

OPTIMIZACIÓN ECONÓMICA EN LA TERMINACIÓN Y ESTIMULACIÓN DE YACIMIENTOS MADUROS Y MARGINALES.

Norah Scianca (PLUSPETROL S.A.) – Gustavo Kruse (Halliburton Argentina S.A.)

1. Abstracto.

Challacó es un yacimiento maduro, con empuje natural de agua y en recuperación secundaria, localizado a 30 km de Cutralcó, Neuquén. La producción del mismo se caracteriza por el alto corte de agua y gran caudal. Hasta el año 2003, en la terminación de los pozos perforados, se buscaba estimular los diferentes niveles productivos de forma económica y rápida. A tal efecto, se buscaba agrupar varias zonas productivas en una única estimulación hidráulica que se realizaba por casing, disminuyendo de esta manera los gastos inherentes a la potencia en la estimulación y a los tiempos del equipo en la terminación. Desafortunadamente la respuesta del pozo a estos tratamientos era aleatoria ya sea en términos de producción o en términos operativos. En muchos casos, los arenamientos durante la estimulación ocasionaban un incremento en los costos y una merma en la producción.

Planteado así el problema, a partir del 2004 se comenzó un proceso de terminación de pozo que condujo no sólo a optimizar la producción, sino también a erradicar los arenamientos prematuros. Para ello se comenzó a fracturar las capas por tubing, usando técnicas de análisis integradas que condujeron a la optimización de las fracturas, disminuyendo el volumen de fluido utilizado, generando fracturas más conductivas y de costo similar a que aquellas realizadas por casing pero con la diferencia de lograr una producción cinco veces superior a la obtenida anteriores campañas, además de tener una declinación casi inexistente durante los primeros 6 meses de producción. La capacidad de análisis que proporcionan los simuladores de fractura colaboró en la obtención de estas fracturas más conductivas y ha permitido asegurar la continuidad de explotación de estos yacimientos de manera económica y eficaz.

2. Introducción.

Este yacimiento maduro y marginal actualmente, tiene dos formaciones productivas: Tordillo y Challacó y pertenecen al grupo Cuyo.

Históricamente para minimizar el costo de las estimulaciones, los niveles productivos de este yacimiento se fracturaban por casing en forma convencional o bien con la técnica de entrada limitada, a fin de abarcar varios intervalos. Los resultados de producción fueron variados (generalmente caracterizados por una rápida declinación de la misma en corto tiempo) y en cuanto a la operación se produjeron varios arenamientos.

El análisis integral de la propuesta técnica económica planteado para las estimulaciones condujo a cambiar la modalidad de fracturar las capas productivas. Se propuso fracturar por tubing y con minifrac previo. Con los datos obtenidos del minifrac se calibra el simulador de fractura y, con los datos de producción se calibran el programa de análisis de perfiles y el programa de evaluación técnica económica que se utilizan en este análisis integrado. Este análisis permite elegir el tratamiento de fractura (volumen, cantidad de agente de sostén) en función de los indicadores económicos utilizados en la Industria y, de esa manera lograr diseñar fracturas muy conductivas que generan altas producciones y con muy baja declinación de las mismas.

3. Formaciones Tordillo y Challacó.

La profundidad promedio de los pozos es 1100 mts y en cada pozo se han identificado dos formaciones productivas: Challacó y Tordillo.

Formación Challacó: Cuenta con 8 niveles de interés, compuestos por areniscas y conglomerados con intercalaciones de arcillitas y limolitas. Los cuerpos arenosos tienen de 10 a 15 m de espesor separados por niveles arcillosos de 5 a 20 m de espesor. Estos niveles arcillosos corresponden a depósitos de mantos de inundación y, debido a su distribución areal, permitieron efectuar una correlación geológica más ajustada. La porosidad promedio varía de 16 a 20% y la permeabilidad absoluta de 50 a 400 mD.

Formación Tordillo: Se depositó en forma discordante sobre Challacó y en un ambiente de depositación fluvial. Su fase permeable está compuesta por areniscas y conglomerados cuazosos de espesores promedios de 10 m. mientras que su fase impermeable son limolitas arcillosas. La porosidad promedio es del 10% y la permeabilidad absoluta de 3 a 10 mD.

La presión estática del reservorio es de 1000 psi y una característica a destacar es la elevada viscosidad del petróleo en fondo (promedio: 20 cp) y su bajo punto de burbuja (promedio: 290 psi).

