

APLICACIÓN SISTEMA CASING PLUNGER EN CUENCA NEUQUINA

AUTOR:

Martín Kennedy, Petrobras Argentina S.A., martin.kennedy@petrobras.com

Nicolás Cuestas, Petrobras Argentina S.A., nicolas.cuestas@petrobras.com

SINOPSIS

El presente trabajo muestra los resultados de la aplicación del sistema extractivo Casing Plunger en el Yacimiento 25 de Mayo – Medanito SE y Jagüel de los Machos, en adelante Yac. Medanito, como alternativa para la extracción de pozos de baja producción de Bruta y relación gas/líquido medio-alto.

Este sistema extractivo consiste de un pistón viajando a través del casing, el cual utiliza la energía del pozo para su funcionamiento. La aplicación está dirigida a pozos con relación gas/líquido mayores a 200 m³/m³ y diámetros de casing no mayores a 5.1/2 pulgadas. Los equipos instalados en el Yacimiento Medanito, fueron los primeros en Sud América para este diámetro, existiendo muy poca experiencia en el resto del mundo.

Los objetivos planteados para la validación en la aplicación de este sistema en el Yacimiento Medanito, fueron los siguientes;

- Disminuir con sistema Casing Plunger los costos de operación en pozos de baja bruta respecto al que poseían con Bombeo Mecánico.
- Mantener la extracción de fluidos en pozos con relación gas/líquido > 200 m³/m³.
- Disminuir costos de inversión de equipamiento en pozos nuevos, a través de la recuperación de Aparatos Individuales de Bombeo por reemplazo de Sistema Extractivo, así como materiales de fondo (tubing, varilla de bombeo, bomba de profundidad y otros) en pozos viejos.

Para el cumplimiento de estos objetivos, se definió probar 5 equipos en pozos del Yacimiento Medanito, que fueron instalados entre los años 2005 al 2009.

INTRODUCCIÓN

El Yacimiento Medanita está ubicado en la Cuenca Neuquina, teniendo cerca de 785 pozos productores, con una vida de más de 40 años. Dentro del mismo podemos encontrar áreas maduras, áreas en desarrollo, así como áreas bajo recuperación primaria y secundaria. Teniendo en cuenta estos escenarios es que surge la necesidad de plantear distintas estrategias para la explotación del campo.

Por ejemplo en las áreas del yacimiento bajo recuperación primaria, ya avanzadas en su explotación, donde uno de los principales objetivos es la optimización del lifting cost, sería importante la evaluación de sistemas extractivos alternativos.

Actualmente, se observa que el Sistema por Bombeo Mecánico es el mayormente instalado con el 87% de los pozos en producción, seguido por el Sistema de Bombeo de Cavidad Progresiva con el 8.5%.

El 25% de este parque (aproximadamente 190 pozos), los cuales son pozos bajo recuperación primaria con brutos menores a 5 m³/d, relación gas/líquido promedio de 360 m³/m³, y deposición de parafina en tubing. Aquí el uso de los Sistemas de Extracción actuales presentan los siguientes inconvenientes:

- Instalaciones sobredimensionadas (bomba de profundidad, AIB, motor).
- Utilización de bombas mecánicas especiales.
- Fallas por fatiga. (Cargas de compresión).
- Pozos fuera de programa de hot water por baja bruta (dificultad para recuperar lo vertido).
- Baja eficiencia del proceso de desparafinación por Hot Water en pozos de baja bruta.

Teniendo en cuenta estos problemas, así como el parque involucrado, es que se presenta el Sistema Casing Plunger como alternativa de extracción.

DESARROLLO

Descripción Sistema Casing Plunger

Este sistema se comenzó a utilizar en USA en la década del 80. A la actualidad se estiman que hay cerca de 7,000 equipos instalados para diámetros de casing menor o igual a 4.1/2 pulgadas. Originalmente se desarrolló para poner en producción pozos que estaban parados y sin sistema de extracción. Luego se amplió el rango de aplicación ya como alternativa a otros sistemas de extracción como Plunger Lift, Bombeo Mecánico, Surgente Natural o Swabbing, mostrando ventajas dentro del rango de aplicación.

