

# Explotación de yacimientos profundos en Cerro Dragón

Por *Facundo Cortada, Sofía Steir, Federico Galliano*  
y *Lucas Echavarría* (Pan American Energy Group)

Una descripción detallada de la producción en perforaciones a más de 3600 m.



El yacimiento Cerro Dragón está ubicado en la Cuenca del Golfo San Jorge, abarca sectores de las provincias de Chubut y Santa Cruz, a 80 km al oeste de la costa atlántica y de Comodoro Rivadavia, la ciudad más próxima, y a 1.850 km de la ciudad de Buenos Aires (Figura 1).

Las operaciones de Pan American Energy Group en este yacimiento se iniciaron en 1958. Los principales datos del área son los siguientes:

Área de 3842 km<sup>2</sup>

+4.300 pozos productores activos (con 2800 BM y 1250 ESP operando)

70% de los pozos asistidos por recuperación secundaria

98.000 barriles de petróleo por día durante 2018, ↑ 42% respecto al año 2001

8 Mm<sup>3</sup>/d de Gas producido durante 2018, ↑ 166% respecto al año 2001

255 nuevos pozos perforados en 2018

12 BU\$S invertidos en el período 2000-2018



Figura 1.

El bloque Jorge-Choique se encuentra ubicado en la zona sur-este del Área Cerro Dragón. Hasta 1991 se habían perforado 19 pozos, hacia el final de 2014 se llegó solo a 11 pozos con extracción efectiva.

Durante 2015 se identificaron y llevaron a cabo dos reparaciones exitosas, a partir de las cuales se reactivó el desarrollo del bloque con el desafío de prospectar reservorios más profundos, que superaron los 3600 mbbp. Los pozos nuevos permitieron un incremento en la producción de petróleo del bloque de 30 m<sup>3</sup>/d a picos de 500 m<sup>3</sup>/d, además impulsaron la implementación de la recuperación secundaria.

## Situación inicial

Inicialmente se contaba con un bloque compuesto por 19 pozos con caudales de arranque promedio de 36 m<sup>3</sup>/d y acumuladas al primer año de producción de 6 Mm<sup>3</sup> de oil.

En una primera etapa de revisión se identificaron oportunidades de reparaciones en los pozos PJ-4 y PCH-801, que contaban con numerosos reservorios no punzados y otros con bajos caudales. Las reparaciones se realizaron en 2015 y 2016 mediante la estimulación de los reservorios con fracturas hidráulicas.



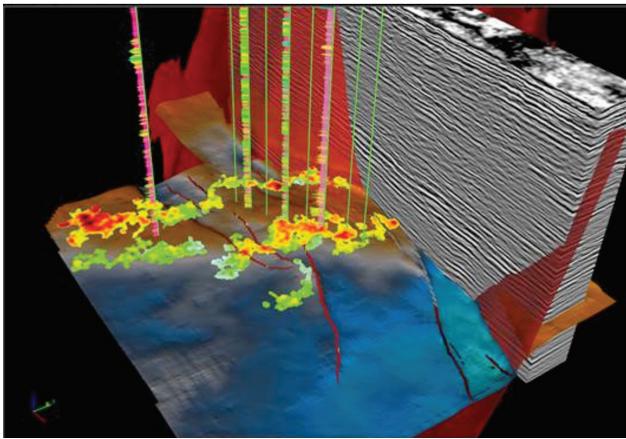


Figura 2.

En base a los buenos resultados obtenidos, se definió reestudiar el bloque con el objetivo de reanudar su desarrollo para incrementar la producción y las reservas. Se planteó un trabajo sustentado en las geociencias, con el fin de entender y estudiar la estructura del subsuelo y construir un modelo geológico confiable y sólido.

Las metodologías utilizadas fueron la interpretación de sísmica 3D, la construcción de modelos de velocidad, la extracción de atributos que permitieron identificar diferentes aspectos geológicos (identificación y orientación de cuerpos sedimentarios, que contienen reservorios mineralizados), la correlación capa a capa, y el estudio petrofísico. Los ingenieros de reservorios contribuyeron con los pronósticos de producción, análisis económicos, análisis de factibilidad técnica: disponibilidad de *facilities*, factibilidad de futura recuperación secundaria, etc.

Tanto para las completaciones de pozo como para la retroalimentación del modelo, se implementaron programas de perfilaje completos incluyendo el uso de resonancia magnética en todos los pozos, extracción de testigos rotados que permitieron ajustar el modelo petrofísico, toma de muestras de fluidos que permitieron

tener conocimiento de la distribución de producción por formación.

Para las completaciones y las reparaciones, entre otras metodologías, se utilizó el punzado con StimGun (punzado con propelente para disminuir gradiente de fractura), herramientas adecuadas a las altas temperaturas existentes en zonas profundas y la realización de numerosas fracturas hidráulicas (Figura 2).

## Desarrollo

El yacimiento Jorge-Choique actualmente produce 488 m<sup>3</sup>/d de petróleo, 565 m<sup>3</sup>/d de agua y 17 km<sup>3</sup>/d de gas con 39 pozos productores (34 BM, 4 BES y 1 SN) (Figura 3).

El desarrollo inicial (previo a 2015) contempló la perforación de pozos con 3048 m de TD promedio. En todos los casos, el sistema de extracción inicial fue bombeo mecánico, con profundidades promedio de instalación de bomba en 2700 m y en su mayoría de diámetro 1,75" (Figura 4).

A partir de 2015, las profundidades de los pozos se incrementan, en varios de ellos superó los 3600 m de TD. Sin embargo, la principal diferencia respecto del desarrollo inicial es que ahora se bajan bombas electrosumergibles en la mayoría de las completaciones.

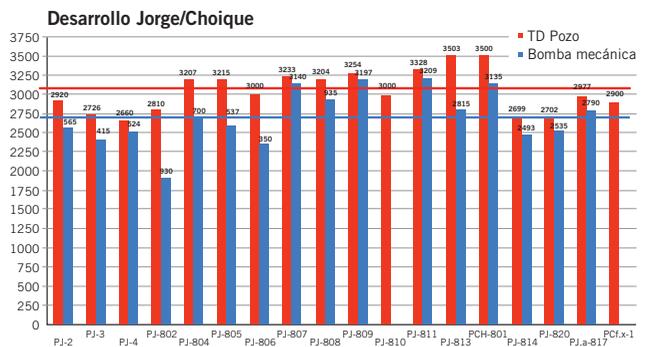


Figura 4.

