

APLICACION DE TECNICAS COMBINADAS PARA MEJORAR LA PRODUCTIVIDAD EN POZOS DEL LOTE 8 – PERU

Julio Héctor Cuadros Olave, Pluspetrol Perú Corporation, Perú.

RESUMEN

Debido a la continua declinación de la producción de petróleo en los pozos de la Selva del Peru, Lote 8, cuyos reservorios producen mediante el Mecanismo de Impulsión por “water drive”, ha sido necesario el planteamiento de trabajos de Evaluación y Mejoramiento de la Productividad para los diferentes tipos de reservorios abiertos a producción, y consecuentemente el planteamiento de trabajos de “workovers”, a fin de incrementar la producción de petróleo.

Para concretar los objetivos planteados, se han combinado diversas técnicas operativas, tales como: pruebas de formación (DST) con trabajos de suabeo (“swab”); criterios de completación y penetración parcial de reservorios, empleo de herramientas especiales (empaques inflables), y, evaluación continua de la capacidad productiva con el sistema de producción por bombeo electrosumergible (ESP).

La combinación de dichas técnicas ha sido aplicada principalmente durante la ejecución de los trabajos de “workover”, con la finalidad de mejorar la eficiencia productiva de los pozos, sobre todo los que producen en forma simultánea de dos (02) ó más reservorios de características diferentes, lo cual ha generado mejoras en la producción, el correspondiente ahorro en los costos operativos, así como una mayor seguridad en la continuidad productiva de los pozos.

INTRODUCCION

En el Lote 8 de la Selva del Perú, las Areas de Producción existentes trabajan bajo un mecanismo de impulsión de reservorios por “Water Drive”, siendo los horizontes productivos de diferentes características petrofísicas, estratigráficas y de fluidos. En este sentido, al llevarse a cabo la evaluación para elegir el sistema de levantamiento artificial más adecuado para la zona, se llegó a la conclusión que para producir a medianos ó altos regímenes de extracción, el sistema de producción por Bombeo Electrosumergible resulta ser el más eficiente.

Inicialmente, estos equipos de levantamiento artificial utilizaban en superficie solamente tableros eléctricos de control convencional, que permitían operar los equipos de fondo a velocidad constante del eje del motor, lo cual implicaba producir a un sólo régimen de producción en función a la capacidad del equipo instalado. Por tal motivo, en la actualidad se ha implementado en varios de los pozos productores de la Selva Norte del Perú, un sistema de producción de superficie que usa “variadores de frecuencia”, lo cual permite hacer cambios en los regímenes de extracción del conjunto de fondo, brindando información valiosa para evaluar y establecer el caudal óptimo de producción para cada pozo, en función a las condiciones dinámicas de los reservorios puestos en producción.

La innovación descrita anteriormente, se puede combinar con la información que se obtiene durante la ejecución de los programas de “workover”, los cuales comprenden: Pruebas de Formación convencionales con trabajos de suabeo, baleos y re-baleos de reservorios productivos, ó en algunos casos, la instalación de herramientas especiales, tales como, empaques inflables, que pueden ser utilizados para aislar parcialmente el intervalo productivo de los reservorios, con la finalidad de optimizar el aporte productivo en conjunto de reservorios de diferentes características productivas que finalmente quedan en producción.

Los reservorios productivos de Selva Norte están compuestos básicamente de areniscas no-consolidadas, provenientes de las Formaciones Chonta y Vivian, los cuales tienen buenas características de porosidad y permeabilidad. El petróleo de los reservorios se encuentra en condición bajo-saturado, siendo el promedio de los valores de GOR de producción, relativamente bajo, menor que 100 SCF/STB, y con viscosidades del petróleo que están entre 3 y 14 cps, dependiendo del reservorio productivo, lo cual implica una movilidad desfavorable respecto al agua de formación, que tiene menor viscosidad, con valores de salinidad entre 80,000 y 200,000 ppm de ClNa.

Los pozos de producción son mayormente verticales ó desviados, y han sido completados con “casing” de superficie de 13-3/8”, en promedio a 350 m de profundidad; con “casing” intermedio de 9-5/8” hasta unos 2,400 m; y con “casing” de producción de 5 1/2” y/o 7” hasta apróx. 3,000 m. Actualmente, se utiliza “liner” de 7”, con el colgador de “liner” sentado a apróx. 200 m encima del zapato guía de 5 1/8”.

En general, los reservorios productivos fueron baleados con sistemas de sobre-presión y baja-presión, y con densidades de 4, 5, 8, 10 y 12 tiros/pie, dependiendo del tipo de reservorio.

PRUEBAS DE FORMACION

El enfoque técnico-económico para diseñar pruebas de formación en pozos de petróleo resulta crítico, teniendo en cuenta los costos involucrados en la perforación y la completación del pozo, lo cual implica que estas operaciones deben realizarse en forma segura, eficaz y efectiva, principalmente en lo que se refiere a los costos totales de la prueba.

La interpretación de los transitorios de presión resulta ser la principal fuente de información que nos permitirá conocer el comportamiento dinámico de un yacimiento. Por lo tanto, resulta de vital importancia un planeamiento adecuado desde el diseño de la sarta de prueba hasta la interpretación de los resultados, desde el fondo del pozo hasta el quemador de superficie.

Los objetivos de una prueba de pozo pueden estar influenciados por consideraciones técnicas, operacionales, logísticas y de compatibilidad de equipos; así como, por el comportamiento real del reservorio. En este sentido, el hecho de cumplir satisfactoriamente con todos estos objetivos puede conllevar a optimizar los tiempos de operación y reducir apreciablemente los costos.

Referente a la adquisición de datos, actualmente se están utilizando sistemas de registradores de presión y temperatura de alta resolución, los cuales miden en forma confiable variaciones de presión de hasta 0.01 psi. Los parámetros de la prueba son monitoreados continuamente por un sistema de computación a tiempo real, y evaluados y validados en el pozo mismo.

