cae por debajo de los 3 m/hrs.

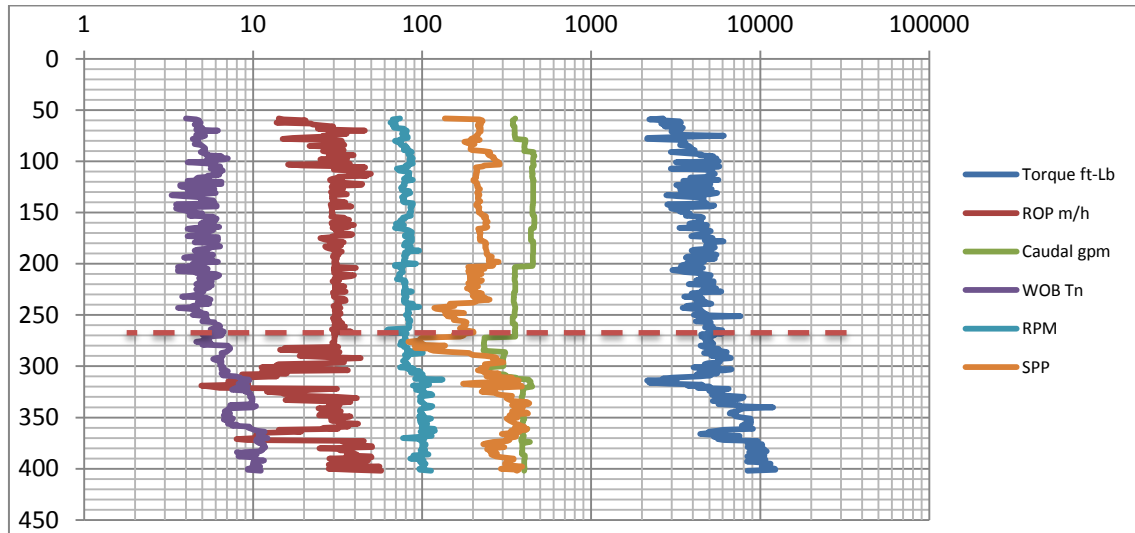


Figura 16. Gráficas de parámetros Pozo N°3 Cwd | Equipo B.

Pozo N°4 | Equipo B (Figura 17): Ya con la experiencia del Pozo N°3 se decide realizar un cambio en las características del zapato perforador. Se cambia a un diseño de 5 aletas, cortadores de 16 mm y junto con la experiencia del Equipo A en el pozo Pozo N°2, se establece un caudal de circulación en zonas de perdida de circulación, de 370 gpm. De esta forma se observa que al encontrar la zona de perdida, la ROP cae levemente.

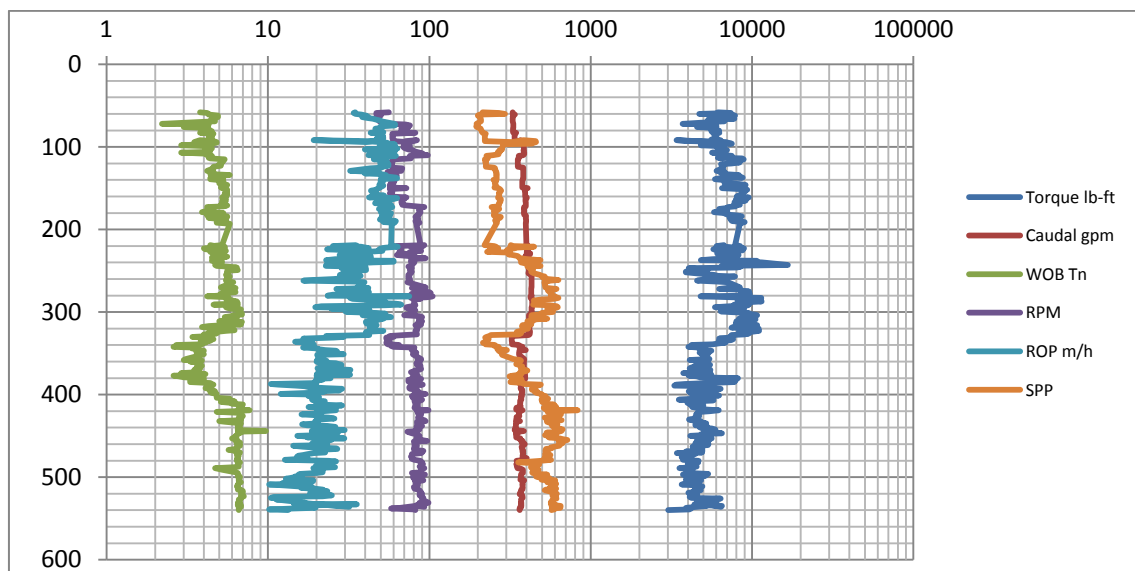


Figura 17. Gráficas de parámetros Pozo N°4 Cwd | Equipo B.