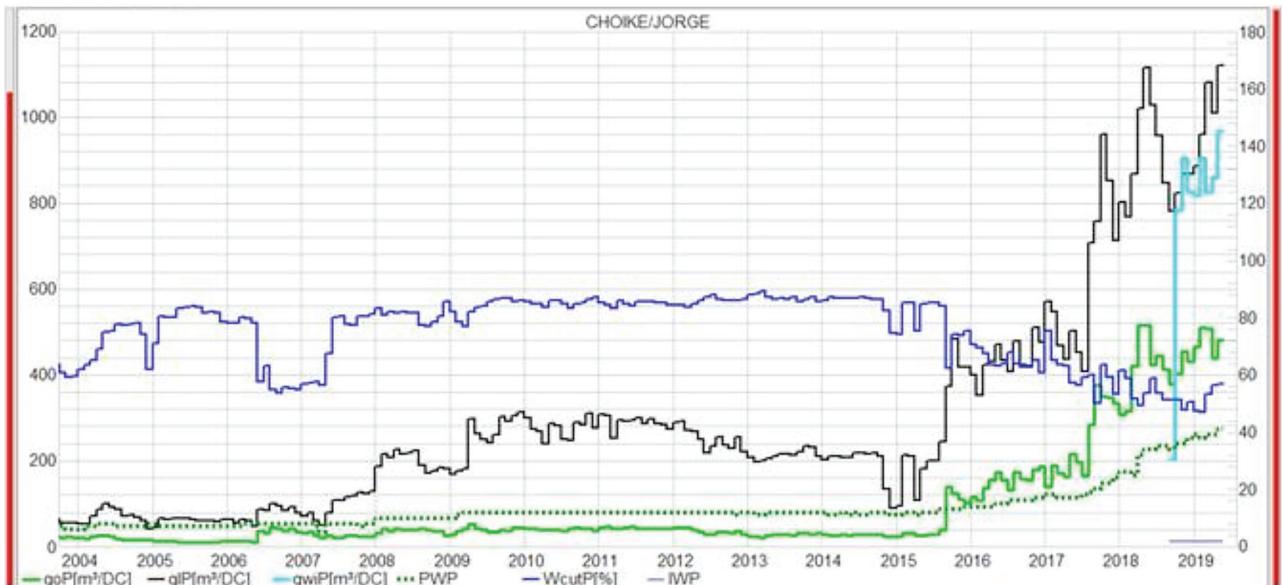


Figura 3.

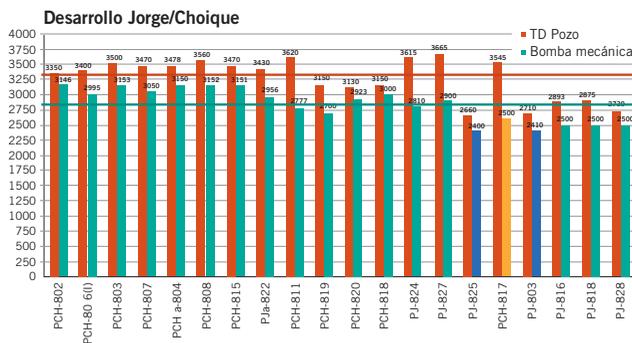


Figura 5. TD y profundidad bomba.

En esta etapa, las TD promedio aumentan a 3271 m (+220 m respecto a los pozos anteriores) y las profundidades de instalación promedio en las completaciones suben a 2.851 m (+140 m) (Figuras 5 y 6).

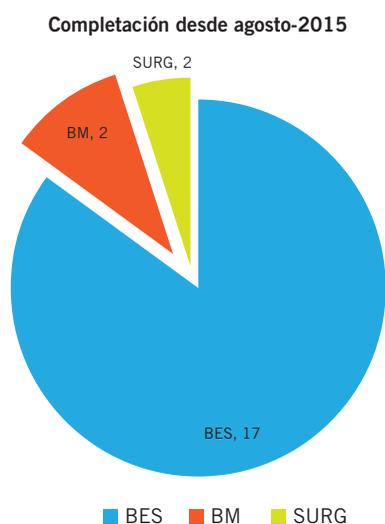


Figura 6. ALS bajados en completaciones desde agosto de 2015.

## Estrategia de aceleración

El arranque inicial con BES permite alcanzar en forma rápida el potencial máximo del pozo, a la vez que recupera el fluido vertido en las completaciones.

En las figuras 7 y 8 se plantea la comparación entre la

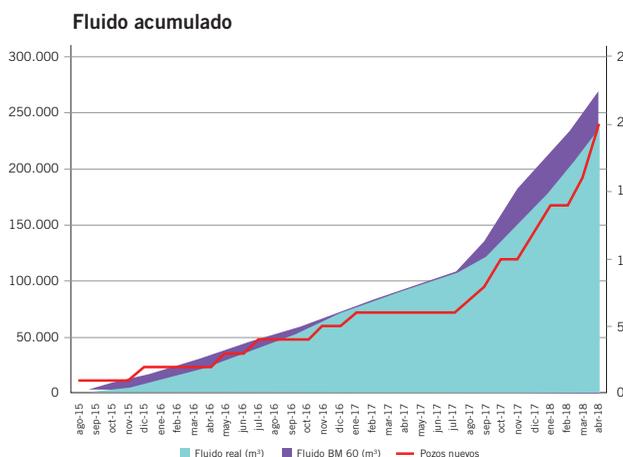


Figura 7. Comparativa Fluido Acumulado.

estrategia actual y un hipotético desarrollo con bombeo mecánico, cuyo caudal operativo se estima en 60 m<sup>3</sup>/d de acuerdo con las profundidades observadas.

## Soluciones adoptadas en los sistemas de extracción

Se realizaron varias reuniones con los proveedores de los sistemas de levantamiento artificial las que podemos resumir de la siguiente manera:

- Se analizan los esquemas de pozo, instalaciones BES bajadas y fallas en P1 y P2.
- Pese a los problemas de bloqueo por gas y las capas gasíferas del fondo, se observa que la causa principal de ambas fallas corresponde a sólidos: incrustaciones y arena (según lo observado en fotos). Se entregó al sector tratamientos químicos una muestra de los sólidos obtenidos en boca de pozo durante la sacada de la BES de limpieza (falló luego de 15 h por corte de eje en booster TD2200).
- De acuerdo con los caudales observados, la declinación de los pozos y el caudal máximo deseado (200 m<sup>3</sup>/d) se define utilizar para los próximos diseños bombas TD1000 MDLR. Además, se recomienda en todos los casos el arranque en rampa, a partir de la frecuencia mínima de diseño.
- Mejores opciones para manejo de sólidos, de acuerdo con materiales disponibles:
  - 1) Motor TR4 + Bomba Grinder + TD1000 MDLR (el uso de TR4 NO permite la utilización de desarenadores).
  - 2) Motor E37 encamisado con desarenador cavins o filtro Meshrite (resta investigar posibilidad de pesca y maniobra de tapón texproil) + bomba Grinder + TD1000 MDLR.
- Para las próximas instalaciones se utilizará cable #4 con capilar de 3/8" para inyección de químicos. Actualmente se espera una entrega del proveedor (Schlumberger), pero se dispone de bobinas Prysmian en Base CR.
- Se comenta la necesidad de aliviar estas instalaciones con la utilización de tbg 2 3/8" (1000 m aprox.). En los pozos PCH-1 y PCH-2 (ambas BES con tbg

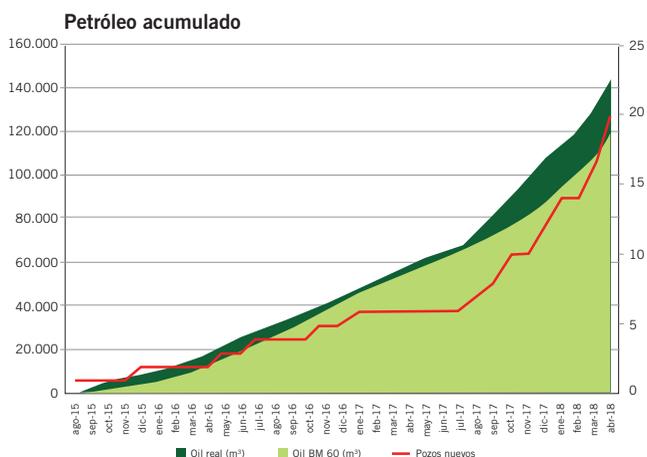


Figura 8. Comparativa Petróleo Acumulado.