Estos reservorios siempre se han comportado como subsaturados cuyo mecanismo de drenaje es el empuje hidráulico. El mecanismo de producción es por expansión monofásica con restitución depresión por acción de un acuífero activo en la mayor parte del yacimiento. A pesar de esto, se puede identificar dos modelos bien diferenciados de evolución de producción:

- a) la acción del acuífero es claramente manifiesta, con producción bruta constante y con el porcentaje de agua que aumenta rápidamente para luego continuar produciendo con valores generalmente mayores al 80% durante un largo período de tiempo.
- b) modelo donde no se manifiesta el empuje de agua, debido a la baja permeabilidad, mostrando un producción bruta que declina y con un porcentaje de agua que aumenta sin superar el 70%.

4. Historia de Estimulación en el Yacimiento.

En este yacimiento usualmente se ha preferido realizar las estimulaciones hidráulicas bombeando el gel de fractura por casing. Cuando se ha necesitado estimular diferentes zonas de diferentes gradientes de fractura y separadas por espesores no muy grandes de arcilla, se ha recurrido a la técnica de entrada limitada. En general el número de bolsas de agente de sostén utilizadas en cada fractura variaba entre 120 a 250 y el caudal promedio de 20 bpm.

Las escasas experiencias de fracturas por tubing han tenido en algunos casos, el inconveniente de la formación de un tapón de arena en la sarta, con la consiguiente pérdida de tiempo operativo y en consecuencia, mayores gastos.

Estas malas experiencias de fractura por tubing inclinó la preferencia de terminar los pozos sin sarta de tratamiento. Por otro lado, hasta ese momento, la Operadora consideraba aceptable el nivel de producción obtenido mediante la estimulación hidráulica por casing.

A partir del año 2004 y con el análisis integrado de la propuesta técnica económica, se comenzó a fracturar por tubing, reduciendo de esta manera el grado de incertidumbre asociado a las estimulaciones por casing en la faz operativa y obteniendo mejores resultados desde el punto de vista de la producción.

5. Análisis Integrado de la Propuesta Técnica Económica.

Para llegar a una propuesta técnica-económica aceptable se recurrió a técnicas de análisis integradas. Estas técnicas abarcan:

- a. Análisis de perfiles.
- b. Evaluación Técnica económica.
- c. Diseño de la fractura.
- d. Retroalimentación del ciclo.

Esta técnica de análisis integrado se simplifica con el empleo de programas específicos de computación que se utilizan en cada una de las diferentes etapas y, que están convenientemente vinculados unos con otros.

El objetivo de esta técnica consiste en lograr la mayor rentabilidad de la inversión que se realiza en un pozo productor.

5.a. Análisis de perfiles

Un programa de análisis de perfiles (PAP) permite procesar los datos obtenidos del registro del pozo abierto y calcular aquellas variables que influyen en la geometría de la fractura, como por ejemplo la permeabilidad y las propiedades mecánicas de la roca. Además, se pueden procesar otras variables que intervienen en el cálculo de reservas (porosidad, porosidad efectiva), pronosticar la producción (saturación de los diferentes fluidos) y zonificar el pozo para identificar las zonas de interés, en función de criterios tales como saturación al agua, mínima porosidad y permeabilidad, etc.

5.b. Evaluación Técnica Económica de la Propuesta.

Los datos procesados en el PAP se migran al Programa de Evaluación Técnica Económica (PETE) donde quedan identificadas las zonas de pago del pozo. Una vez seleccionadas las zonas a estimular, se definen los diferentes escenarios de estimulación de cada zona, teniendo en cuenta:

- La sarta de tratamiento:
- Tipo de tratamiento: fractura hidráulica, fractura ácida, acidificación y control de arena.

Para el caso de fractura hidráulica, la definición del escenario continúa con:

- Intervalo de iniciación: para el caso en que se estimulen al mismo tiempo dos intervalos.
- Caudal y volumen máximo de tratamiento.
- Fluido de fractura (costo por galón, costo fijo, gravedad específica, reología, fricción, coeficiente de revoque, etc)
- Agente de sostén (costo por unidad, costo fijo, concentración final, gravedad específica, presión de confinamiento, conductividad)
- Potencia hidráulica (costo según rango de presiones)

Las variables que definen los escenarios están asociadas al costo del tratamiento. Además, existen variables que el programa utiliza para realizar el pronóstico de producción como son:

- Propiedades de los fluidos de reservorio (gravedad específica, punto de burbuja, factor volumétrico, viscosidad)
- Presión de fluencia en fondo
- Área de drenaje

Otros datos que son ingresados al programa para el cálculo de los indicadores económicos son: costos fijos de construcción del pozo, costo mensual operacional, costo del tratamiento del agua producida, etc.