PRUEBAS COMBINADAS DST-SUAB

Además de efectuar las pruebas de formación convencionales ("DST"), utilizando válvula de prueba mecánica ó hidráulica, se ha establecido el uso adicional de un equipo de suabeo, el cual es utilizado, en la mayoría de los casos, después de haber efectuado el primer cierre en el fondo; es decir, luego de haber registrado: el comportamiento del llenado durante la primera apertura de la válvula de prueba, así como, la restauración de presión "build up" durante el primer cierre. La aplicación del trabajo de suabeo, nos ayuda a complementar la información de presiones y productividades obtenidos a partir de un DST convencional, y nos proporciona la siguiente información adicional:

- Obtención de volúmenes suficientes de los fluidos que son netamente de la formación productiva que se está analizando, con la finalidad de establecer los cortes esperados de agua y petróleo a producir, a la condición presente del reservorio. Anteriormente, con el sistema DST convencional, se presentaban algunos casos en que sólo se llegaba a extraer el fluido de "workover" que había invadido la formación productiva durante los trabajos previos de control y limpieza, razón por la cual, en esas circunstancias se asumía que dicho reservorio ya se encontraba con alto corte de agua, lo cual implicaba decidir sobre su abandonamiento.
- Actualmente, con el sistema combinado DST-Swab, se consiguen establecer claramente las características principales de los fluidos de formación del reservorio en prueba, tales como: °API del petróleo, salinidad y corte del agua de formación, durante la ejecución de la prueba, antes de retirar el probador de fondo.
- El trabajo de suabeo, también permite complementar la remoción de daños no muy severos por invasión de fluidos, principalmente en las inmediaciones del hueco del pozo "wellbore", que en algunos casos no son removidos por el diferencial de presión aplicado inicialmente al reservorio.
- Además, también se puede estimar el Índice de Productividad antes de retirar el probador de fondo, en función a los niveles iniciales y finales, y los volúmenes de fluido extraídos durante los trabajos de suabeo, sobre todo cuando se trata de reservorios de mediana ó alta productividad.

APLICACION POZO PA-148D

Con la finalidad de mejorar la producción de petróleo en el pozo PA-148D, se programó efectuar un trabajo de "workover", consistente en aislar temporalmente el reservorio Vivian que tenía alto corte de agua de formación, dejando en producción el reservorio Cético de la formación Chonta que había probado petróleo durante la completación del pozo, previa evaluación de su productividad actual y de los cortes esperados de los fluidos de formación.

En la Tabla N° 1, se observa la información básica que se tomó durante la ejecución del trabajo de prueba de formación combinada con el suabeo de fluidos. Aquí podemos observar la variación de las características de los fluidos, después de devolver el fluido de "workover", es decir, la variación en el corte de agua y la estabilización en su salinidad, conforme se extrae más fluido de la formación en evaluación. En este caso, se obtuvo un Índice de Productividad promedio de 4.2 BPD/psi, con un corte final de agua de formación de 75% y una salinidad de 79,715 que efectivamente corresponde a lo esperado del reservorio Cetico. Asimismo, en el Gráfico N° 1 se puede observar la historia del corte de agua respecto al Índice de Productividad, con lo cual podemos verificar que los valores obtenidos durante el suabeo nos brindaron información anticipada que nos ayudó a predecir el comportamiento productivo y el corte de fluidos promedio para el reservorio Cetico, lo cual resulta ser una herramienta importante para anticipar el adecuado diseño del conjunto de producción de superficie y subsuelo, antes de recuperar el conjunto de prueba de fondo.

SISTEMA DE BALEO

El proceso de baleo de un pozo es básicamente, el proceso mediante el cual se establece una comunicación entre el reservorio productivo y el interior del pozo mismo ("wellbore"); sin embargo, su efectividad dependerá del manejo de algunos factores que resultan de vital importancia. Por ejemplo, mientras que es ampliamente conocido que las completaciones a hueco abierto generalmente permiten regímenes de producción más altos, la mayoría de los pozos productores de petróleo lo hacen a través de baleos en el casing de producción. Las razones principales para esto, es el hecho de conseguir en el segundo caso, un buen soporte de la formación y poder producir selectivamente los reservorios.

En tal sentido, si no se cuenta con un buen soporte del "casing" mediante una adecuada adherencia cemento-casing y cemento-formación, existe la posibilidad de obtener completaciones limitadas ó con canalizaciones, que en algunos casos, cuando se trata de extraer grandes cantidades de sólidos de formación, se pueden ocasionar serios problemas al equipo de producción instalado en el pozo.

Asimismo, producir selectivamente es muy importante para prevenir producciones no deseadas de agua de formación ó gas, lo cual resulta muy importante, cuando en el futuro se requiera utilizar el pozo como inyector en proyectos de mantenimiento de presión, ó para aplicaciones específicas de técnicas de estimulación que generalmente requieren de grandes inversiones.

Considerando que el mayor objetivo de cualquier programa de completación es maximizar la productividad del pozo, resulta importante la selección de tipos cañones y cargas, orientación de las cargas y densidad de los perforados, principalmente para mejorar la recuperación final de reservas; así como para reducir los costos operativos y de "workover" en el pozo. El programa de punzonamiento, mediante el empleo de un "software" adecuado, permite optimizar la eficiencia de la productividad del pozo, permitiendo hacer comparaciones con diferentes configuraciones de cañón-carga.

El "software" para punzonamiento provee principalmente de la siguiente información:

- Predicciones de la penetración del perforado en el reservorio, de acuerdo a los diferentes tipos de cañones y cargas, al equipo de punzonamiento (convencional ó tipo "TCP"), al tipo de completación y las características principales de la formación.
- Estimación de la influencia de los punzonamientos, el daño a la formación, la penetración parcial y la desviación del pozo en la productividad esperada.

Los cálculos de penetración y diámetro de entrada en el "casing" son efectuados asumiendo un impacto frontal en el sistema "casing"-cemento-formación. Cuando la carga impacta la pared del "casing" en un ángulo oblicuo, el hueco de ingreso tendrá forma elíptica y la penetración efectiva en el fondo será difícil de estimar. El espacio libre entre el cañón y el "casing", en caso de zonas de agua ó gas, tiene una mayor influencia en el rendimiento de la carga.

En lo concerniente a los cálculos de productividad, el principio de la relación de flujo utilizado en el programa de punzonamiento, está basado en la ecuación de Darcy, el cual establece que la gradiente de presión con el fluido de formación es proporcional a la velocidad.

APLICACION POZO PA-84XC

El pozo fué completado en Febrero de 1983. En Enero de 1996 se efectuó un trabajo de "workover", quedando en producción el reservorio Pona (2742.5 – 2744.5 m), perteneciente a la formación Chonta.

En Julio de 1997 se efectuó otro trabajo de "workover", ampliando el intervalo baleado del reservorio Pona de 2744.5 a 2748.5 m, con cargas de muy alta penetración y con alta densidad (10 tiros/pie), por tratarse de un reservorio de baja productividad. La última prueba de producción registrada antes del "workover" fué: 261 BOPD x 55 BWPD x 17.4 % WC. Los resultados obtenidos luego del trabajo indicaron un incremento en el Índice de Productividad de 0.16 a 0.25 BPD/psi, aproximadamente (Gráfico N° 2), dando como resultado una prueba inicial de producción de: 404 BOPD x 86 BWPD x 17.5 % WC.