Su funcionamiento se basa en la elevación del líquido aportado por el reservorio utilizando la energía propia del pozo. Esto lo realiza a través de un pistón con copas de goma y una válvula de retención central. Dicho pistón viaja en forma ascendente por el casing de producción elevando el líquido acumulado sobre el mismo y ejerciendo un sello positivo contra el casing. Una vez arribado el pistón a superficie, y a través de un mecanismo existente en el puente de producción, se produce la apertura de la válvula dentro del pistón, lo cual permite que el mismo descienda con la válvula abierta, permitiendo de esta manera el pasaje del fluido por su interior. Al llegar al fondo esta válvula se cierra al asentarse en un dispositivo fijado en el casing con equipo de alambre. A partir de ese momento comienza la acumulación de presión que permitirá, después de un tiempo determinado, levantar el taco de líquido a superficie. Los procesos de apertura y cierre son manejados por un controlador.

Dentro de las ventajas del Casing Plunger comparado al tradicional Bombeo Mecánico presente en el Yacimiento Medanita, y para los mismos rangos de aplicación, encontramos:

1. Costo de inversión de equipamiento menores.
2. Costo operativos menores (intervenciones con Equipo de Alambre).
3. No utiliza energía adicional.

4. Mayor eficiencia de remoción de parafina depositada que el bombeo mecánico con hot water en pozo de baja bruta.

Dentro las limitaciones o desventajas de este sistema encontramos;

1. Mayores niveles teóricos de sub-extracción, debido a que el comienzo de la carrera del pistón está por sobre los punzados, siendo que en el Bombeo Mecánico puede posicionarse la bomba de profundidad por debajo de los punzados.
2. Casing de mismo diámetro en el tramo de carrera del pistón y en buen estado para su correcto funcionamiento.
3. Aplicado en diámetros de casing de 5.1/2 pulgada o menores.
4. Mayores limitaciones de Bruta y Relación Gas/Líquido comparado con el Bombeo Mecánico.
5. Poca experiencia en Argentina de aplicación de Casing Plunger.
6. Único proveedor del Sistema.

Existen dos características principales que deberían cumplir los pozos para la aplicación de este sistema:

- Relación Gas/Líquido mínima (GLR); Si la presión de línea es menor a 7 kg/cm², un mínimo de 200 m³/m³ de GLR se requiere para operar apropiadamente un sistema de casing plunger.
- Diámetro y condiciones del casing: La mayor experiencia actual es en diámetro de 4.1/2 pulgadas, empezándose a utilizar en diámetros de 5.1/2". Teniendo en cuenta que el sello es positivo, la uniformidad del diámetro del casing, así como el buen estado del mismo, es imprescindible para el correcto funcionamiento del sistema.

Ejecución del Ensayo

Se definió instalar 5 equipos en pozos del Yacimiento Medanito, que fueron instalados entre los años 2005 al 2009.

Los criterios para la selección de los pozos candidatos estuvieron en línea con los parámetros de diseño fijados por el proveedor para el funcionamiento del sistema, así como otros fijados para poder cumplimentar los objetivos planteados precedentemente.

Dentro de estos parámetros encontramos;

- GLR mayores a 200 m³/m³.
- Diámetros de Casing Producción 5.1/2" y cementado hasta boca de pozo o con perfiles que certifiquen el buen estado del mismo.
- Pozos con reservorios productivos monocapa o poco espesor punzado. Esto teniendo en cuenta que el inicio de carrera del pistón estará por sobre la posición en la que se encontraba la bomba de profundidad, y en esta primera etapa se planteó como objetivo mantener la producción que el pozo tenía con el sistema anterior.
- Pozos con historia de producción suficiente, para poder comparar la performance entre los sistemas.
- Previamente en producción con sistema Bombeo Mecánico, para poder comparar costos.