El programa de evaluación técnica económica vincula sus datos al simulador de fractura y ambos trabajan en forma conjunta, generando diez tratamientos diferentes para cada una de las zonas y escenarios seleccionados. En una tabla de resumen muestra las características de cada fractura simulada y sus correspondientes indicadores económicos: Valor Presente Neto, Tasa Interna de Retorno y Retorno de la Inversión (NPV, IRR, ROI son las siglas respectiva en inglés). El tratamiento de mayor NPV es el más rentable económicamente aunque no necesariamente deba ser elegido.

5.c. Diseño de fractura

Elegido el tratamiento en función de sus indicadores técnicos y económicos, el próximo paso es encontrar el esquema de bombeo que, respetando el caudal y volumen de tratamiento, logre la longitud empaquetada de fractura y la concentración areal del tratamiento seleccionado. Para seleccionar dicho esquema de bombeo se corre el simulador con esquema de bombeo simplificado, que solamente tiene en cuenta el volumen sucio y el caudal de bombeo (etapa única) para determinar la eficiencia de fluido. Con el valor de eficiencia hallado se modela el esquema de bombeo para la cantidad de agente de sostén que corresponde al tratamiento seleccionado y se verifica que se obtenga las longitud empaquetada y concentración areal buscadas.

5.d. Retroalimentación del ciclo.

La retroalimentación del análisis integrado se completa con el análisis de la producción del pozo, la cual se compara con el pronóstico de producción realizado en la etapa de evaluación técnica económica. Si se observara diferencia entre lo que produce el pozo y lo que se había pronosticado, se pueden realizar el ajuste de algunas variables para lograr la concordancia entre ambos valores. Esa concordancia puede lograrse modificando la geometría de fractura resultante del “matching” de presiones netas o bien modificando otras variables tales como área de drenaje, viscosidad de fluido de reservorio, presión de fluencia en producción, etc.

Existen algunas variables que fueron encontradas en el minifrac y que no se pueden modificar como son la presión de cierre de la capa, tipo de pérdida de fluido (leakoff), eficiencia del fluido de minifrac y presión de reservorio. La concordancia de presiones netas no determina en forma absoluta la geometría de fractura y requiere de otras mediciones que ayuden a modelar la misma. Por ejemplo, para medir la altura se pueden realizar registros de temperatura antes y después de fracturar y/o utilizar trazadores radioactivos. Una aproximación más cercana para realizar la medición de fractura consiste en la utilización de tiltmeters y geofonos.

6. Nueva Propuesta: Fractura por tubing con minifrac previo y optimizada técnica y económicamente.

Las formaciones Tordillo y Challacó casi siempre habían sido estimuladas por casing. A partir del año 2004 una nueva Compañía de bombeo inició sus operaciones en el yacimiento y propuso un cambio en la metodología de estimulación: estimular por tubing, con minifrac previo, para contar con los datos que permita optimizar técnica y económicamente los tratamientos.

El cambio de metodología fue gradual: se comenzó fracturando por casing y con tratamientos similares a los usualmente utilizados y gradualmente fue modificándose la forma de fracturar hasta llegar a la implementación de la nueva metodología a partir del pozo NA 1061. Esta metodología consistía en:

- a. Fracturas por tubing
- b. Minifrac previo (para verificar y ajustar los datos de diseño, a fin de optimizar las fracturas)
- c. Mínimo caudal de fractura, para reducir potencia.
- d. Reducción del porcentaje del colchón.
- e. Incremento del número de bolsas por metro punzado.
- f. Búsqueda del Tip Screenout (TSO) durante el bombeo de la última concentración de agente de sostén.

El objetivo principal de los cambios propuestos era lograr fracturas más conductivas. Este tipo de fracturas se logran colocando la mayor parte del agente de sostén bombeado en la zona de interés y para alcanzar este objetivo se requería de un bombeo de minifrac que permitiría ajustar los parámetros de diseño de la estimulación hidráulica.