En este caso, se pudo comprobar que el punzonamiento con cargas de muy alta penetración y con alta densidad de tiros/pie, resultó ser una alternativa favorable para incrementar la producción de petróleo en un reservorio de baja productividad. En este sentido, en la Tabla N° 2 y Gráfico N° 3, podemos observar que la penetración efectiva en la formación resultó ser máximo de 27.76 pulg., siendo el valor de referencia según pruebas API (5th Edition Section 1) de 47.26 pulg., con un agujero de entrada de 0.37 pulg. Este efecto de reducción drástica en la penetración efectiva dentro de la formación productiva, se manifiesta principalmente en reservorios de baja productividad, en los cuales resulta recomendable utilizar este tipo de cargas para mejorar el aporte productivo.

Asimismo, se puede inferir que el hecho de haber efectuado el punzonamiento bajo un sistema sub-balanceado, ha permitido una remoción adecuada de los residuos de las cargas ("crushed zone"), lo cual se pudo observar al poner el pozo en producción, es decir, que las pruebas iniciaron con un corte de agua mayor al que se tenía antes del trabajo, debido a la invasión del fluido de "workover". Sin embargo, éste disminuyó relativamente rápido, en pocos días, hasta alcanzar valores similares a los que se tenía antes del "workover".

Lo anterior implica que se consiguió una buena comunicación entre el "wellbore" y la zona no dañada del reservorio, lo cual propició una recuperación rápida del corte de agua, que no es muy común cuando se trabaja con reservorios de baja productividad que son muy sensibles al daño, ya sea por los fluidos que fueron utilizados durante la perforación, completación ó "workover", los cuales ocasionan que la recuperación del corte de agua original tarde, en algunos casos, hasta semanas.

Para reservorios de mediana productividad se ha podido observar que, utilizando cargas de muy alta penetración que permitan una comunicación efectiva entre el "wellbore" y la zona no dañada del reservorio, con una densidad de 5 tiros/pie, resulta ser suficiente para obtener una buena efectividad en el incremento de la productividad; es decir, que utilizando una densidad de 10 tiros/pie sólo incrementaría la productividad en aproximadamente 8 %, lo cual en algunos casos no justificaría el gasto que se requiere para hacer una bajada adicional de otro cañón (ver Gráfico N° 4).

UTILIZACION DE EMPAQUE INFLABLE

En la actualidad, se está incrementando el uso de empaques inflables para realizar diversos trabajos y evaluaciones en los reservorios productivos, principalmente mediante el aislamiento total ó parcial de zonas de aporte de agua de formación, siendo una de las nuevas aplicaciones, la de aislar parcialmente reservorios de mayor productividad con el objetivo de producirlos en forma conjunta con otros de menor capacidad productiva.

También se puede utilizar para aislar zonas acuíferas, pasando el empaque a través de la tubería, mediante el empleo de "coil tubing", en casos en los que no se necesita recuperar el sistema fijo de producción instalado en el pozo; ó también, se pueden bajar empaques con "wire line" con el mismo propósito, a través de una herramienta "Y-Tool" instalada con el equipo de producción por bombeo electrosumergible.

APLICACION POZO PA-147D

Para ilustrar mejor una de las aplicaciones mencionadas, se hará una descripción evaluativa del sentido de un empaque inflable marca BAKER, modelo SS-PIP (Gráfico N° 5), que fué recomendado para cubrir los perforados de la parte inferior del intervalo abierto en el reservorio Vivian, a fin de crear una restricción en el flujo de fluidos que induzca un daño por completación parcial, con la finalidad de reducir el Índice de Productividad de éste reservorio (de más de 30 BPD/psi a menos de 15 BPD/psi), de tal forma que, se pueda conseguir aporte de petróleo en forma conjunta con otro reservorio de menor productividad abierto simultáneamente a producción.

Previamente a la ejecución del trabajo, se actualizó y se validó la base de datos del comportamiento productivo del pozo PA-147D, con la finalidad de elaborar una curva base de rendimiento de la bomba de subsuelo, que nos permitiría hacer la comparación con la curva de rendimiento obtenida luego de aislar parcialmente el intervalo abierto en Vivian. La prueba de producción registrada para el reservorio Vivian antes del "workover" fue: 489 BOPD x 5661 BWPD x 92.0 % WC (ver archivo de Curvas de Rendimiento antes del "workover" : Gráfico N° 6).

De acuerdo a las pruebas de producción iniciales, podemos afirmar que los objetivos principales fueron alcanzados: la prueba de producción después del "workover" fue de: 535 BOPD x 5465 BWPD x 91.0 % WC (básicamente por una disminución en el corte de agua de formación); además, la capacidad productiva del reservorio Vivian se vio disminuida notablemente (de más de 30 BPD/psi a menos de 15 BPD/psi) con la instalación del empaque inflable, el cual redujo considerablemente su longitud de baleo (ver la Curva de Rendimiento de la bomba de subsuelo después del "workover" : Gráfico N° 7).

De acuerdo a lo anterior, la utilización de un empaque inflable, diseñado para reducir la capacidad productiva de un reservorio de mediana ó alta productividad, resultó ser una alternativa adecuada. Asimismo, su aplicación también debe ser considerada cuando se quieren obtener aportes de petróleo de dos reservorios en forma conjunta, al poner en producción el reservorio cuya capacidad productiva ha sido reducida, con otro reservorio de menor productividad.

CONCLUSIONES

1.- Se ha mejorado la evaluación de la Capacidad Productiva en uno (01) ó más reservorios de mediana productividad, efectuando pruebas DST-Suab en una sola bajada y con la misma sarta de prueba, utilizando tubería combinada, es decir: bajando el probador de fondo con "drill pipe" de 31/2", seguido de aproximadamente de 5,000 pies de "tubing" grado N80 para suabeo en la parte superior, ó bajando el conjunto de prueba con solamente "tubing" grado N80 para suabeo, lo cual ha permitido obtener, adicionalmente a los parámetros del reservorio, "recuperados en los memory gauge", información anticipada de Indices de Productividad y características básicas de los fluidos de la formación productiva (°API, salinidad y corte de agua esperado de formación).

Es recomendable la implantación de esta técnica, por cuanto en algunas ocasiones, no se ha podido recuperar la información de los registradores de fondo; en cuyos casos, si se programa efectuar conjuntamente un trabajo de suabeo, éste podría aportar la información suficiente para diseñar el conjunto de producción más adecuado que quedaría en el pozo.

2.- La ampliación de los intervalos productivos en reservorios de baja productividad con soporte acuífero por digitación, utilizando cargas de muy alta penetración y con alta densidad de baleo (10 tiros/pie), ha permitido mejorar el aporte productivo de dichos reservorios.

En el caso de reservorios de mediana productividad, se puede optimizar la productividad esperada, reduciendo la densidad de baleo a 5 tiros/pie, por cuanto la ganancia adicional con 10 tiros/pie no es mucha, comparada con el gasto adicional requerido, con el consiguiente riego operativo que en algunos casos se presenta, en una bajada adicional de otro cañón.