2 7/8") se observaron tensiones de desempaqueado de 98.000 libras, muy cerca del límite mecánico de los *tubings* y de la capacidad de tiro de los equipos de *pulling*.

- Se plantea un alerta respecto al uso de motores TR4. Si bien en PJ-1 (primer equipo bajado) y PJ-2 la profundidad de instalación contempla el aporte de fluido de refrigeración desde abajo del equipo (fracturas más profundas), hay que tener en cuenta que, en caso de tener una sumergencia elevada (alta presión de fondo), puede ocurrir que las capas del fondo aporten muy poco fluido y que el motor trabaje con temperaturas elevadas, pese a producir el caudal de diseño (fluido aportado por las capas superiores).

## Diseños realizados

### POZO 1

En esta oportunidad el objetivo era realizar una maniobra de limpieza del pozo durante el período de 24 h. La determinación de la duración de la maniobra se definió con el objetivo de mejorar el volumen del FFR. Al momento de seleccionar el equipo ESP, se consideró la necesidad de que, una vez concluido el ensayo, fuera capaz de ser reutilizado en otras operaciones de ensayo con un mínimo mantenimiento. De esta manera, apostar a la reducción de los costos del proyecto.

Se baja Bes de limpieza booster TD-1750 AR Modular x 500et, sensor y motor TR-4 y válvula de retención y purga. Intake en 2700 m. Se observó corte de eje durante el ensayo aprox. 12 h de la PEM de la BES (Figuras 9 y 10).

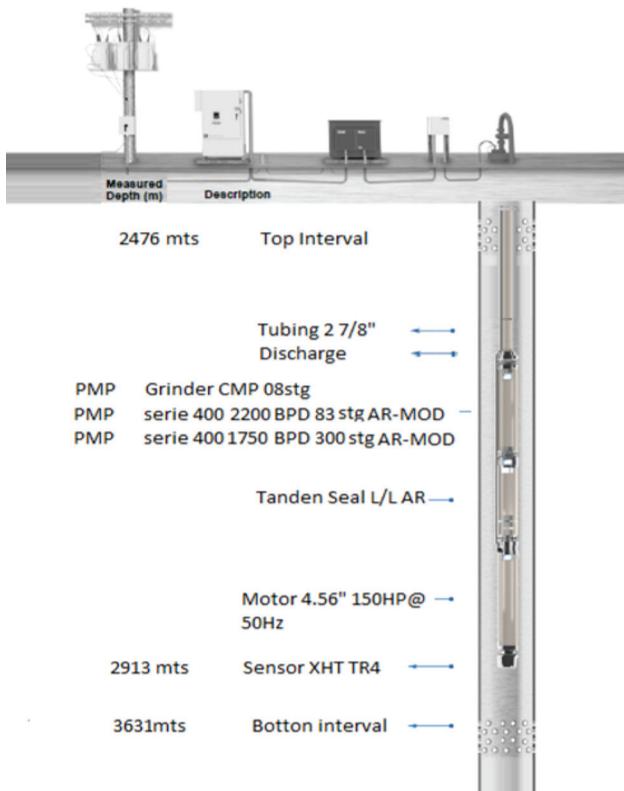


Figura 9.



Figura 10.

Una vez iniciada la puesta en marcha del equipo, el sistema tiene un paro por falla luego de 15 h de funcionamiento. La falla se manifiesta con un corte de eje en las etapas de la bomba *booster* TD 2200 debido a la presencia severa de incrustaciones (Figura 11). Previo al momento de la falla, el equipo se encontraba operando con una temperatura de motor de 140 °C y una Pwf de 900 psi. Los resultados del TearDown y DIFA se muestran a continuación.



Figura 11.

*Diseño de producción:* en función de los resultados vistos con la BES de limpieza se seleccionó el siguiente equipo (Tablas 1 y 2).

	Hz	m <sup>3</sup> f	Sum.	% carga	Kva
Frecuencia arranque	46	141	1000	81	108
Frecuencia operativa	50	134	200	96	136
Límite diseño max. (mayor IP) (**)	56	183	200	123	194
Límite diseño mín. (menor IP) (**)	46	55	200	65	93

Tabla 1.

*BOMBAS TD-1000 utilizadas:* cada un pie (30 cm) de longitud, va un AR MOD, que es el cojinete de empuje, que soporta la carga de impulsores y también funciona de estabilizador (Figura 14).

Cantidad de sólidos teórica que puede mover la modular.

Cantidad	Long (Mts)	Descripción	Eje / Tipo	Ø OD. Cuerpo/Cupl	Prof.
1	6,00	CAMISA TR3 CT y acople camisa/camisa DESANDER		4,50	3036,33
4	24,00	CAMISA TR3 CT y acople camisa/camisa		4,50	3030,33
1	6,00	CAMISA TR3 UT c/dados y acople C/COLLARIN		4,50	
1	0,25	Tapón ciego de 2 7/8"		2,87	3080,96
5	48,00	Tbg de 2 7/8" J55 EVE 8 RT 6.5 #		2,873,66	
1	0,91	Desarenador		2,87	3032,71
1	0,38	Reducción de 2 3/8" a 2 7/8"		2,372,87	
1	0,43	Packer perforado, empaquetadura para 4.015"		4,02	3031,42
1	0,61	Niple de 2 3/8" x 2"		2,373,00	
1	1,00	SENSOR XHT TR3 STL		3,75	3030,38
1	0,60	BASE MOTOR E37 BO FLTR TO SNR ASSY STL (a Sensor XHT)		3,75	
1	8,90	MTR,E37-10 45103733 CT HTI LP	1 HS	3,75	
1	7,50	MTR,E37-10 37.5186433 CT HTI LP	1 HS	3,75	
1	7,50	MTR,E37-10 37.5186433 UT HTI LP	1 HS	3,75	
1	1,66	SEAL_TR381 AR LAB/LAB TO TR3 MOTOR	7/8 Std	3,81	
1	1,61	SEAL_TR3 STD HL HT W/O LP	3/4 Std	3,38	
1	1,61	SEAL_TR3 STD HL HT W/O LP	3/4 Std	3,38	
1	0,33	INTAKE,HGR SLD TD/TR381 MLC .378 AR*	7/8 Std	3,754,50	3000,00
1	5,36	PMP_TD1750 AR-MDLR 100/22B #12* HSS	11/16 HSS	4,00	
1	5,36	PMP_TD1000 AR-MDLR 106/23B #12 BUT*	11/16 Std	4,00	
1	5,36	PMP_TD1000 AR-MDLR 106/23B #12 BUT*	11/16 Std	4,00	
1	5,36	PMP_TD1000 AR-MDLR 106/23B #12 BUT*	11/16 Std	4,00	
1	5,36	PMP_TD1000 AR-MDLR 106/23B #12 BUT*	11/16 Std	4,00	
<b>Total de Etapas: 524</b>					
1	0,18	DESCARGA BOMBA TR4 2-7/8"		4,00	2972,69
1	0,20	Bhd de 2 7/8"		2,87	
1	1,20	Niple tbg de 2 7/8" x 4'		2,873,66	
100	9,30	Tbg de 2 3/8" J-55 EVE 8 RT 4.7 #			
1	0,30	Reducción de 2 3/8" a 2 7/8"			
1	0,30	Bhd de 2 7/8"			
133		Tbg de 2 7/8" J55 EVE 8 RT 6.5 #		2,873,66	2971,29
80	9,50	Tbg de 2 7/8" P110 (actuales en el pozo)			

Tabla 2.