Si bien la realización de un minifrac previo acrecentaba el costo inicial del tratamiento, el ajuste de los parámetros de diseño que se obtenían del mismo permitían bajar el caudal del tratamiento y por ende la potencia del mismo, con lo que se notó que prácticamente estas fracturas, las realizadas por tubing, tendrían un costo similar o ligeramente inferior a las que habitualmente se realizaban en el yacimiento hasta ese momento.

A continuación se discute cada uno de los ítems que tiene incidencia económica:

Potencia:

Para un mismo caudal de tratamiento, la potencia requerida para una fractura por casing resulta menor que una realizada por tubing, debido a la mayor fricción del fluido al utilizarse una sarta de menor diámetro. En la práctica, generalmente las fracturas por casing y sin minifrac previo se diseñan con un caudal mayor que el estrictamente necesario, para cubrirse de riesgo eventuales inherentes a la falta de control que se tiene cuando se bombea por casing. En cambio, en las fracturas por tubing y con minifrac previo, el menor volumen de desplazamiento brinda un tiempo de reacción adecuado para corregir el curso de la operación si ésta así lo requiriere.

Volumen de fluido:

En las fracturas por casing es aconsejable que el colchón del tratamiento sea como mínimo igual al volumen de desplazamiento, a los efectos de observar el comportamiento del gel de fractura al ingresar a formación. Esto, comparado con una fractura realizada por tubing, requeriría mayor volumen de fluido para el colchón del tratamiento. Si se conservara la cantidad de agente de sostén solicitado, porcentualmente el colchón se incrementaría y la geometría y conductividad de fractura obtenidas no serían las deseadas, a no ser que se incrementa el número de bolsas de agente de sostén, lo que incrementaría el costo del tratamiento. Por otro lado, en caso de realizarse minifrac, el volumen necesario para éste debería incrementarse, con lo cual se incrementaría el costo de los servicios por ser mayor el volumen de fluido bombeado.

Equipamiento:

Para una fractura pequeña por casing, como las que usualmente se realizan en este yacimiento, se necesitaría como mínimo dos tanques de fractura: uno para el fluido gelificado y otro para el agua tratada utilizada para el desplazamiento. Además, toda fractura por casing tiene el costo adicional del uso del treesaver, necesario para proteger la instalación de superficie. Para una fractura por casing, se tendría entonces el incremento de su costo del uso y transporte del tanque adicional requerido, el costo correspondiente a mayor volumen bombeado y, fuera del ticket de fractura se tiene un incremento del tiempo necesario para el transporte y descarga de fluidos en dichos tanques.

Control de la fractura durante el bombeo:

Mayor volumen de desplazamiento dificulta la toma de decisión en tiempo real cuando se fractura por casing. Los pozos de Challacó se entuban con casing de 5 ½” cuya capacidad es cuatro veces superior a la capacidad del tubing de diámetro de 2 7/8”, es por ello que para un mismo caudal, el volumen de desplazamiento y por consiguiente el tiempo de desplazamiento es cuatro veces superior cuando se fractura por casing que cuando se hace por tubing. El menor volumen de desplazamiento que se tendría en el caso de fracturar por tubing permite modificar el régimen de fractura apenas se detecte algún comportamiento anómalo de la presión cuando el gel reticulado y/o las diferentes concentraciones de agente de sostén van ingresando a formación. Si se quisiera lograr el mismo control cuando se bombea la fractura por casing, habría que incrementar el colchón, con lo que se desmejoraría los parámetros de concentración areal y conductividad si se mantiene la misma cantidad de agente de sostén. Para que esto no ocurra, no sólo hay que aumentar el colchón del tratamiento, sino que también hay que incrementar el número de bolsas de agente de sostén en la misma proporción, con el consiguiente incremento del costo de la fractura.

7. Ejemplo de análisis integrado para pozo de Challacó.

A partir del pozo NA1061 se comenzó a aplicar la técnica de análisis integrado de la propuesta técnico económica (AIPTE) y como resultado de la misma se notó la reducción de costo del tratamiento (menor volumen de fluido para transportar la misma cantidad de agente de sostén) y aumento de la producción promedio por pozo.