Para la evaluación de este sistema, se definieron los siguientes variables a seguir;

- Costos de inversión del equipamiento,
- Gastos mantenimiento equipo (cambio gomas pistón, otros elementos),
- Gastos intervención pozo (instalación, pesca de pistón, desparafinación, etc.),
- Producción Bruta (m³/d), Petróleo (m³/d), Gas (Mm³/d),
- Down Time asociado al sistema (m³/año),
- Asistencia técnica proveedor.
- Problemáticas encontradas, ajustes realizados y recomendaciones.

Posteriormente, desde el año 2005 hasta el año 2009 se realizaron las cinco instalaciones previstas para este ensayo según los criterios fijados, siendo los pozos y la fecha de instalación las siguientes;

- Pozo N° 1, fecha instalación 21/10/2005, a la fecha 1800 días en funcionamiento,
- Pozo N° 2, fecha instalación 08/08/2007, a la fecha 1200 días en funcionamiento,
- Pozo N° 3, fecha instalación 18/01/2008, a la fecha 1040 días en funcionamiento,
- Pozo N° 4, fecha instalación 21/07/2008, a la fecha 860 días en funcionamiento,
- Pozo N° 5, fecha instalación 09/05/2009, a la fecha 570 días en funcionamiento,

Los pozos en los que se instaló este sistema, estaban en producción con Bombeo Mecánico, por lo que fueron intervenidos con pulling para la extracción de la instalación de fondo, calibración y colocación del dispositivo de fondo fijado al casing para detener la caída del pistón y cerrar la válvula del mismo (Casing Stand).

Análisis del resultado del Ensayo

1. Costo Ciclo de Vida Sistema

Para la evaluación tanto de los costos operativos como de inversión, se tomó el Costo del Ciclo de Vida como metodología de análisis, debido a que tiene en cuenta ambos aspectos.

Paralelamente, se hizo el mismo análisis para un sistema de Bombeo Mecánico de baja bruta. No se tuvo en cuenta ni el costo de recupero de los materiales, ni la valoración de los mismos.

En los resultados se observa que el Costo de Ciclo de Vida del Sistema Casing Plunger es de aproximadamente un 25% del que correspondería a un Sistema de Bombeo Mecánico para el mismo rango de aplicación.

Dentro de las variables que afectan al Costo de Ciclo de Vida, se encuentran los costos de inversión inicial y costos de operación, que serían aproximadamente un 12% y un 36% respectivamente del que correspondería a un Sistema de Bombeo Mecánico para el mismo rango de aplicación. Estas diferencias se explican básicamente, por el lado de la inversión inicial, en costo de AIB e Instalación de Fondo (tubing, varilla bombeo, etc.), y por el lado de los costo de operación en los menores costos de intervención al tener intervenciones con Slick Line en el Casing Plunger vs. intervenciones con equipo de Pulling en el Bombeo Mecánico, a lo cual debe sumarse los mayores costos de recambio de materiales en el Bombeo Mecánico, y en menor medida el consumo de energía.

2. Down Time asociado al sistema

El Down Time asociado a este sistema en su último año de funcionamiento (todos los pozos están activos), tiene un promedio anual que es un 32% del correspondiente para Bombeo Mecánico (pozos del mismo rango de aplicación).

Analizando las causas de Down Time por casing plunger, se puede observar que el 95% esta definido como Problemas de Pistón. Esta causa se estima asociada al no conocimiento del sistema por ser nuevo, sobre todo en un campo donde la mayoría del parque esta asociado a Bombeo Mecánico. Esto ha provocado tiempos de espera, debido a la falta de experiencia para encontrar las soluciones a las fallas, mayormente en el controlador.

Observando la evolución de Down Time con el tiempo y teniendo en cuenta la cantidad de equipos que se fueron instalando (Down Time por Pozo), se observa un incremento inicial con una posterior mejora y mantenimiento dentro de un rango estable.

3. Problemáticas encontradas, ajustes realizados y recomendaciones

Antes todo, se debe tener en cuenta la poca experiencia en la aplicación de este sistema tanto del proveedor como propia, con lo cual hay una curva de aprendizaje asociada, que implica fallas que fueron disminuyendo con el pasar del tiempo.