Al conjugar cálculos de oficina con datos de campo se fueron construyendo gráficas promedio de parámetros de operaciones. En base a este conjunto de datos se concluye lo siguiente:

Guías 12" CwD Cam | Lle :

- Hasta la zona de pérdida de circulación (arenas) los parámetros se mantienen estables.
- Luego de evidenciarse pérdidas de circulación, el caudal se baja de manera tal que permita seguir perforando evitando el embolamiento del trepano, caudal 350 gpm. El torque aumenta evidenciando la necesidad de baches lubricantes tanto por directa como por anular. Menores caudales por debajo de 270 gpm evidenciaron embolamiento de zapatos perforadores.
- Si la pérdida de circulación es parcial el caudal de perforación no se bajará.
- Se evidencia en que el aumento de ROP no siempre está acompañado de un aumento de peso.
- De acuerdo al caudal otorgado, una ROP de 45 m/hrs es aceptable para no recargar anular ni inducir perdidas de circulación.
- La presión cae luego de encontrar la pérdida. Pero se recupera al seguir perforando. Efecto plastering.
- Las RPM se mantienen en un rango entre 60 – 100 rpm buscando optimizar ROP y Torque.
- Son fundamentales los baches de detergente y lubricantes antes de cada conexión.

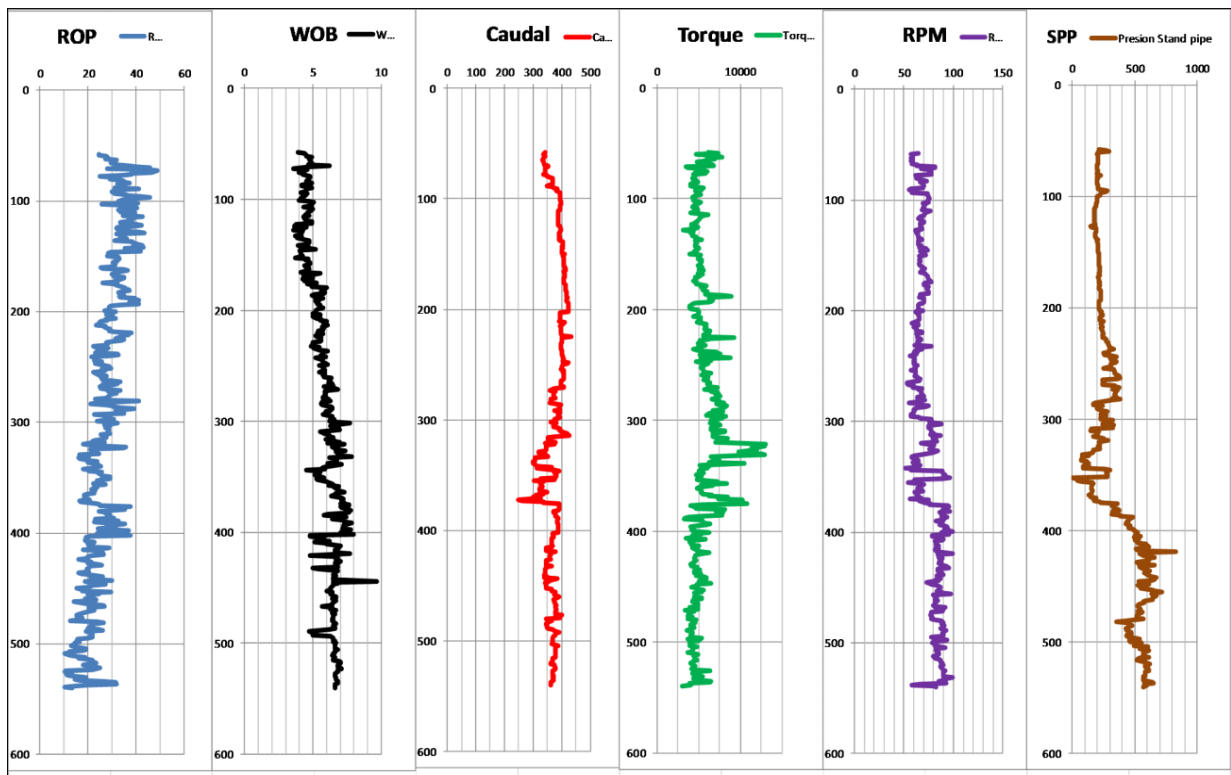


Figura 18. Gráficas de parámetros promedios Cwd Guía Cam-LLe.

PMo - Parámetros promedio en Guías CwD 12-12,25"

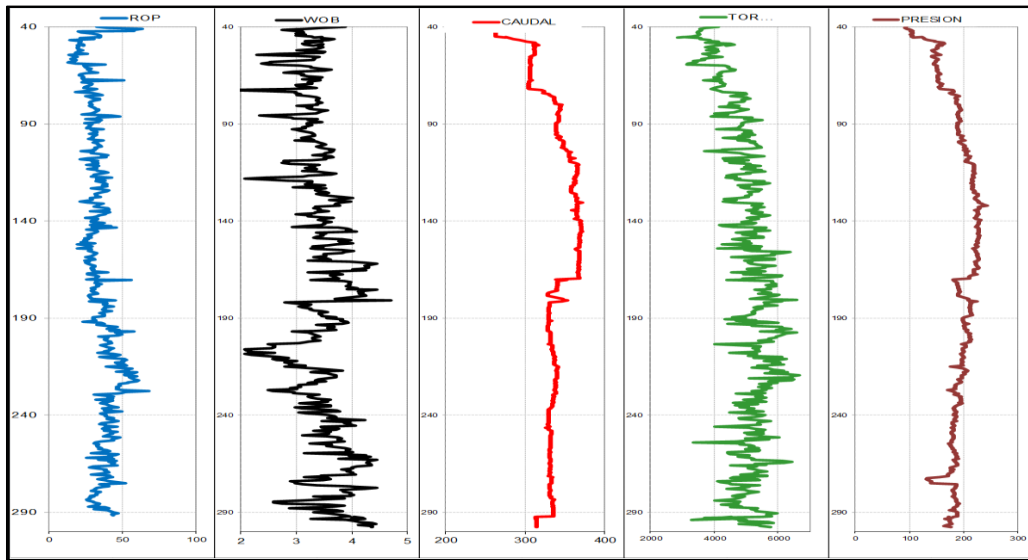


Figura 19. Gráficas de parámetros promedios Cwd Guía Pmo.