Figura 14.

SENSOR OSIRIS utilizado: Osiris XHT 200° C

Especificaciones técnicas

Variables	Sensor type	Span	Resolution	Accuracy	Data refresh
Intake pressure	Strain gage	5000 psi	1,2 psi	1% FS (50 psi)	17s
Discharge pressure	Strain gage	5000 psi	1,2 psi	1% FS (50 psi)	176s
Intake temp.	RTD	260 °C	0,07 °C	1% FS (2,6 psi)	88s
Motor temp.	RTD	260 °C	0,07 °C	1% FS (2,6 psi)	88s

Tabla 3.

Osiris XHT 200° C

Características del sensor

- Medición de 4 variables: Presión de intake. Temperatura de intake. Temperatura de motor y presión de descarga.
- El sensor está calibrado en fábrica y no necesita coeficiente en el readout.
- Datos de presión de intake cada 17 segundos.
- Resolución de conversión analógica digital entre readout y sensor mejorando la precisión de las variables medidas.
- La electrónica es capaz de trabajar a 225° C permanentemente, la misma se ha probado a 250° C por 400hs sin fallar.
- Los transductores de presión pueden hasta 5000 psi - 200° C
- Cabeza bridada, lo que permite reducir stock y poder cambiar de una serie de equipo a otra rápidamente.

Tabla 4.

## POZO 2

Para esta intalación de limpieza se optó por bombas TD-1750 AR-Modular x 498 etapas, con sensor, motor TR-4 150 HP. Se utiliza válvula de retención y purga para evitar atascamiento del equipo en caso de parar, se puede realizar un re arranque seguro y rápido (Tablas 5 y 6).

Cantidad	Long (Mts)	Descripción	Eje / Tipo	Ø OD. Cuerpo/Cupl	Prof.
1	1,00	SENSOR XHT TR3 STL		3,75	2183,69
1	0,10	SENSOR TR4 HEAD ADAPTER HT		4,00	
1	9,27	MOTOR TR4 THD HTI UT 150 HP PW 1575V 61A	1 1/8 Std	4,56	
1	1,66	SEAL_TR4 STD HL	7/8 Std	4,004,56	
1	1,66	SEAL_TR4 STD HL	7/8 Std	4,004,56	
1	0,33	INTAKE,PUMP BO TD AR STL NIT50	7/8 Std	4,00	2170,00
1	4,51	PMP_TD1750 AR-MDLR 83/18B #10* HSS	11/16 HSS	4,00	
1	0,00	COUPLING_PUMP TD CMP 11/16 S/A INC	11/16 HSS	0,00	
1	4,51	PMP_TD1750 AR-MDLR 83/18B #10* HSS	11/16 HSS	4,00	
1	4,51	PMP_TD1750 AR-MDLR 83/18B #10*	11/16 HSS	4,00	
1	4,51	PMP_TD1750 AR-MDLR 83/18B #10*	11/16 HSS	4,00	
1	4,51	PMP_TD1750 AR-MDLR 83/18B #10*	11/16 HSS	4,00	
1	4,51	PMP_TD1750 AR-MDLR 83/18B #10*	11/16 HSS	4,00	
<b>Total de Etapas: 498</b>					
1	0,18	DESCARGA BOMBA TR4 2-7/8"		4,00	2142,43
1	1,20	Niple tbg de 2 7/8" x 4'		2,873,66	
1	0,25	VALVECHECK 2 7/8-8RD 5000 PSI S/A STL		3,66	
1	9,50	Tbg de 2 7/8" J55 EVE 8 RT 6.5 #		2,873,66	
1	0,25	VALVEBLEEDER 2 7/8-8EUE MNL STL 5000PSI		3,66	
1	0,20	Bhd de 2 7/8"		2,87	
1	1,20	Niple tbg de 2 7/8" x 4'		2,873,66	
+7223		Tbg de 2 7/8" J55 EVE 8 RT 6.5 #		2,873,66	2141,03

Tabla 5.

	Hz	m³f	Sum.	% carga	Kva
Frecuencia arranque	44	192	700	80	89
Frecuencia operativa	44	192	700	80	89
Límite diseño máx. (Mayor IP) (**)	55	281	200	125	170
Límite diseño mín. (Menor IP) (**)	44	66	200	61	70

Tabla 6.

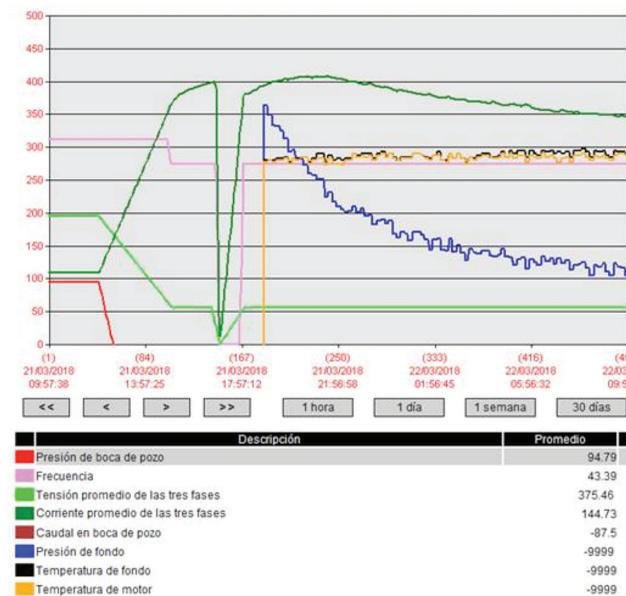


Figura 15.

Ensayo con BES de limpieza 30 h se observa presión de fondo bajando y se decide completar con BM. Bomba 2" y 34' en 2400 m con sarta 86 Gr-D pin mayor (Figura 15).

Luego de desmontar el WO y montar AIB, se encuentran problemas para producir el pozo y se interviene con pulling para levantar y circular por directa. Luego queda el pozo en producción.

En este caso no se completó el fondo y se bajo la siguiente instalación de producción (Tablas 7 a y b y Figura 20):

Cantidad	Descripción	Diámetro	Profundidad
1	BAR COLLAR 2 7/8"	2 7/8"	+/- 2430
1	TEG 2 7/8" J55	2 7/8"	
1	BARRIL TH 2 1/4 vacío	2 7/8"	+/- 2420
1	TEG 2 7/8" J55	5 1/2"	
1	ASIENTO BHD	2 7/8"	+/- 2400
1	TEG 2 7/8" J55	2 7/8"	
1	ANCLA CATCHER 5 1/2"	5 1/2"	+/- 2390
249	TBG. 2 7/8" J55	2 7/8"	

Tabla 7a. Diseño de *tubing*.