3.- De acuerdo a los resultados de producción obtenidos inicialmente en el pozo 147D, se recomienda la aplicación del método "sentado de empaque inflable" en otros pozos productores que tengan reservorios abiertos de diferentes Indices de Productividad, aislados adecuadamente mediante cementación "casing" - formación, en los cuales se requiera conseguir aportes de petróleo en forma conjunta y simultánea.

Considerando que las evaluaciones posteriores al pozo 147D indicaron que el Índice de Productividad fue incrementando gradualmente, podemos concluir la posibilidad de la existencia de una canalización fuerte detrás del "casing" de 7", debido a que el reservorio Vivian, que se aisló parcialmente, estuvo aportando arena de formación durante su vida productiva, por tratarse de una formación básicamente no-consolidada. Por lo tanto, se recomienda que la aplicación del criterio de reducción del Índice de Productividad por reducción parcial del intervalo productivo abierto, sea considerado principalmente para formaciones consolidadas.

Asimismo, es recomendable mantener una adecuada evaluación de la capacidad productiva de los reservorios, mediante monitoreo de los niveles dinámicos de producción, obtenidos durante el funcionamiento del sistema de producción por bombeo electrosumergible, con lo cual se ha logrado

optimizar el tiempo operativo de los equipos de producción instalados; así como, mejorar la vida productiva de los pozos, con la consiguiente reducción en los costos de producción.

CONTRIBUCIONES TECNICAS

1.- Con la aplicación de pruebas combinadas DST-Suab para reservorios de mediana productividad, que por sí solos no son fluyentes a superficie, se obtiene buena información de presiones de fondo, Índices de Productividad y otras características principales de los fluidos del reservorio productivo probado, lo cual permite un diseño adecuado del sistema de producción que queda en el pozo.

En adición a lo anterior, de acuerdo al valor de Índice de Productividad calculado durante el suabeo, se puede diseñar y disponer del equipo de Bombeo Electrosumergible en locación, antes de retirar el probador de fondo. Asimismo, en caso de no poder recuperar la información de los registradores del probador, se puede complementar la información obtenida por el suabeo, con la estimación de la presión estática del reservorio a partir de gráficos de presiones fluyentes de fondo versus los regímenes de producción (curva del IPR), obtenidos durante la vida productiva del reservorio en evaluación.

2.- En los reservorios de baja capacidad productiva con soporte acuífero por digitación, la ampliación del intervalo productivo, utilizando cargas de muy alta penetración, resulta ser una alternativa viable para incrementar la productividad, con el consiguiente incremento de la vida operativa del pozo.

De igual forma, cuando se trata de reservorios de mediana productividad, es posible optimizar el tipo de cargas y la densidad de baleo, en función a los objetivos de productividad esperada, a las condiciones operativas de trabajo y a la reducción de los costos de operación.

3.- La alternativa de utilizar empaque inflable para inducir una reducción de productividad en un reservorio de alta capacidad productiva, con la finalidad de producirlo en forma conjunta con otro de menor aporte productivo, resulta ser una buena alternativa de reducción de costos, en lo referente a completaciones duales. Además, tiene otras aplicaciones ya probadas, tales como, el aislamiento de zonas acuíferas, inclusive sin tener que retirar el sistema de producción instalado, lo cual es posible, utilizándolo conjuntamente con equipos de "coil tubing".

La Programación de Evaluaciones Combinadas de Productividad aplicados a reservorios de una determinada Área de Producción, permiten mejorar la vida productiva de los pozos, con la consiguiente reducción en los costos de operación, especialmente cuando se producen simultáneamente reservorios de diferentes características productivas.

BIBLIOGRAFIA

- Artículo sobre aplicación de Nueva Tecnología en Pruebas de Formación – Cía. Schlumberger.
- Software "SPAN"- Versión 3.0, para simular parámetros de Baleos – Cía. Schlumberger.
- Well Completions – Published by the Society of Petroleum Engineers – 1978 Edition.

Tabla N° 1**PRUEBA DST-SWAB EN POZO PA-148D**

Nivel Inicial m	Nivel Final m	Prof. Pistón m	Tiempo Hrs.	Vol.Recuperado Bls.	Vol.Acumulado Bls.	% WC	# Carreras
20	400	630	1	26	26	100	6
	400	630	2	30	56	100	10
400	400	550	0,5	10	66	100	5
400	400	550	1	50	116	100	10
400	400	550	1	45	161	50	10
400	400	630	1	50	211	100	10
400	400	630	1	48	259	75	10
400	400	630	1	40	299	75	8
400	400	630	1	30	329	75	8
400	400	630	1	30	359	75	8
400	400	630	1	45	404	75	10
			11,5	35			95