- Los caudales de perforación oscilan entre 300 a 350 gpm obteniendo ROP aceptables. Al encontrar zona de perdida estipulada en @190 mts, el caudal se reduce a 320 gpm.
- Se evidencia en que el aumento de ROP no siempre está acompañado de un aumento de peso. El peso promedio rondará 3 a 4 tn.
- El torque promedio en la zona rondará entre 5000 a 6000 lb-ft y será el parámetro junto con la presión para observar la necesidad de baches lubricantes y detergente. Son fundamentales antes de cada conexión.
- La presión cae luego de encontrar la pérdida. Pero se recupera al seguir perforando. Efecto plastering.

PMo - Parámetros promedio en Aislación CwD 7 7/8"

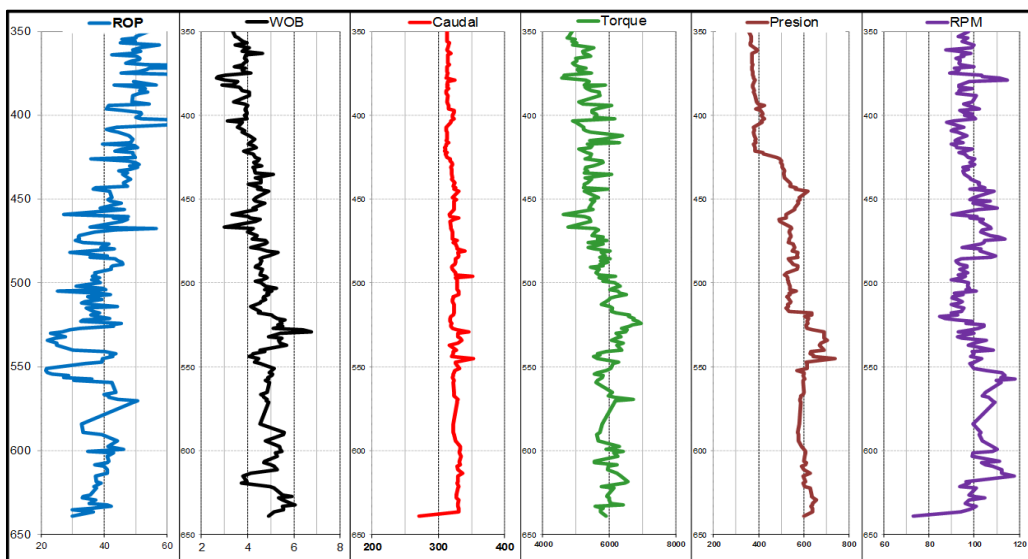


Figura 20. Gráficas de parámetros promedios Cwd **Aislación** PMo.

- Los caudales de perforación oscilan los 280-320 gpm obteniendo ROP aceptables. El menor huelgo requerirá menor caudal para obtener una óptima limpieza del pozo respecto a una perforación convencional.
- Se evidencia en que el aumento de ROP no siempre está acompañado de un aumento de peso. El peso promedio rondará 4 a 6 tn.
- El torque promedio en la zona rondará entre 5000 a 6000 lb-ft y será el parámetro junto con la presión para observar la necesidad de baches lubricantes y detergente. Son fundamentales antes de cada conexión.
- La presión cae al encontrar la pérdida. Pero se recupera al seguir perforando. Efecto plastering. Luego de los 450 mts la presión se recupera paulatinamente.
- **Cuidando estos parámetros no se evidenciaron roturas de roscas. Cuando se trabajó fuera de estos, en el límite, se tuvo experiencia de abocardado de cuplas TXP BTC en tramo 5 ½”.**
- **Respetar el torque por posición (triángulo) vs torque Óptimo es fundamental como así también los trabajos de manipuleo y engrase.**
- **En los casos en que hubo rotación de personal, se tuvo desfase en parámetros operacionales haciendo evidente la falta de capacitación. Se debió reforzar con todos los turnos asociados a la operación.**
- **El suministro de agua es fundamental como así también el traspaso continuo hacia las piletas de succión.**

Parámetros Recomendados según resultados:

En base a los resultados, se construye una tabla de rangos de operación los cuales deben ser cumplidos en los equipos de torre. Estos parámetros salen de las experiencias y la curva de aprendizaje. Adicionalmente a esto se debe completar la siguiente tabla de parámetros

	Puesto Molina - Guía	Puesto Molina – Aislación	CAM someros La Lechuza - Guía
WOB (tn)	3– 4	2 - 4	5 – 7
Torque (lb-ft)	4000 - 6000	5000-6000	4500 - 7500
Caudal (gpm)	330 - 400	300 - 350	350 - 420
RPM	60-90	90 - 100	60-90

Tabla 2: parámetros de aplicación

Los factores operativos como ser: Baches de lubricante y detergente a alto caudal antes de cada conexión, control de caudal, bacheo anular de lubricante, no uso de obturantes, control de COF, cuidado de WOB en trepano, torque de conexión y torque operativo; son fundamentales como así también la coordinación de las tareas y charlas de inicio de pozo.