Cantidad	Descripción	Diámetro
1	Bomba	2"
1	Trozo	1"
7	Barra de peso	1 5/8"
112	Varillas	3/4" PIN 7/8"
110	Varillas	7/8" PIN 1"
85	Varillas	1"
Ajustar	Trozo	1"
1	Vástago	1 1/2"

Tabla 7b. Diseño de varillas

Se observa buen trabajo de bomba con algunos bloques esporádicos.

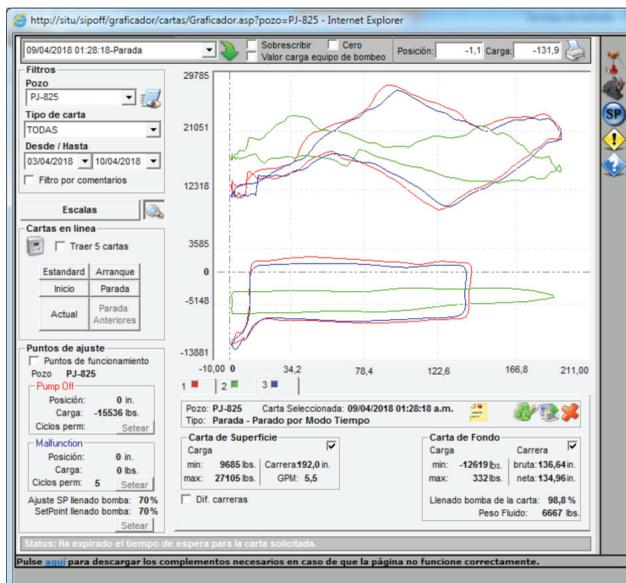


Figura 20.

### POZO 3

*Tercer Caso: opción de test prolongado para maximizar producción.*

En este caso, al igual que en la experiencia anterior, el objetivo original era un procedimiento de limpieza del pozo de 24 h. El volumen total inyectado durante las operaciones de fractura en este pozo fueron de 280.000 gal (1090 m<sup>3</sup>). Una vez en marcha el proceso, se evidenció una producción de crudo mayor a la estimada originalmente, debido a su bajo corte de agua (100% oil). Esta situación, sumada a la particularidad del uso de un sistema ESP para este procedimiento, permitió tomar la decisión de extender la marcha del sistema mas allá del período de prueba. Durante este lapso fue posible:

- La recuperación temprana del potencial del pozo.
- En base a los datos recabados en el ensayo, fue posible diseñar y adquirir el sistema de levantamiento artificial óptimo para la producción del pozo
- Disminuir los tiempos de *shutdown*.

En esta oportunidad el equipo estaba conformado por:

- Un motor de la serie 4.56" de 150HP.
- Una bomba de 416 etapas de 1750 BPD del modelo Modular.
- Un tándem de sellos L/L.

El volumen total inyectado de las operaciones de fractura en este pozo fueron de 280.000 gal (1090 m<sup>3</sup>) (Figuras 21 y 22).

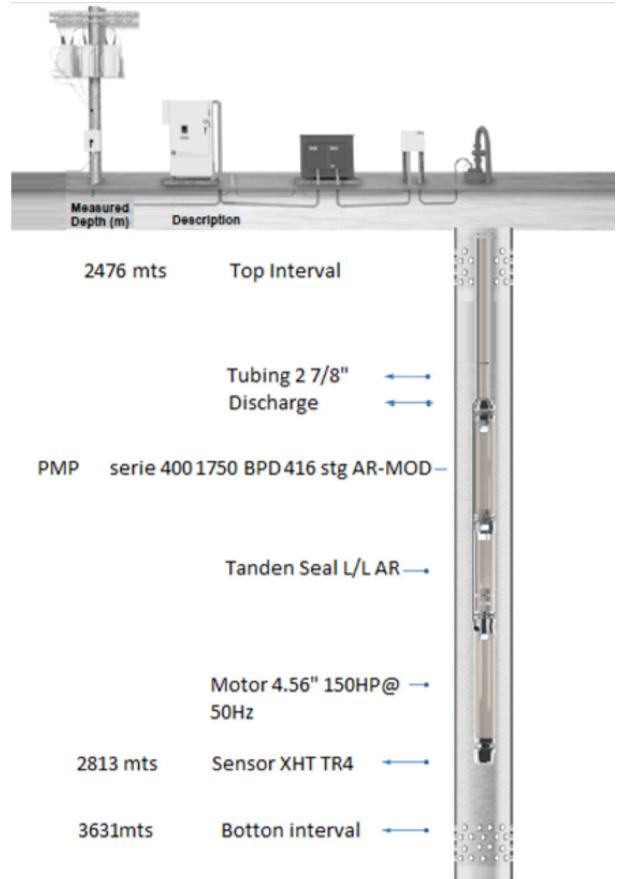


Figura 21.

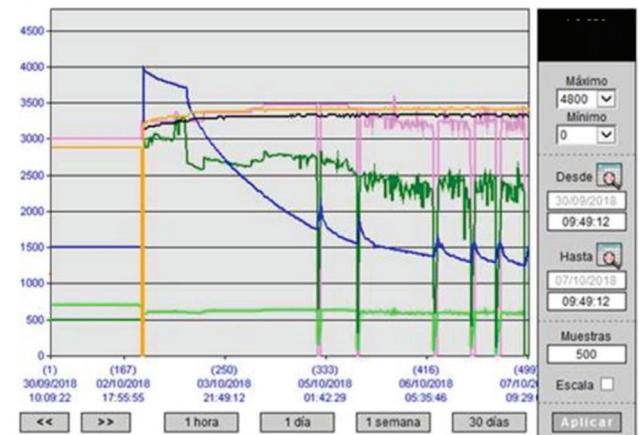


Figura 22.



# LOCKWOOD

Committed to preventing energy loss.

Well Control Services ■ Servicios No Convencionales

■ Servicios Convencionales ■ H<sub>2</sub>S Safety Services ■ Servicios para Producción

■ **Servicios de Capacitación**

## INNOVACIÓN Lockwood elearning

⊗ Las 'Cookies' deben estar habilitadas en su navegador



### Registrarse como usuario

Escriba su mail y su contraseña para ingresar a los Cursos en los cuales ha sido inscripto.

¿Ya tienes una cuenta?



Nombre de usuario / correo elec



Contraseña

Recordar nombre de usuario

Acceder

¿Olvidó su nombre de usuario o contraseña?

<http://www.lockwood.com.ar/>

Con el objetivo de ganar continuidad en la formación profesional de los equipos de trabajo, mejorar el rendimiento y su productividad, LOCKWOOD cuenta con una innovadora plataforma de E-learning.

Capacitamos a todo el personal de la industria, indistintamente desde donde esté.