7.a. Pozo Na1061

Este pozo se entubó con casing de 5 ½” y se estimuló dos zonas de interés en Tordillo:

Zona 1: 1230.5/35 mbbp

Zona 2: 1208/10.5 – 1212/15 – 1216.5/18 mbbp

7.b. Análisis de Perfiles y Evaluación Técnica Económica.

El perfil de registro de pozo fue procesado por el PAP y se definieron un total de 16 zonas, solamente dos de ellas serían estimuladas: zona 2 (Fractura 1) y zona 6 (Fractura 2). El programa de evaluación técnica económica importa las variables que necesita del perfil procesado y muestra en una tabla las propiedades promedios (Fig. 1). Luego se definió el escenario de estimulación (Fig. 2) y además se ingresó al programa todos los datos económicos que éste necesitaba para obtener los indicadores económicos que permitían seleccionar el volumen de tratamiento. El simulador de fractura (SF) toma del programa de evaluación técnica económica (PETE) los datos que necesita para simular 10 tratamientos diferentes (volumen de tratamiento y cantidad de agente de sostén) para cada zona y escenario definidos y, presenta en una tabla (Figuras 3 y 4, zonas 1 y 2 respectivamente) los parámetros característicos de cada fractura (longitud empaquetada, concentración areal, etc) y sus correspondientes indicadores económicos (NPV, IRR, ROI).

7.c. Diseño

El tratamiento en cada zona se seleccionó en función de los indicadores económicos y luego se verificó en el simulador de fractura el esquema de bombeo que permitía alcanzar la geometría de fractura requerida. En las tablas de las figuras 3 y 4, el tratamiento seleccionado está indicado con un asterisco y no necesariamente fue el mayor NPV, sino aquel cuyo NPV superaba el 95% del mayor NPV que muestra cada tabla. Las Figuras 5 y 6 muestran gráficamente la relación de los indicadores económicos con la longitud empaquetada de cada uno de los tratamientos que se indican en las tablas de las figuras 3 y 4.

La figura 7 muestra una tabla donde se resumen:

- a) Programa de evaluación técnica económica con los requerimientos de diseño que resultan de la corrida de dicho programa.
- b) Diseño de fractura con el esquema de bombeo programado para cada fractura.
- c) Resultados: muestra las características de las fracturas resultantes en la simulación previa y posterior al matching del tratamiento. El esquema de bombeo de la simulación previa al trabajo buscó aproximarse a las concentraciones areales y longitudes empaquetadas requeridas por el programa de evaluación técnica económica. Con el bombeo del minifrac, se determinaron la presión de cierre, tipo de pérdida de fluido, la presión de capa, eficiencia del fluido bombeado y nuevamente se rediseñó la fractura tratando de alcanzar y/o superar los objetivos del diseño.

7.d. Retroalimentación del ciclo.

La última etapa del proceso de análisis técnico económico consta de dos partes:

- a) calibración del simulador de fractura durante la etapa del minifrac y,
- b) calibración de los parámetros del programa de análisis de perfiles y del programa de evaluación técnico económica.

Calibración del simulador de fractura.

El minifrac bombeado se realizó con gel lineal y constó de dos partes: 1) desplazamiento del agua tratada del pozo a formación y registró de la declinatoria de presión para calcular la permeabilidad de la formación y la presión de cierre de formación, y 2) bombeo a régimen de fractura con estabilización de la presión de tratamiento, a partir de la cual se realizó la prueba de caudales decrecientes, determinándose en esta etapa las restricciones por tortuosidad o alta fricción en punzados y, lo que es más importante, la presión de cierre, eficiencia de fluido bombeado, presión de reservorio y gradiente de fractura.

Con los datos encontrados se calibró el simulador de fractura y se verificó si era necesario realizar o no cambios al programa de bombeo.

Tanto la permeabilidad como el esfuerzo de cierre resultaron ser mayores a los calculados en la etapa de procesamiento del perfil. Los esfuerzos de cierre de ambas zona fueron incrementados un 7% (200 psi) y las permeabilidades fueron seis veces superiores a las calculadas. La permeabilidad de la zona 1 encontrada en el minifrac fue de 6 mD y de la zona 2, fue de 2 mD. Pese a tener mayores permeabilidades, la eficiencia del fluido bombeado (gel lineal) fue en ambos casos de 80%, razón por la cual no fue necesario realizar grandes cambios en los programas de fractura. Solamente se modificó el programa de la zona 1, donde el caudal fue 12.6 bpm en lugar de 12 bpm.