Dentro de las problemáticas encontradas podemos enumerar;

- Montaje del Lubricador. En el pozo Pozo N° 4 acontecieron dos incidentes en el año 2008 asociados al montaje o armado del lubricador. El elemento que falló fue el lubricador y la causa estuvo asociada a una falta de capacitación y conocimiento en el montaje de este elemento. La acción para eliminar esta falla estuvo asociada a procedimentar esta operación y capacitar al personal asociado a la tarea. A la fecha de realizado el presente informe no se han repetido este tipo de fallas en ninguno de los pozos en marcha con este sistema.
- Diseño de Pistones. En el Pozo N° 1, hubo una deformación por compresión del vástago de la válvula de by pass producido por el arribo del pistón. Se realizaron cambios en el diseño de la válvula que evitó que el inconveniente se repitiera.
- Durabilidad de Copas de Pistón. Teniendo en cuenta que el estado del casing es determinante en la duración de las copas, se ha determinado en base a la experiencia en los pozos en funcionamiento en Medanito, una duración de entre 800 a 1400 carreras, que en un pozo de 4 a 5 carreras por día, hace que el cambio de copas se da entre siete y doce meses.
- Composición de Gomas de Pistón. El proveedor actualmente tiene disponible tres tipos principales de compuestos; NBR (Alto ButiloNitrilo), HNBR (Alto ButiloNitrilo Hidrogenado), y Vitón. El compuesto que se utiliza en Medanito y que a la actualidad tiene buena performance es el NBR.
- Caudal de gas para evaluar candidatos. Teniendo en cuenta que el caudal de gas es importante para la definición de la aplicabilidad de este sistema, y por otro lado es el de menor precisión en las mediciones actuales, se debe poner especial atención y esfuerzo en este punto.
- Estado del Casing. Verificar la uniformidad del diámetro del casing, así como asegurarse el estado del mismo, ya que en uno de los pozos la pérdida de hermeticidad del sello impidió el arribo del pistón a la superficie. Durante la instalación no se había verificado el estado del casing.
- Monitoreo de pozos on-line. Existe la posibilidad de adicionar al controlador actual la alternativa de comunicación, lo cual sería un punto de optimización al manejo del sistema.

CONCLUSIONES

Teniendo en cuenta la experiencia en la aplicación de este sistema extractivo en el Yacimiento Medanita, con una vida acumulada a la fecha de los pozos en funcionamiento que va de seis a dos años, se puede concluir lo siguiente:

1. El Casing Plunger es una buena alternativa de extracción al sistema Bombeo Mecánico para el mismo rango de aplicación.
2. Los costos de adquisición y operación del sistema Casing Plunger son sustancialmente menores respecto a Sistemas como Bombeo Mecánico o Bombeo de Cavidad Progresiva para el mismo rango de aplicación.
3. La aplicación de este sistema en pozos ya en producción, permitiría la recuperación de materiales (AIB, tubing, varillas bombeo, etc.).
4. Las fallas ocurridas debido al sistema fueron identificadas y solucionadas. La mayoría debido a la poca experiencia en la aplicación del sistema, tanto propia como del proveedor.
5. No se ha probado el sistema a los valores mínimos de GLR fijados por el fabricante, por lo cual todavía no está evaluado el piso de aplicación en el Yacimiento.
6. Las curvas de producción muestran un mantenimiento o mejora de la misma comparando con la historia previa con sistema extractivo por Bombeo Mecánico.