79,715 ppm
26.4 °API a 60°F

Pe	3750
Q	840
Grad.Fluid.	0,440
Pwf	3551

Grad. Agua	0,457
Grad. Oil	0,388
P.I.	4,2

Gráfico N° 1
SENSIBILIDAD DEL PI AL CORTE DE AGUA
POZO 148D - PAVAYACU

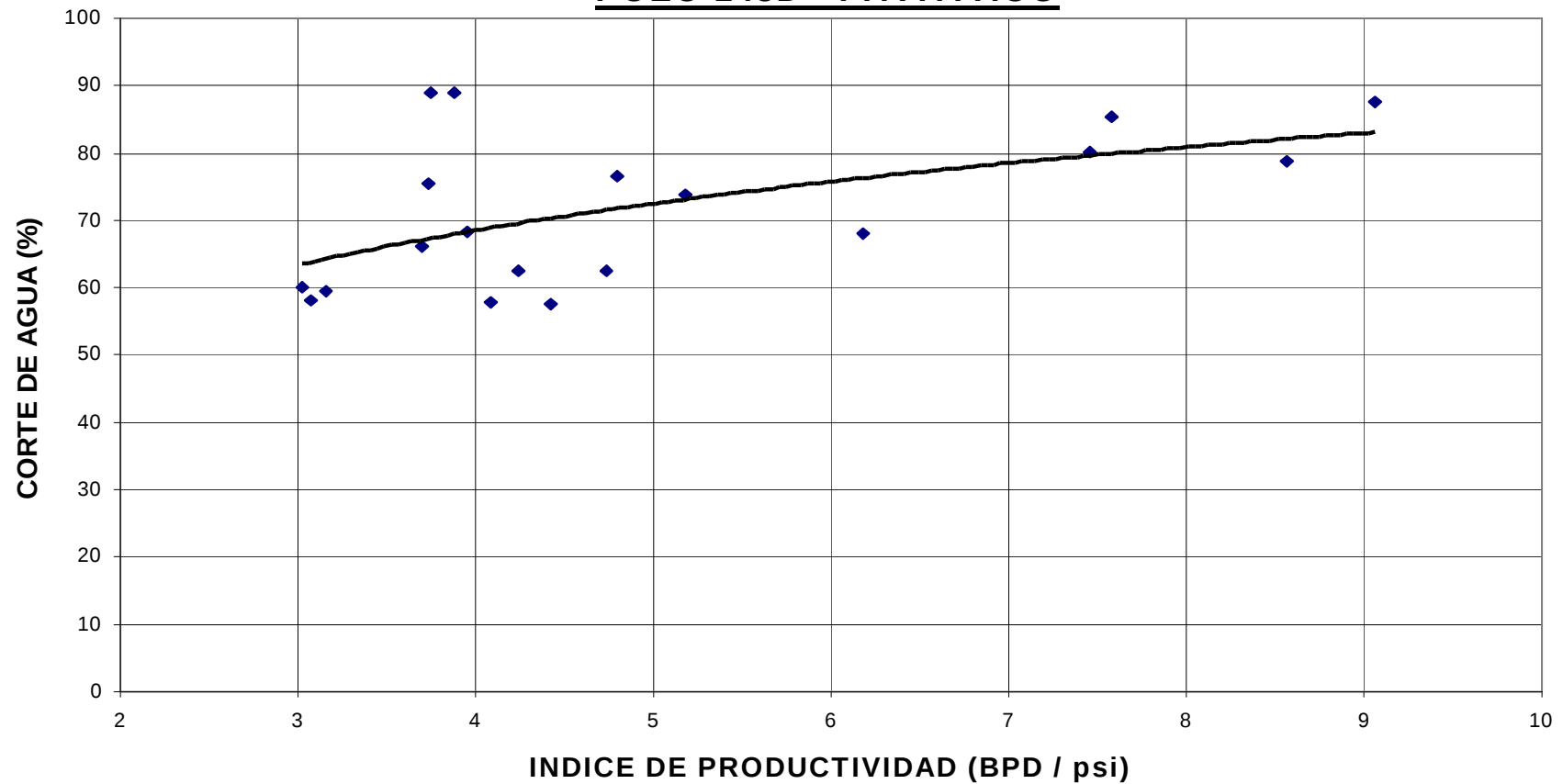
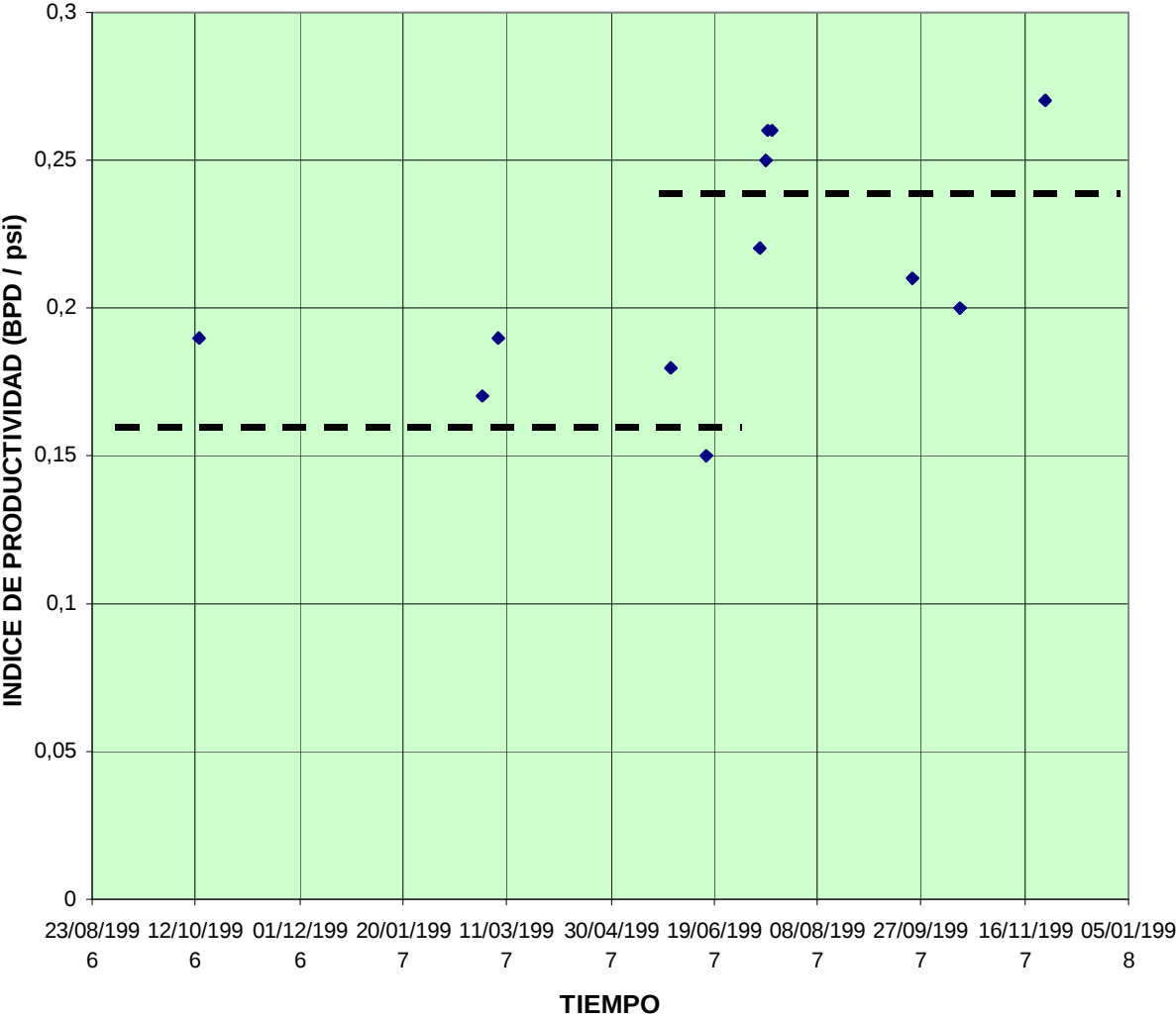