- **CURSOS TÉCNICOS PARA PERFORACIÓN, TERMINACIÓN, WORKOVER Y RIGLESS**
- **CURSOS BAJO CERTIFICACION WELLSHARP DEL IADC**
- **CURSOS DE SEGURIDAD E HIGIENE**



Fortalezca su equipo a demanda. Los acompañamos armando *taylor made* cursos. Modalidad virtual y presencial (CAP-E y CAP-P). [info@lockwood.com.ar](mailto:info@lockwood.com.ar)

#### Dirección:

Av. Ing. Luis A. Huergo 2914  
PIN Oeste  
Q8302SJR - Neuquén  
Patagonia Argentina

#### Oficinas:

+54-0299-4413782 / 4413785 / 4413855

Fax +54-0299-4413832

Skype: lockwood.wellcontrol

[gabino@lockwood.com.ar](mailto:gabino@lockwood.com.ar)  
+54-0299-155-800459

[marcos@lockwood.com.ar](mailto:marcos@lockwood.com.ar)  
+54-0299-155-803885

Una vez puesto el pozo en funcionamiento, se registraron dos paros por baja carga. Estos fueron seguidos de rearranques automáticos que se produjeron luego de un breve intervalo gracias a la instalación de válvulas de retención. La incorporación de estas válvulas evita el efecto de *backspin* del equipo durante la descarga de la tubería a través de las bombas y permite su inmediata puesta en marcha.

Luego de estos episodios fue posible, la operación en modo Gas Hawk para responder a los baches de GAS. El modo Gas Hawk consiste en principio, en la selección del modo normal de trabajo. Se debe elegir un modo de trabajo para el VSD:

- Modo corriente
- Modo presión
- Frecuencia

El equipo trabaja en el modo seleccionado, en este caso, en modo corriente, en el cual el VSD variará la frecuencia para tratar de mantener la corriente en un valor estable.

En caso de que la bomba se bloquee con gas, el equipo desacelera hasta la frecuencia mínima durante un tiempo definido (típicamente 10 min) con el objetivo de lograr un incremento en la presión de intake, produciendo un llenado completo de las etapas de centrifugas de la bomba.

Una vez transcurrido el tiempo de trabajo a frecuencia mínima, el equipo pasa a un modo transición, en el cual la frecuencia de trabajo fluctuará entre un valor mínimo y un máximo para tratar de mantener el consumo estable. Una vez que se alcanza la estabilización, el VSD retorna al modo normal de trabajo.

Al momento de finalizar el proceso, el pozo se encontraba produciendo 220 m<sup>3</sup>/d con una Pf de 1250 PSI. Al equipo extraído, aun sin que se presentara una falla, se le realizó el TearDown para verificar el estado y realizar el mantenimiento necesario. Se pudo observar arena de fractura en algunas etapas (Figura 23).



Figura 23.

En base a los resultados obtenidos durante el ensayo y analizando la tendencia decreciente en su producción, se decidió continuar la explotación mediante un sistema ESP diseñado para el caudal medio de 150 m<sup>3</sup>/d en su punto óptimo de operación.

#### POZO 4

Ante los inconvenientes presentados por bloqueos, debido al gas y el estiramiento de las varillas se comienza a bajar bombas con dispositivo AG para subsanar este inconveniente (Tablas 8 y 9 y Figuras 24 y 25).

#### Diseño actual de caños

P-110 X

Cantidad		Diámetro	Estado	Metros
1	Cupla común	2 7/8	Nuevo	3073
1	Tubing J-55 6,5#	2 7/8	Verdes	
1	Asiento BHD	2 7/8	Nuevo	3063
3	Tubing J-55 6,5#	2 7/8	Verdes	
1	Ancla AT-4	5 1/2	Reparada / Nueva	3033
235	Tubing J-55	2 7/8	Verdes	
80	Tubing P110	2 7/8	Del pozo	
2	Tubing N80	2 7/8		

Tabla 8.

#### Diseño actual de varillas

Cantidad	Tipo	Diámetro	Longitud	Estado
1	Bomba	2"	36'	Nueva
1	Trozo	1"	2'	Nueva
25	Varillas	1" Gr D API	25'	Nuevas
1	Cross over	7/8" PC x 7/8" API		Nueva
118	Varillas	3/4" Pin 7/8" PC	25'	Nuevas
146	Varillas	7/8" PC	25'	Nuevas
2	Trozos	1"	4,6	Nuevas
1	Vástago	1.5'	36'	Nuevas

Tabla 9.

#### JAUJA INFERIOR DEL PISTÓN CON DISPOSITIVO ANTIBLOQUEO DE GAS MÓVIL C13-XXXAG1

El presente boletín tiene por finalidad indicar las características principales de la jaula inferior del pistón con dispositivo antibloqueo de gas móvil.

Este dispositivo tiende a evitar el bloqueo de la bomba por surgencia de gas, tanto en su posición cerrada (por compresibilidad del gas) como en posición abierta (por surgencia de un alto caudal de gas).

En el inicio de la cámara descendente, el pistoncito (Item 4) tiende a frenarse contra el bamlí y el vástago (Item 3), conectado a este, provoca la apertura de la válvula empujando la bola.

En la cámara ascendente, el pistoncito se frena contra el bamlí y el vástago (Item 3) provoca la obstrucción parcial del área de pasaje del asiento y el estrangulamiento de la vena fluida contra el asiento, favoreciendo la caída de la bola.

La jaula con dispositivo antibloqueo de gas móvil se fabrica para bombas desde 1 1/2" hasta 2 1/2" y sus códigos de venta para la calidad estándar son los siguientes:

- C13-150AG1
- C13-175AG1
- C13-200AG1
- C13-225AG1
- C13-250AG1
- C13-275AG1

Los materiales de sus componentes cubren la mayoría de las aplicaciones. Para casos particulares de corrosión o abrasión severa, consultar por otras calidades con el departamento de ventas de Bolland y Cia.

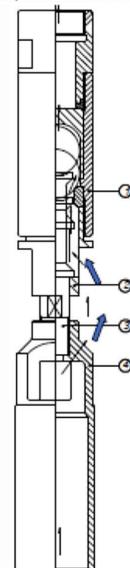


Figura 24.



Figura 25.

## POZO 5

Este pozo en particular tuvo una completación distinta a los demás. Durante la toma de presiones (SFT) se notan presiones de 6048 PSI en las capas más profundas, por lo tanto se decide completar esas capas en la primera etapa, producirlas y luego recompletar el pozo.

Para la completación de baja packer Arrowset utilizándolo para aislar la directa de inversa y producirlo por surgencia. Una vez fijada la instalación, se procede a punzar por dentro para luego dejar en producción (Figuras 26, 27, 28, 29 y 30).

Luego de la puesta en marcha (se ensaya a separador comprobando potencial del pozo) se realiza gradiente estático:

### Gradiente inicial (Figura 31).

Luego de estar en producción por tres meses se decide hacer un nuevo gradiente estático para realizar los cálculos de volumen de capa. Al tener como antecedente que el pozo comenzó con problemas de ahogue, se decide bajar BM sobre niple F 2.31.



Figura 26.

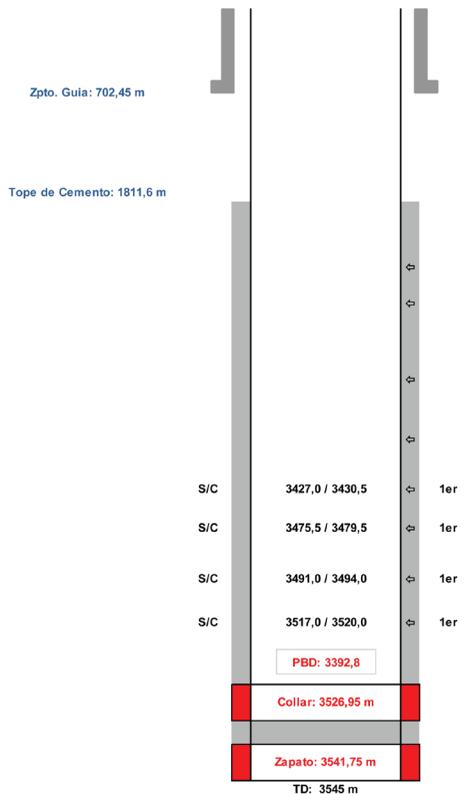


Figura 27. Esquema de pozo.