Calibración de los Programas de Análisis de Perfiles y de Evaluación Técnico Económica.

Estos programas se calibran con los datos obtenidos del minifrac y con los datos de producción. El esfuerzo mínimo horizontal calculado en el programa de análisis de perfiles debía coincidir con el esfuerzo de cierre encontrado en el minifrac, para ello fue necesario modificar algunos parámetros de dicho programa para lograr la concordancia de los mismos. También en el programa de análisis de perfiles fue necesario revisar el cálculo de las saturaciones de cada fluido y verificar en el simulador de producción y/o programa de evaluación técnico económica si con las modificaciones realizadas se lograba la concordancia entre la producción real y la pronosticada.

Este ciclo de revisión es iterativo y la calibración de los programas utilizados ayuda a comprender mejor el yacimiento y programar estimulaciones técnica y económicamente más efectivas.

8. Campaña de fractura año 2004.

La campaña del año 2004 incluyó la terminación de 10 pozos con 14 etapas de fracturas en total. La tabla de la fig. 17 se muestran los pozos y las estimulaciones realizadas en la campaña del año 2004, como así también los de la Campaña del 2003. A partir del pozo NA1061 se comenzó a aplicar la técnica de análisis integrado de la propuesta técnico económica (AIPTE) y como resultado de la misma se notó una reducción notable del colchón del tratamiento.

A partir de los datos primarios de la tabla de la fig. 17, se encontraron las relaciones entre diversos parámetros y se muestran la tabla de la fig.18. Previo a la descripción de cada una de las relaciones encontradas, se definirán algunos términos:

Espeor Punzado (m pzdo): espeor medido desde el tope del punzado superior a la base del punzado inferior, cuando se tiene una estimulación que abarca más de dos intervalos punzados.

Caudal Unitario de bombeo (bpm/m pzdo): Se define como el caudal de fractura dividido la longitud del intervalo punzado.

Producción bruta unitaria ($\text{m}^3/\text{d}/\text{m pzdo}$): relación entre la producción bruta y el espeor punzado.

a. Volumen del colchón de tratamiento.

El colchón se redujo notablemente pasando de un valor máximo de 50% a un mínimo de 15.45%. En los trabajos iniciales se tiene un promedio de 50% y hacia el final de la campaña de 19% (Fig. 8)

b. Relación: Galones de colchón vs. Bolsa de arena

Se redujo el volumen de fluido limpio necesario para bombear cada bolsa de arena, pasando de 35 gals/bolsa a tan solo 5 gals/bolsa (Fig. 9)

c. Relación: Bolsas de Arena vs. Mts punzados (espeor punzado)

La Fig. 10 muestra una tendencia alcista en esta relación, lo cual estuvo en concordancia con los principios de diseño buscados: mayor concentración areal y mayor conductividad en la fractura. Si bien hacia el final de la campaña se nota una baja en dicha tendencia, esto se debió más a cuestiones presupuestarias que a cambio de las premisas de diseño.

d. Relación: Caudal Unitario de bombeo

La fig. 11 muestra que caudal unitario de bombeo tiende a disminuir. Esta tendencia muestra que los requerimientos de potencia para fracturar un determinado espeor productivo, van disminuyendo con el correr de la campaña. El minifrac previo y su análisis contribuyen notablemente al ajuste de caudal.

e. Producción bruta Unitaria

En la Fig. 12, la producción bruta unitaria muestra un notable incremento hacia el final de la campaña. Por ejemplo, en los cuatros primeros pozos se tiene un promedio de $0.8 (\text{m}^3/\text{d}/\text{m pzdo})$ y el promedio de los últimos seis pozos se incrementó a $5 (\text{m}^3/\text{d}/\text{m pzdo})$, siendo esta un 625%.

f. Costo Unitario de bombeo por cada bolsa de agente de sostén.