Gráfico N° 2
VARIACION DEL P.I. CON BALEO
POZO PA-84XC

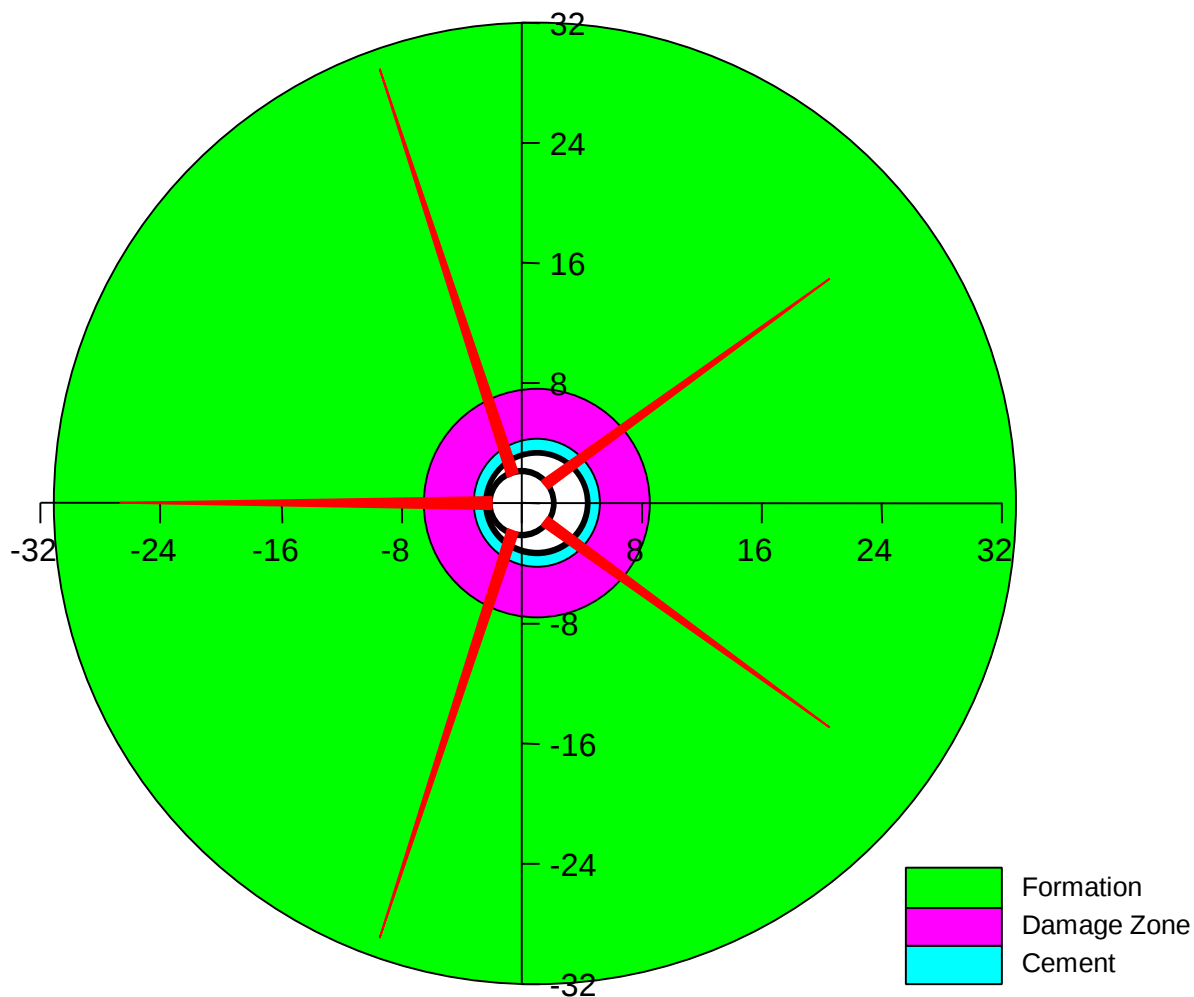


Company: PLUSPETROL PERU CO.

Gráfico N° 3

Well: PA-84XC

Cross Section Showing Charge Penetration Depth



PERFORATOR CHARACTERISTICS

Gun/Charge Type	:	4.5 HSD	51J UJ HMX
Gun Position	:	Positioned	
Shot Phasing	DEG	:	72
Gun Offset	DEG	:	0

PERFORATION CHARACTERISTICS

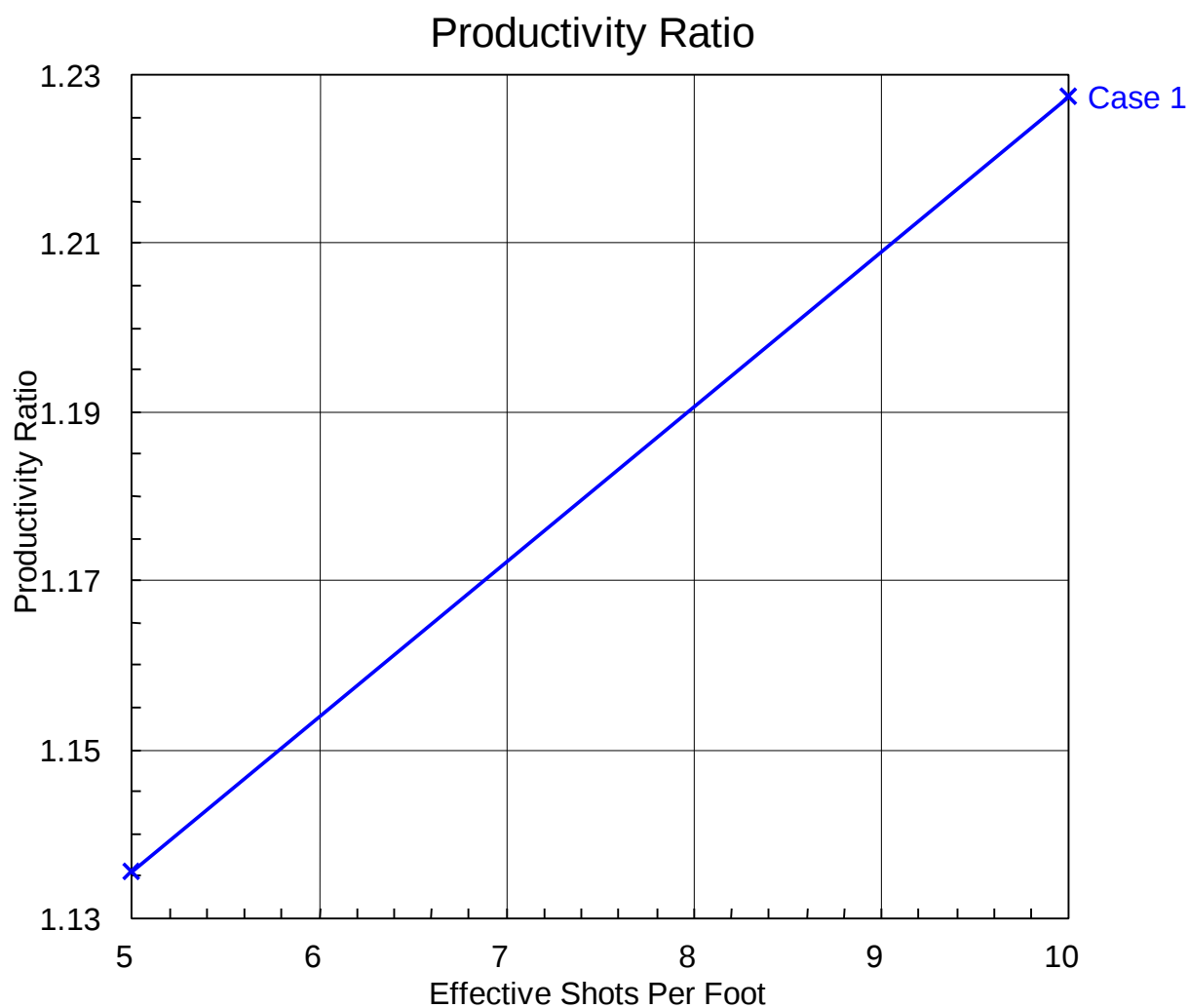
Orientation	DEG	:	0	72	144	216
Total Penetration	IN	:	24.745	27.759	21.24	21.24
Formation Penetration	IN	:	23.723	26.701	20.205	20.205
Entrance Hole Dia.,1st csg	IN	:	0.38826	0.37885	0.34803	0.34803