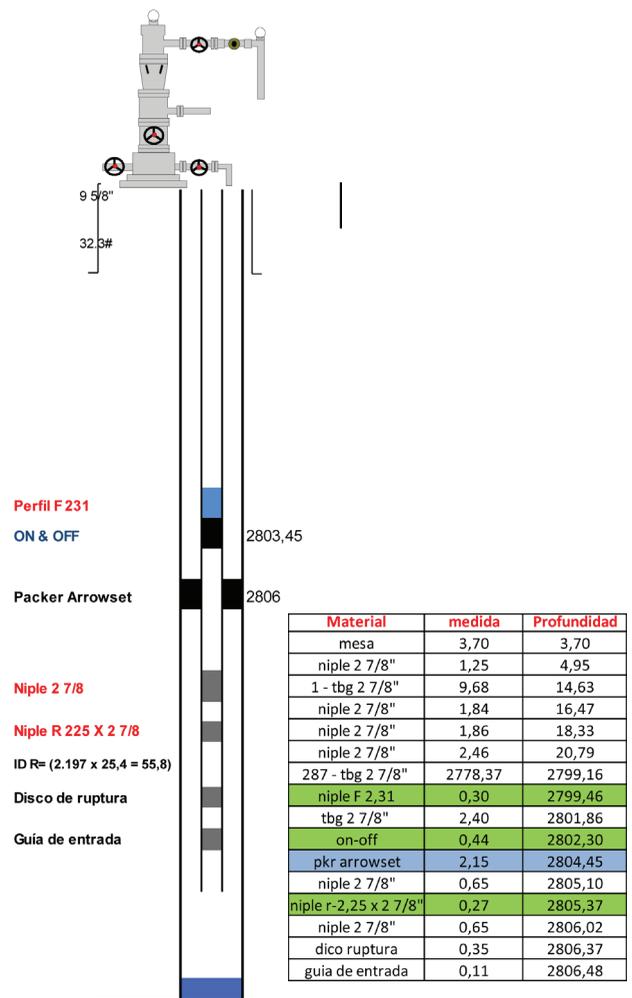


Figura 28. Esquema de diseño. Figura 29. Profundidades.

### Gradiente 2 (tres meses) (Figura 32).

En cuanto a la maniobra para bajar BM, se tiene en cuenta que el pozo a P=0 surge y no es conveniente inyectar gran cantidad de agua por directa, debido a la po-

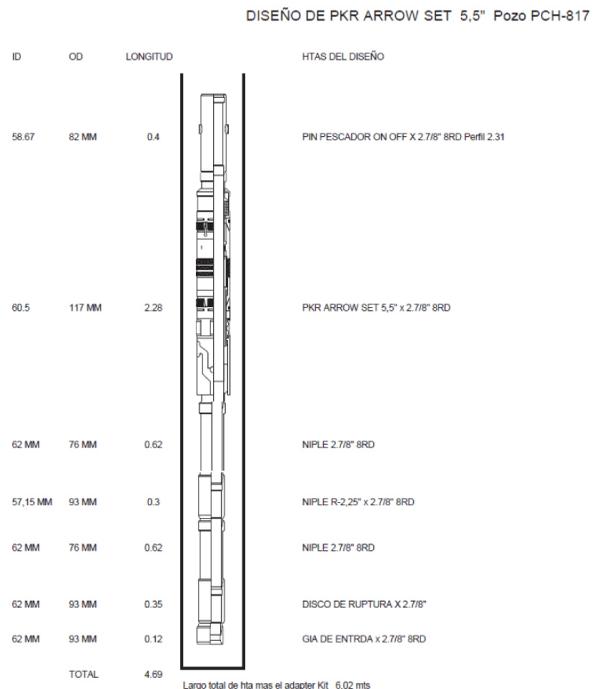


Figura 30.

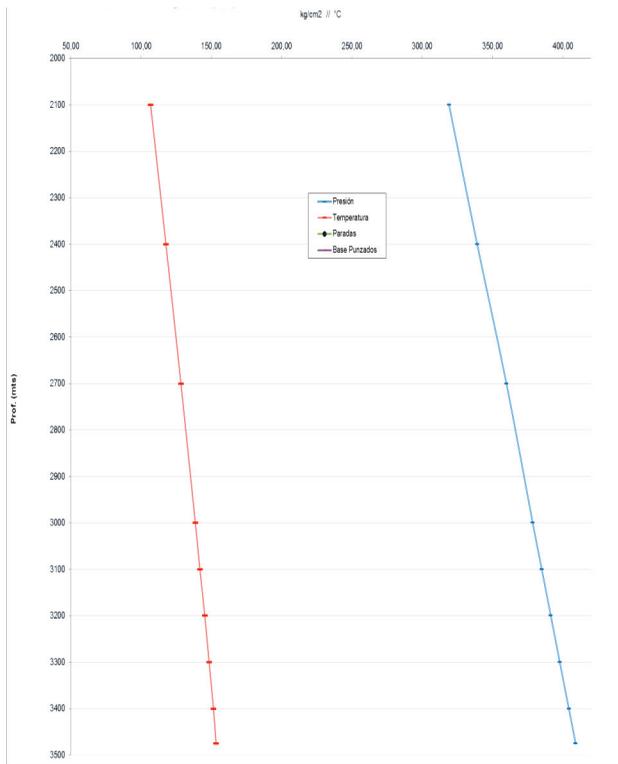


Figura 31.

sibilidad de dañar las capas. Por lo tanto, se acuerda maniobra con especialistas para inyectar la menor cantidad de fluido posible y a su vez utilizar *Depressant*.

#### Maniobra de *pulling*

Controla presiones (pozo desplaza por directa 3200 l por h, gas con asf y petróleo). Vacío pileta, controla desplazamiento por directa. Inyecta 6 m<sup>3</sup> de asf con depressant a bajo caudal, presión inicial 460 psi pres final 320 psi, observa pozo. Monta equipo, prepara para bajar bba + v/b, baja v/b + bba. Prueba bba, trabaja en 7 emb levanta 550 psi ok. Desmonta equipo + acondiciona locación.