Este valor se obtiene de dividir el costo total de la fractura por el número de bolsas bombeadas. En el primer pozo de la campaña, en el que se mantuvieron los parámetros de diseño que se aplicaban al

yacimiento, dicho costo fue de U\$D 286, mientras que para la última fractura fue de U\$D 68, lográndose una reducción del 76%. La fig. 13 muestra gráficamente esta tendencia.

g. Relación: Costo de Tratamiento vs Producción bruta (USD/m³ QB)

¿Cuál es la incidencia del costo de una fractura para producir un m³/d de fluido de un pozo? La Fig. 14 muestra la respuesta. El costo de la fractura dividido la producción bruta da por resultado la incidencia del costo de producción de un metro cúbico día debido a la fractura. La optimización técnica económica redujo notablemente el costo de producción pasando de U\$S 2577 (promedio de los cuatro primeros pozos de la campaña) a USD 764, siendo la reducción de un 70%

h. Relación: Volumen unitario de colchón vs. Producción Bruta

Se define como volumen unitario de colchón (VUC) al volumen de fluido limpio para bombear cada bolsa de agente de sostén. A medida que el volumen unitario de colchón decrece, se incrementa la producción bruta, según se observa en la figura 15. Para los primeros cinco pozos de la campaña el volumen unitario de colchón promedio fue de 23.4 gals/bolsa, reduciéndose a 6 gals/bolsa para los últimos cinco pozos. Esto representa una reducción de un 75%. La producción se incrementó en un 225%.

i. Relación: Bolsas de arena por metro vs. Producción Bruta

La fig. 16 muestra que el incremento en el número de bolsas por metro punzado fue acompañado con un incremento de la producción bruta. Comparando nuevamente la primera mitad de la campaña con la segunda, se ha tenido un incremento del 80% en las bolsas por metro de punzado y los datos de producción mostraron un incremento del 250%.

9. Diseños: Campaña 2003 vs. Campaña 2004

En el año 2003 se realizaron las terminaciones de los pozos NA 1048, NA 1055, NA 1056, en los cuales las estimulaciones hidráulicas se bombearon por casing. Las tablas de las figuras 17 y 18 resumen las campañas de los años 2003 y 2004, mostrando los volúmenes, cantidad de agente de sostén y caudal de cada operación de fractura y las relaciones existentes entre dichas variables entre sí y con los datos de producción.

La tabla de la fig. 19 muestra en forma resumida las relaciones promedios que caracterizaron a las fracturas por casing de ambas campañas y las de las fracturas por tubing de la campaña 2004.

Desde la campaña de fractura por casing del año 2003 se pasó a la campaña de fractura por tubing del 2004. Entre ellas hubo una etapa de transición que abarcó fracturas por casing y por tubing donde se comenzó a modificar gradualmente el criterio de diseño, hasta aplicar por completo el análisis integrado para elaborar la propuesta técnica económica.

Parte de esa evolución se refleja en el porcentaje de colchón utilizado en los diseños. En el 2003 las fracturas por casing utilizaban un colchón del 50%, luego las primeras fracturas del 2004 redujeron el colchón al 42% y hacia el final de la campaña se tenía un promedio de 20%. La variación del volumen del colchón, junto con el incremento del número de bolsas de agente de sostén por metro punzado lograron reducir el costo de los tratamientos (menor volumen de tratamiento) y la producción se incrementó en un 500%.

La relación Q_{be}/Q_{bp} (Producción durante el ensayo/ Producción al mes de fracturar) es un indicador de la tasa de declinación de la producción referida a la producción inicial. Cuanto más alto sea el valor de esta relación, menor será la declinación de la producción. El valor de este

indicador fue del 66% en los pozos de la campaña 2004 en los cuales se aplicó el análisis integral de la propuesta técnico económica (Tabla de la Fig. 20). Los gráficos de la figuras 22 y 23 muestran las curvas de producción típica de un pozo de la Campaña 2003 y otro de la Campaña 2004.

10. Conclusiones

El análisis integrado para la elaboración de propuestas técnica y económica hizo económicamente viable la continuación del desarrollo de estos yacimientos marginales y maduros.

La aplicación de este análisis integrado no significó un incremento importante en el costo de la operación (solamente un 12,5%) si se tiene en cuenta que la producción promedio de los pozos se ha incrementado un 500%.