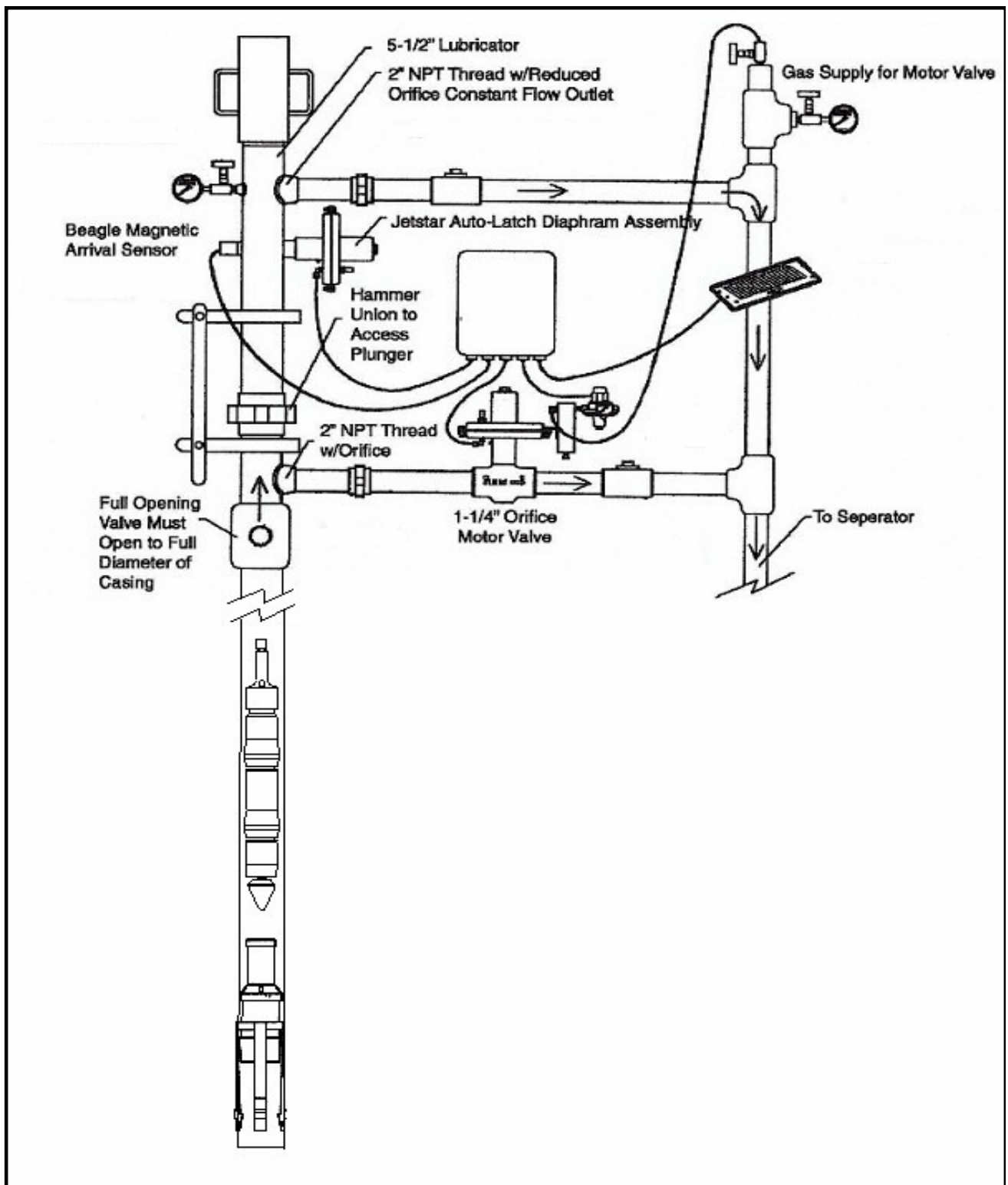
BIBLIOGRAFÍA

- Paper SPE 30981 Automatic Casing Swabs_A Production System That Can Add Years of Productive Life to Wells, September, 1995
- Paper SPE 55621 Casing Plungers_Colorado Project Delivers Promising Results, May, 1999
- Paper SPE 78706 Automation of Casing Plungers for Increased Production, October, 2002
- Paper SPE 94016 Patented Innovations in Casing Plungers, April, 2005
- Paper PTTC, Technology Improves Marginal Gas Well Production, June, 1997