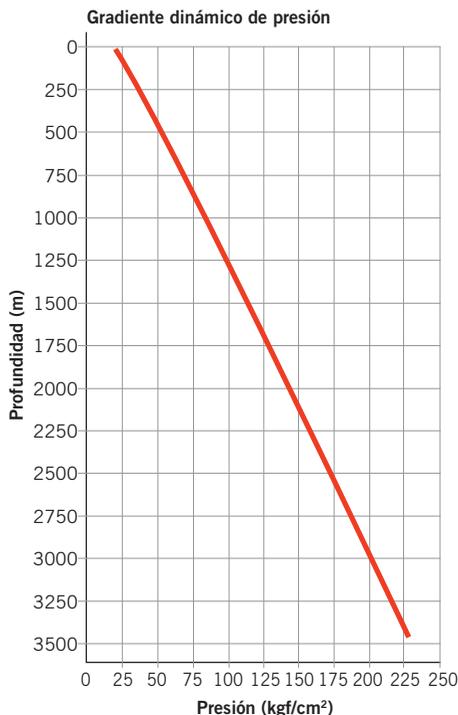
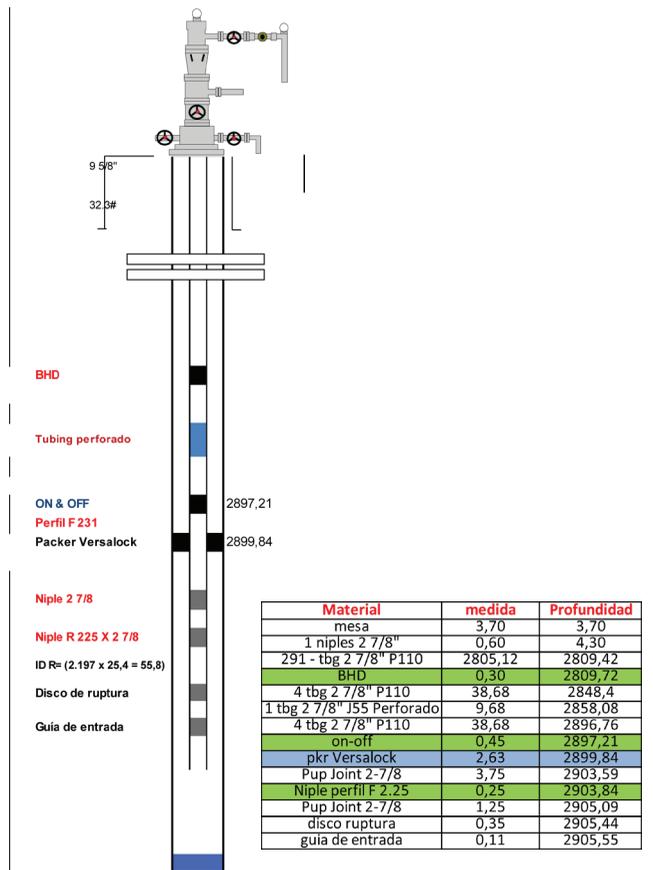


Figura 32.



Figuras 33 y 34. Esquema de instalación.

## POZO 6

Ante la necesidad de explotar las zonas profundas, que traen inconvenientes a los sistema de extracción conocidos y a las maniobras operativas con equipos de torres, se utilizan instalación surgentes flexibles con al posibilidad de bajar BM. Las mismas nos brindan la posibilidad de producir estas zonas de alta presión hasta que declinen su potencial y luego se pueda continuar con la producción total del pozo.

La operación se comienza con la realización de punzado de las zonas mencionadas y al bajar *packer* para aislarlas con equipo de SL. Luego se completa la instalación de *tubing* sin inconvenientes de presión incluso con equipo de *pulling* sin la necesidad de utilizar equipo de WO. Una vez que se baja la columna, se vuelve a utilizar el SL para abrir el disco de ruptura y dejar en producción el pozo.

La utilización del tbg perforado nos da comunicación entre directa y anular para poder maniobrar el pozo y luego generar la posibilidad de separación natural al bajar bomba mecánica.

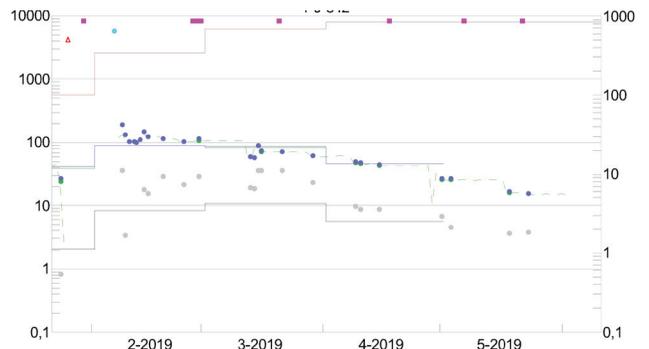


Figura 35. Producción.

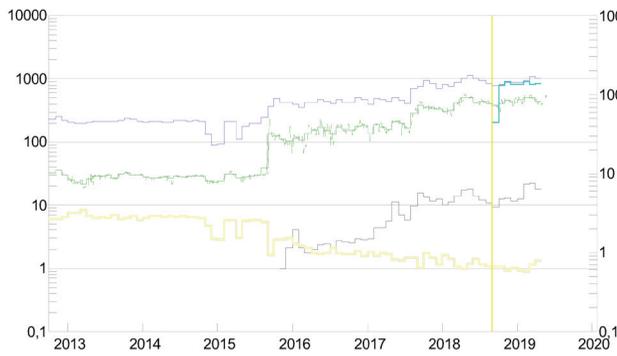


Figura 36. Historia de producción del proyecto.

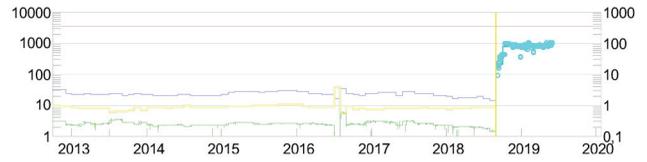


Figura 37. Historia de inyección del proyecto.

## Conclusiones

- Caudal promedio inicial 170 m<sup>3</sup>/d
- Caudal promedio a los tres meses 70 m<sup>3</sup>/d
- Caudal máximo extraído con BM (diseños especiales) 65 m<sup>3</sup>/d

Se observa que los pozos de Choique tardan entre dos y tres meses en alcanzar caudales que puedan producirse con BM.

- Teniendo en cuenta los altos caudales obtenidos luego de las PEM en la zona y el bajo corte de agua, se observa que los mejores resultados se obtienen al completar los pozos con BES y al realizar el cambio de sistema de extracción cuando el potencial del pozo alcanza del campo de aplicación de BM.

- Se probaron diferentes diseños BES en la mayoría de los pozos, se observó el mejor desempeño y flexibilidad en dos pozos que tuvieron una vida de diez meses de producción con electro con caudales iniciales mayores a los 150 m<sup>3</sup>/d y finales de 30 m<sup>3</sup>/d. Ambos pozos tienen en común diseños con Bombas TD-1000 ARM y Booster ARCOMP. Motores encamisados E-37 e instalados por debajo de los 3000 m.
- Las fallas BES se encuentran repartidas, prácticamente hay la misma cantidad de eléctricas que mecánicas. En los desarmes se encontró, por lo general, evidencias de incrustaciones y sólidos en el interior de las bombas, y también, en algunos de los casos, hubo evidencia de temperatura por coloración en partes de los motores.
- En bombeo mecánico, se tuvieron excelentes resultados con bombas insertables de 2" instaladas por debajo de los 2800 m. Se cuenta con pozos en los que se utilizan sargas PC y están produciendo en forma estable caudales entre 65 m<sup>3</sup>/d y 25 m<sup>3</sup>/d desde hace prácticamente un año.

CABLES DE ACERO  
ESLINGAS  
ACCESORIOS

**Crosby** Distribuidor oficial  
para Argentina y Brasil

American Petroleum Institute  
API Monogram. License 9A-0018.

(5411) 4469-8100  
[www.iphglobal.com](http://www.iphglobal.com)