Optimización de la Operación Casing Drilling

Una vez perforados una serie de pozos y haber afianzado la cuadrilla de perforación, con el objetivo de minimizar/optimizar tiempos planos, se planteó la alternativa de reperforar (drill out) el trépano de la sección guía con el zapato perforador de la siguiente sección.

Planificación

Si bien se buscaron antecedentes en las Compañías de trépano y papers, no se encontró antecedentes en esas medidas si en otras (ver referencias).

Se plantearon diferentes aspectos:

- Selección de los trépanos: perfiles, diámetros de cortadores, materiales | aleaciones
- Consultas:
 - con los especialistas dentro de la empresa y
 - recomendaciones de las Compañías proveedoras
- Operación de Drill Out: desarrollo un procedimiento operativo con los pasos y parámetros
- Capacitación: se realizaron reuniones en locación con el personal operativo

Durante la operación se contó con la asistencia de la compañía de trépano.

Para la selección de trepano se tuvieron en cuenta diversos factores como ser materiales, espesor a ser rotado, análisis de comportamiento de aletas antes el drill out, número de aletas y cortadores, material de boquillas, etc.

Criterio de selección de trépanos

Ejemplo trépano 12-12 1/4"

Solicitudes	SMITH	BAKER	WEATHERFORD
Seccion guía			
Diametro drill out	8-1/2"	8 - 3/4"	8-1/2"
Tiempo estimado de drill out	90 min	15 min	15 min
Boquillas	5	6	6
Aletas	5	4	4
Material del cuerpo	Aleacion de cobre	Aleacion	Aleacion de aluminio
Grado de acero	P110	N80	K55
Conexión	XP BTC - 40 LB/FT Y SUPERIOR	XP BTC - 36 LB/FT Y SUPERIOR	XP BTC - 36 LB/FT Y SUPERIOR
Tamaño de cortador	16 mm	16 mm	16 mm
Protocolo drill out	SI	SI	SI
Grafico			

Figura 20. Selección de trépanos Cwd.

Procedimiento - Doble Casing Drilling

OBJETIVO: rotar elementos de flotación, cemento (shoe track) y trépano re perforable, procurando mantener la integridad de la estructura de cortadores del trepano para continuar perforando con casing hasta la profundidad final.

El aspecto más relevante a tener en cuenta durante la operación es *PACIENCIA*. No menos importante es mantener parámetros bajos de RPM y WOB (por sobre todo este último).

El proceso sería el siguiente:

1. Bajar casing, un caño antes del collar circular a 200 gpm y tomar nota de la presión en el stand pipe
2. Continuar bajando casing hasta 5 m antes de la profundidad del collar, bajar circulando a modo de evitar taponamiento del as boquillas por presencia de posible presencia de cemento contaminado.
3. Una vez constatado cemento firme o collar flotador, levantar herramienta 30 cm, tomar peso (sin circulación), encastrar bombas hasta 200 gpm y tomar nuevamente lectura de peso, y ajustar Vernier de Martin Decker.

NOTA: De esta forma se podrá evaluar el efecto de levantamiento por efecto hidráulico

4. Rotar Collar Flotador con las prácticas aunque procurando parámetros menores a los usados en convencional.
5. Rotar cemento del shoe track hasta 30 cm del zapato (trepano).
6. Marcar casing.
7. Rotar zapato con parámetros controlados: RPM = 60 – 80, WOB = 1 -2 ton, Caudal = 300 – 200 gpm

NOTA: observar el comportamiento del torque. El mismo debe mantenerse estable.

8. Una vez rotado el zapato circular a 400 gpm, bombear bache viscoso dos fondos arriba o hasta no observar metal por zaranda

NOTA: si fuera necesario LEVANTAR HERRAMIENTA DEBE SER SIN ROTACION.

9. Perforar formación nueva con RPM = 80 – 100, WOB = 1-2 ton.
10. Circular un fondo arriba y/o hasta no observar elementos metálicos

NOTA: evitar aplicar mayor WOB, de esta forma minimizar el riesgo de dañar la estructura de corte con posible trozo de metal y/o cortadores desprendidos.

11. Continuar perforando.(4)

Resultados de la prueba

- Se perforó el pozo PMo-N°1 desde el inicio hasta la profundidad final con Casing Drilling.
- Se optimizó la fase plana con una reducción de 10 hr, lo que representa un 4% del costo del pozo, aproximadamente 20 KUSD.
- Se realizó el drill out de zapato de 12” con casing y trépano de 7-7/8” en 22 min.
- El trépano de 7-7/8” perforó hasta la profundidad final con ROP’s promedio de hasta de 28 m/hr, por lo que se puede concluir que su estructura de corte no se dañó en el drill out
- Aplicación regional, logrando incrementar los beneficios de la experiencia conforme aumente la profundidad de la sección a rotar.
- Comprobar si el zapato reperfectorable puede ser rotado por distintas herramientas de Casing Drilling.
- Viabilidad de repetir la experiencia en los pozos propuestos para el año 2017.