RECONOCIMIENTO

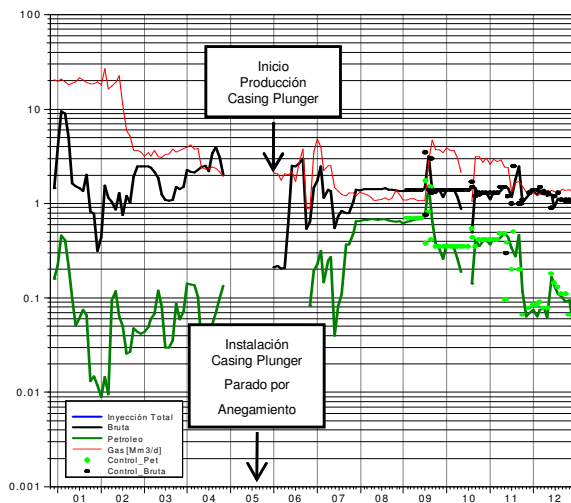
Los autores agradecen a Petrobras Argentina S.A. por la autorización a presentar este trabajo, a la empresa proveedora del sistema por el empeño en la solución de las problemáticas encontradas, así como al personal de campo por su compromiso y soporte en la implementación y evaluación de este sistema.

Esquema Sistema Casing Plunger

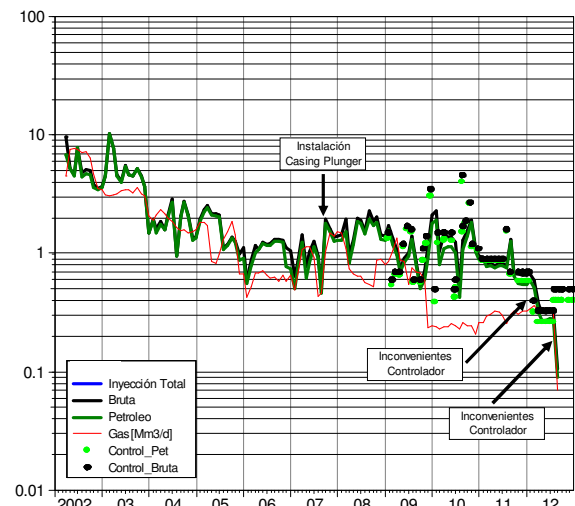


Histórico de Producción de Pozos con Sistema Casing Plunger

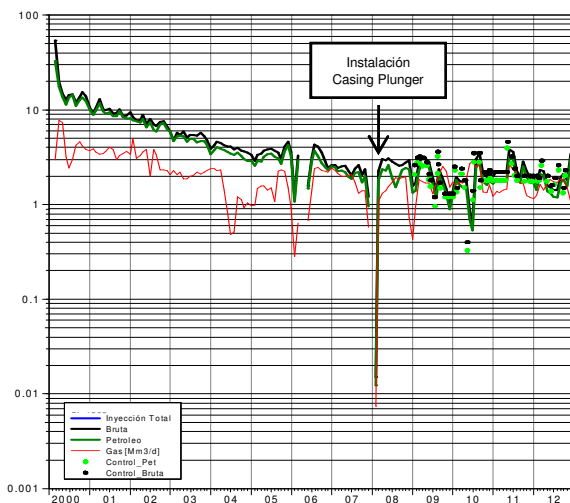
Pozo N° 1



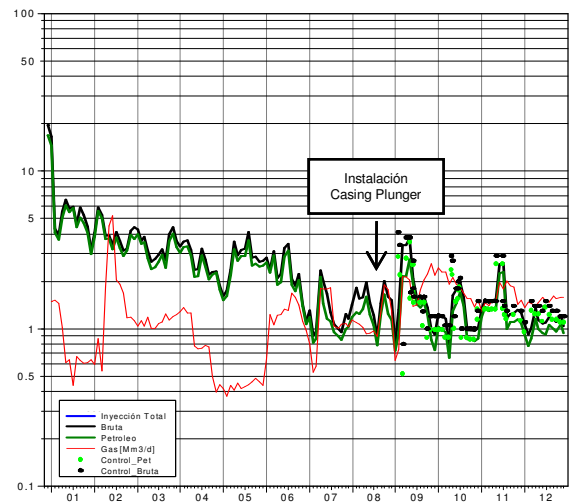
Pozo N° 2



Pozo N° 3



Pozo N° 4



Pozo N° 5