Orientation	DEG	:	288
Total Penetration	IN	:	27.759
Formation Penetration	IN	:	26.701
Entrance Hole Dia.,1st csg	IN	:	0.37885

Company: PLUSPETROL PERU CO.

Gráfico N° 4

Well: PA-84XC



	5	10
Case 1	1.1356	1.2274

Case 1 - Perforated Thickness = 10 FT, Distance To Top Perforation = 0 FT

Gun Description	Phase	Offset	Position
4.5 HSD 51J UJ HMX	72	0	Positioned

Anisotropic Ratio : 5

Thickness of Damage Zone: 3.3 IN

Ratio of Kd/K : 0.1

Thickness of Crushed Zone : 1 IN

Ratio of Kc/K : 0.5

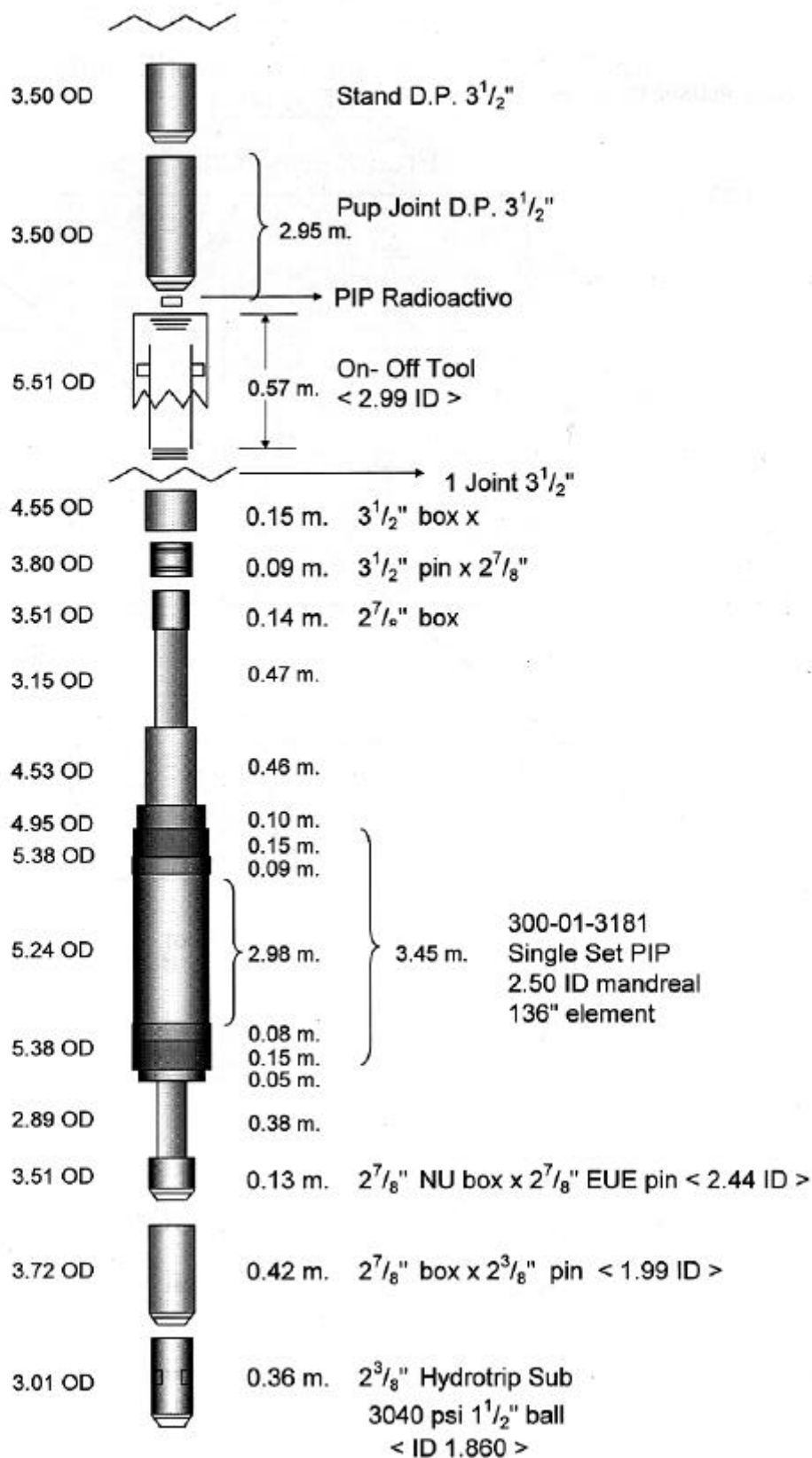
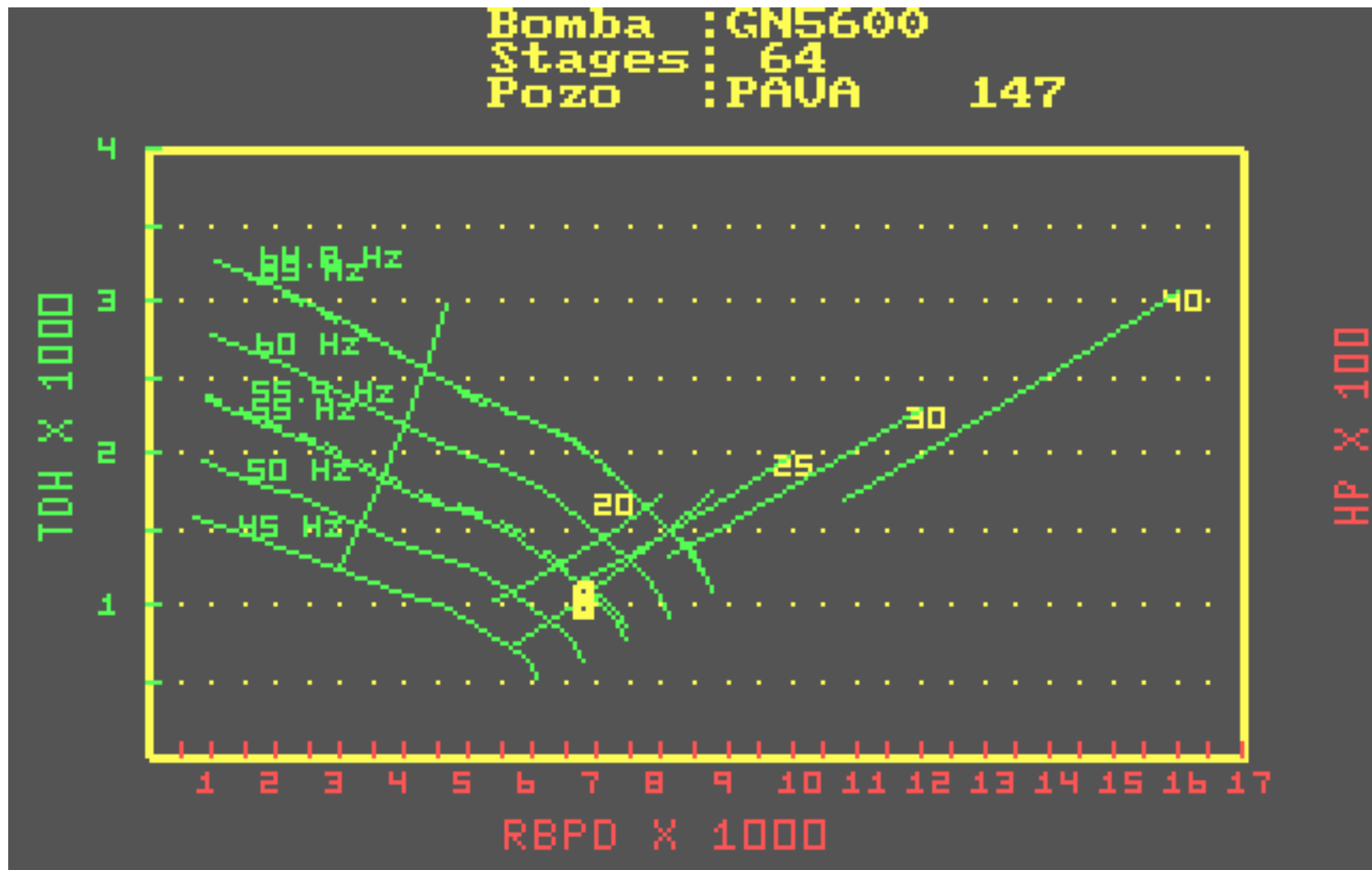
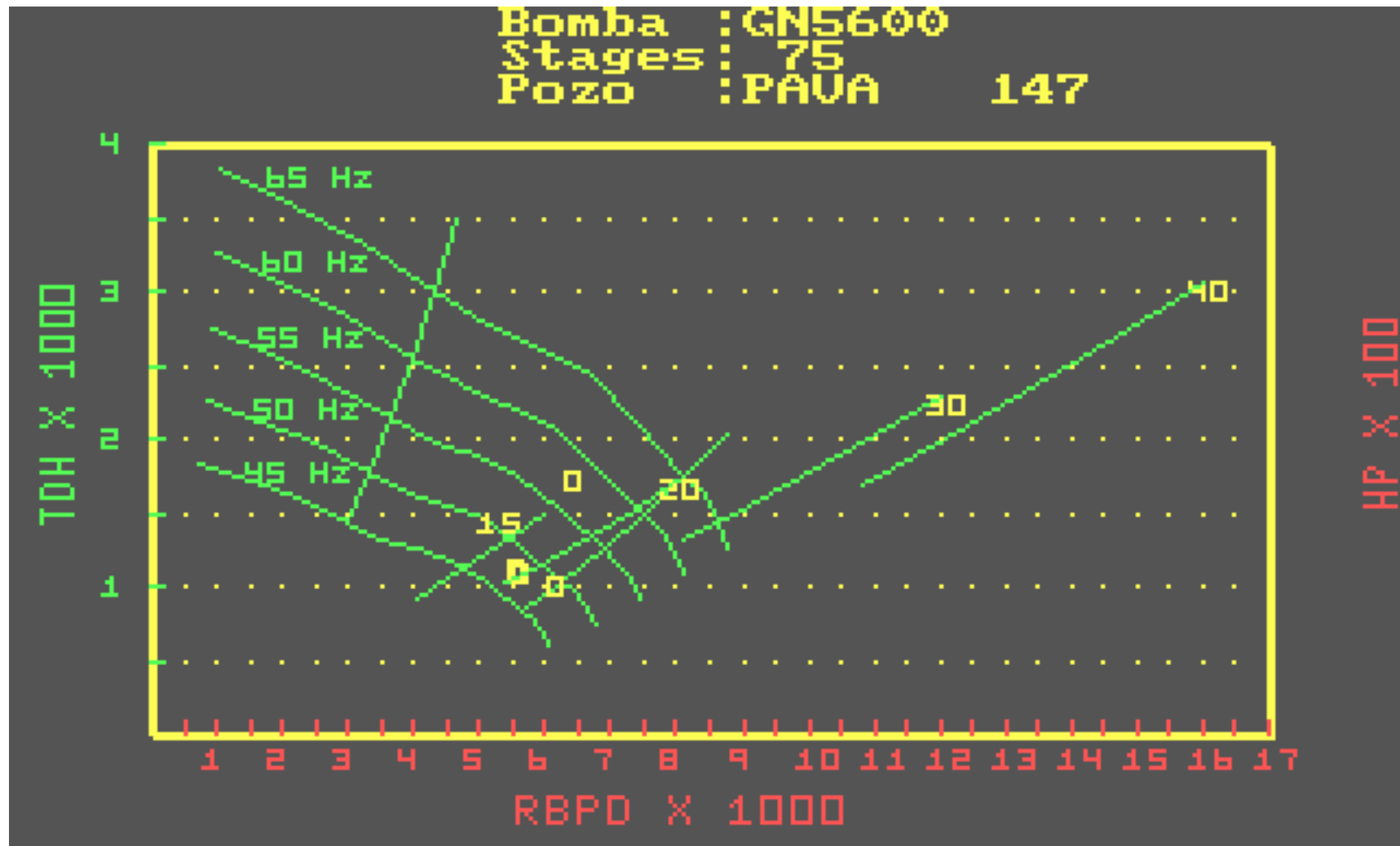
Gráfico N° 5**PAKER INFLABLE SS-PIP "BAKER" - POZO PA-147D**

Gráfico N° 6

RENDIMIENTO DE LA BOMBA ANTES DEL WORKOVER

Gráfico N° 7

RENDIMIENTO DE LA BOMBA DESPUES DEL WORKOVER