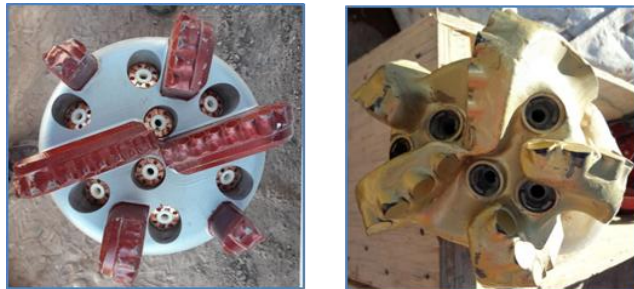
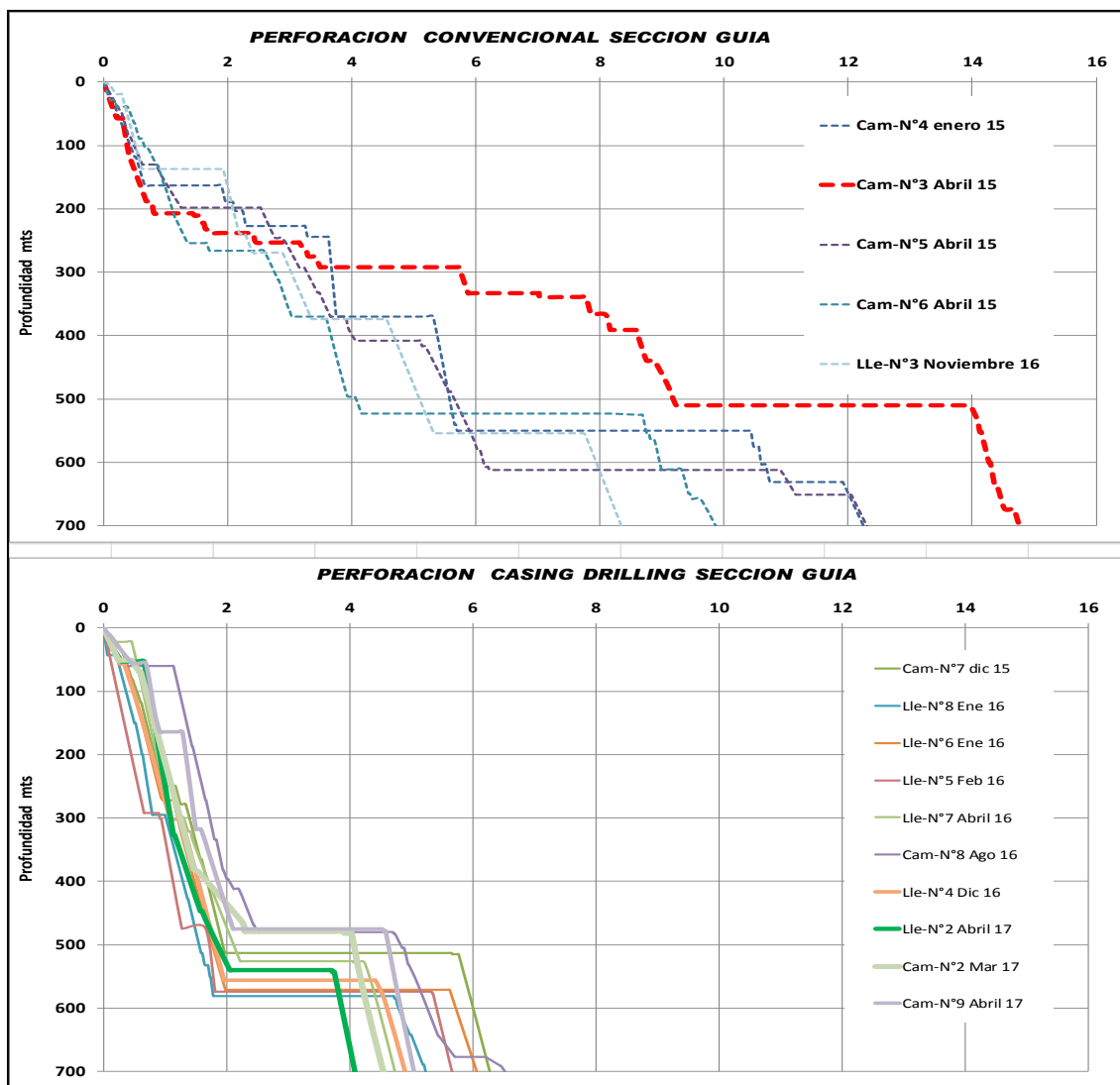


Figura 21: Trépanos 12" y 7 7/8" utilizados en PMo-Nº1

CONCLUSIONES:

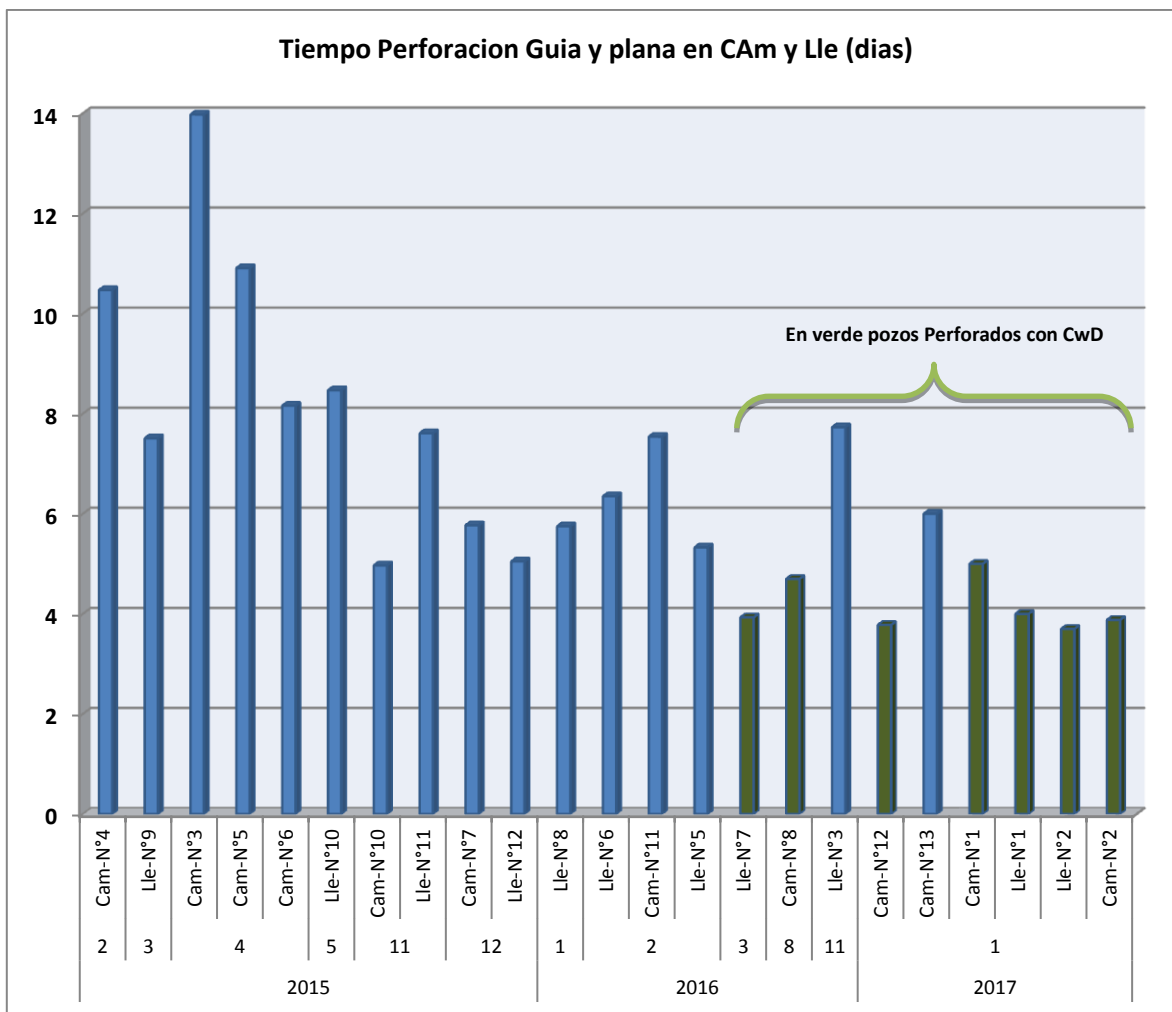
Yacimiento Cañadón Amarillo – Las Lechuzas

Curvas de Avance Sección Guía - Comparativa Perforación Convencional vs Casing Drilling

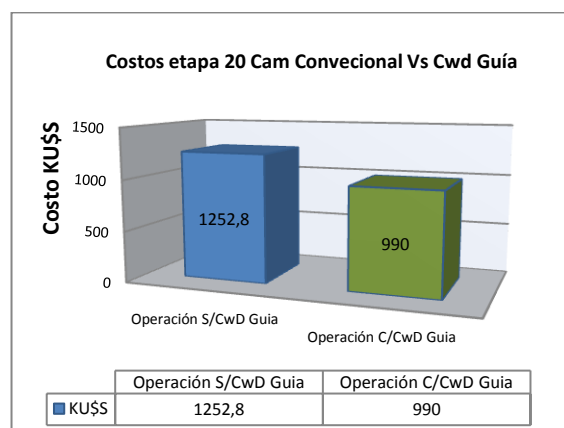
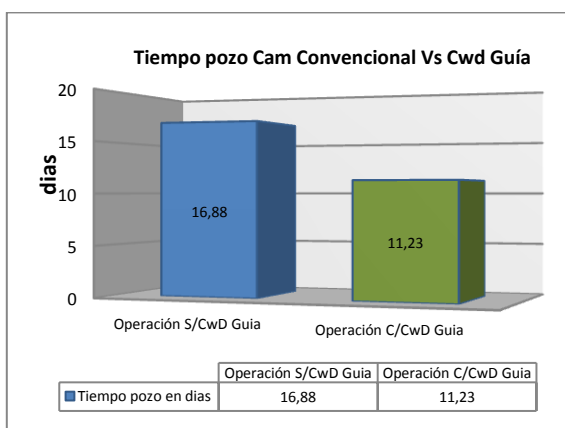


Gráfica 1: comparativas de curvas de avance guía. Convencional vs Cwd

De las curvas de avance en CAM – Lle, se observa que los tiempos en la perforación del tramo guía han mejorado y disminuido en un promedio de 4 días. Los costos asociados a dichas operaciones se muestran en las siguientes páginas.



Gráfica 2: Tiempos de sección Guía c/plana. | Cam-Lle

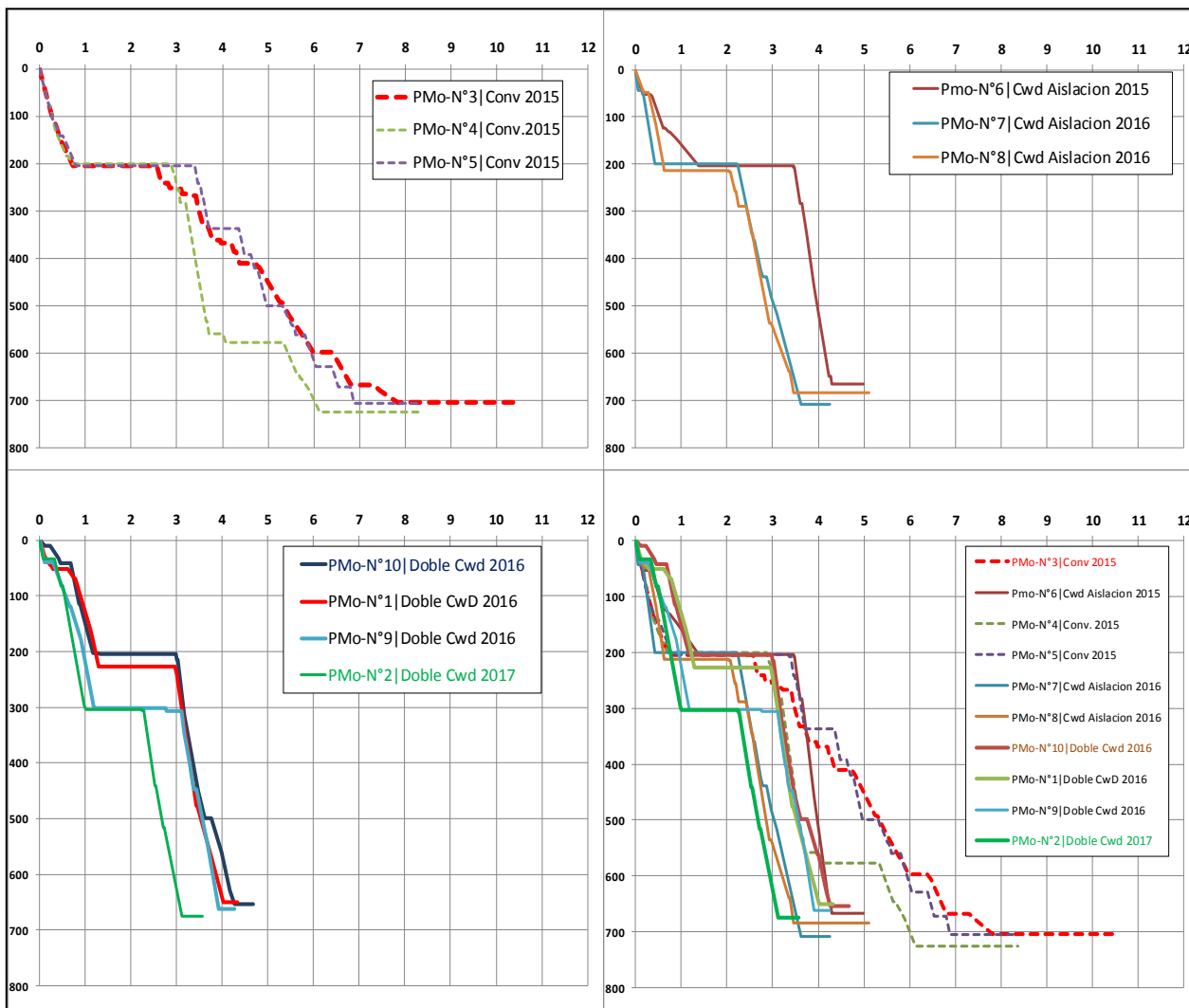


Gráfica 3: Tiempos y costos Cam – Evolución con CwD

Yacimiento Puesto Molina

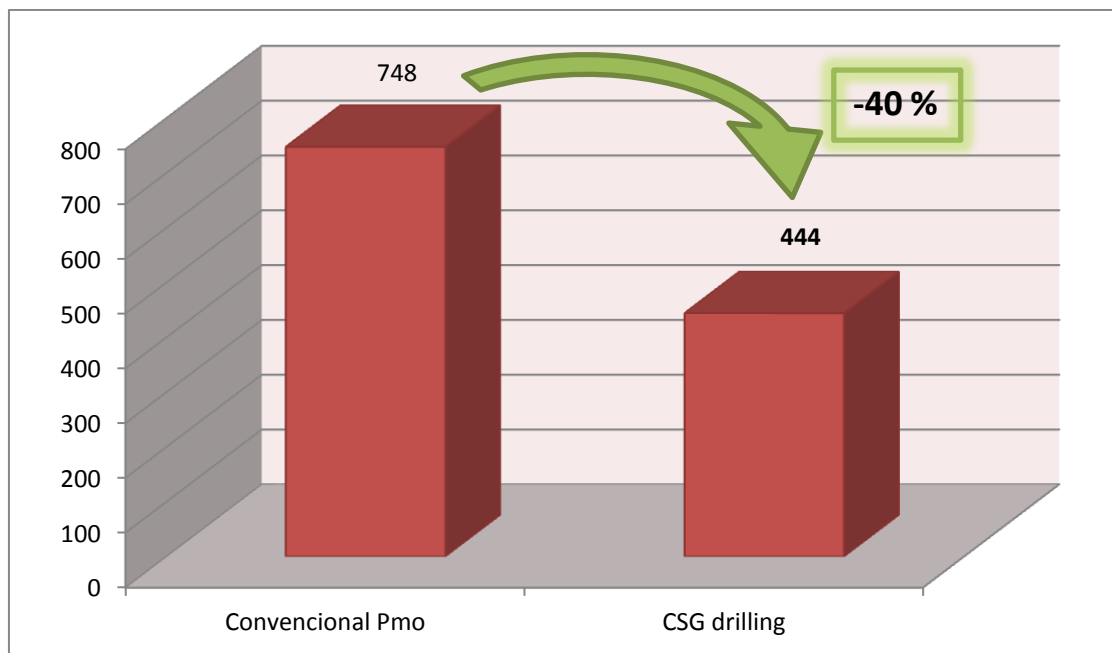
Curvas de Avance

Comparativa Perforación Convencional vs Casing Drilling



Gráfica 4: Tiempos PMo – Evolución con CwD

En el caso de PMo, las gráficas hablan por sí solas. De tener tiempos de perforación de 8 a 9 días, actualmente se tienen tiempos de 3,5 a 4,5 días. Siendo el pozo de mejor performance de perforación el PMo-N°2 doble casing drilling (incluye drill out de zapato perforador de 12" con 7 7/8").



Gráfica 5: Costos PMo – Evolución con CwD

Agradecimientos.

Los autores agradecen a YPF S.A. por la autorización a publicar información parcial del trabajo realizado, así como las lecciones aprendidas y aplicadas con éxito al proyecto.

Bibliografía

- (1) *Casing Drilling Application Design Considerations* - Tommy M. Warren, SPE, Tesco Drilling Technology, Per Angman, SPE, Tesco Corp., Bruce Houtchens, SPE, Tesco Drilling Technology- IADC/SPE 59179, 2000.
- (2) OTC 16565 - *Cement in Place Drilling with Casing System Provides Safe, Reliable Method for Improving Drilling Efficiency*
Cement in Place Drilling with Casing System Provides Safe, Reliable Method for Improving Drilling Efficiency, OTC 16565, May 2004
- (3) *Casing while drilling "smear effect" improve wellbore stability* K. Fontenot & R.D. Strickel, ConocoPhillips P.Molina Baroid, World Oil March 2006.
- (4) *PDC Casing Drilling Improves HS&E, Cuts Drilling Costs, West Africa* - Klaas Hartsema - Shell Gabon, Enis Aliko, Jaime Campos, Lester Clark, Franck Delgado, Peter Folling and John Wingate - Hughes Christensen. SPE/IADC 105595, 2007, SPE/IADC Drilling Conference:
Casing Drilling Step Improvement: PDC Successfully Drills Out Bit and Finished Hole Section At Lowest Cost
I.Jhnston, A.Chomley, G.Cernev Hughes Christensen, SPE/IADC 105395, 2007 SPE Conference

Resumen de carrera de los Autores.

Cristian Damián Bahl: Ingeniero químico egresado de la Universidad Nacional del Centro del Centro de la Pcia. De Buenos Aires (UNICÉN). Durante la ejecución del proyecto se desempeñó como ingeniero de perforación regional en YPF S.A. Actualmente ocupa la posición de ingeniero de Perforación de Exploración dentro de la misma organización y cursa un Posgrado de Especialización en Producción de Petróleo y Gas en ITBA.

Gabriel Berkovic: Ingeniero de Diseño en Buenos Aires para Comodoro Rivadavia – YPF SA. Ingeniero de Perforación en RDLS – YPF SA. Consultor de herramientas de Perforación en Landmark (HALL). Pasante en Pluspetrol para Tesis de Grado. Ingeniero en Petróleo Universidad del Comahue. . Actualmente es Ingeniero de Perforación Yacimiento El Portón – YPF SA y cursando Master de especialización en Petróleo y Gas en ITBA

Hernan Oberlander: Ingeniero Electromecánico (UNSE), Posgrado en Ingenieria de Reservorios (UBA), Gestión Ambiental (ITBA), con experiencia en las 5 cuencas productivas de Argentina más de 25 años en la industria; Bidas-Pan American Energy (1991 – 2007) en Neuquén, Turkmenistan, Tierra del Fuego, Salta, Golfo de San Jorge. Saudi Aramco (2008 – 2012). YPF & YSUR, (2012 a la fecha) Tierra del Fuego, Rio Negro, Mendoza. Ex profesor de Trabajo practico en Perforación II Ing. de Petróleo ITBA (Titular de Catedra Luis Rabanaque). Idiomas Ruso e Inglés.