El proceso iterativo que es propio de ésta técnica de análisis integral facilitó el conocimiento del yacimiento. Con la información obtenida del minifrac y de los datos de producción, se calibraron los diferentes simuladores empleados en este proceso y se increm

Nomenclatura

AIPTE	: Análisis Integrado de la Propuesta Técnica Económica
Bls	: Bolsas (referida a bolsas de agente de sostén)
bpd	: Barriles por día
Conc.	: En
Conc 1	: Concentración inicial de agente de sostén en una etapa de bombeo de tratamiento
Conc 2	: Concentración final de agente de sostén en una etapa de bombeo de tratamiento
IRR	: Internal Rate Return (Tasa Interna de Retorno)
K_o (md)	: Permeabilidad relativa al petróleo
K_w (md)	: Permeabilidad relativa al agua
m^3/d	: Metro cúbico por día
NPV	: Net Present Value (Valor Presente Neto)
ϵ (%)	: Porosidad Efectiva
PAP	: Programa de Análisis de Perfiles
PETE	: Programa de Evaluación Técnica Económica
Pz ó pzdo	: Punzado
Q (bpm)	: Caudal de tratamiento
Q_b (m^3/d)	: Producción Bruta en metros cúbico día
Q_b (bpd)	: Producción Bruta en barriles por día
Q_{bu} ($m^3/d/m$)	: Producción Bruta Unitaria
Q/m (bpm/m)	: Caudal unitario de bombeo
Q_{be} (m^3/d)	: Producción durante ensayo por pistoneo
Q_{bp} (m^3/d)	: Producción bruta al mes de fracturar
Q_{oe} (bpd)	: Producción de Petróleo durante ensayo de pistoneo
Q_{oe} (bpd)	: Producción de Petróleo al mes de fracturar.
Q_o (bpd)	: Producción de Petróleo
Q_o (m^3/d)	: Producción de Petróleo
Q_w (bpd)	: Producción de Agua
ROI	: Internal on Investment (Retorno de Inversión)
S_w (%)	: Saturación al agua
TSO	: Tip ScreenOut
V.Conc	: En Tabla 17, Volumen de fluido limpio para transporte de arena.

10. Bibliografía

1. Manejo Integral de Yacimientos Maduros. Yacimiento el Povernir: Una Experiencia sobre el Trabajo en Equipo. Norah Scianca y Daniel Jiménez. Pluspetrol E. & P. S.A.
2. SPE 77904, Calibrating Fracture Models with Direct Diagnostic: A Necessary but Humbling Experience. Lyle V. Lehman, Halliburton, Leen Weijers, Michael Mayerhofer, Chris Wrigth, Kevin Fisher, Eric Davis, Pinnacle Technologies, and Dwight Fulton, Halliburton.
3. SPE 37433, Production Data Analysis Aids Fracture Treatment Design/Cherokee Group in Western Oklahoma. Robert F. Shelley, SPE, Halliburton and Alan Stacy, SPE, Enron Oil & Gas Company.
4. StiMRILTM Provides Better Reservoir Understanding and Well Treatment. Mohamed Soliman, Ron Hyden, Halliburton Energy Services, Inc., and Sheldon Gorel, Landmark Graphics.
5. SPE 77442, A Practical Guide to Hydraulic Fracture Diagnostic Technologies. R.D. Barree, SPE, Barree and Associates, M.K. Fisher, SPE, Pinnacle Technologies, R.A. Woodroof, SPE, ProTechnics a Core Laboratories Company.
6. SPE 92095, Methodology to Implement the Optimum Fracture Design in an Oil-Bearing Reservoir, N.A. Stegent, F. Sorenson, and S.C. Brake, Halliburton,; C.J. Fontana, Tecpetrol

Average Log Properties													
Job Number	Zone Number	Zone Name	Top MD ft	Bottom MD ft	Pay Length ft	Initial Skin	ϕ_e %	$\phi_e H$ ft	S_w %	K_o md	$K_o H$ md*ft	K_w md	$K_w H$ md*ft
0	16	16	3608	3609	1.3	0.0	8.31	0.11	19.11	7.92	10.40	0.0159	0.02
0	14	14	3609	3636	26.9	0.0	12.07	3.25	96.95	0.380	10.22	38.4	1032.95
0	13	13	3636	3639	1.0	0.0	4.36	0.04	7.25	1.45	1.42	0.0000	0.00
0	12	12	3640	3720	80.7	0.0	13.93	11.24	89.52	1.27	102.52	50.3	4058.37
0	11	11	3720	3725	2.0	0.0	5.62	0.11	7.38	3.35	6.60	0.0000	0.00
0	10	10	3725	3756	26.2	0.0	10.74	2.82	93.92	0.0869	2.28	34.7	911.47
0	9	9	3756	3909	15.1	0.0	7.13	1.08	10.04	7.69	115.99	0.0003	0.00
0	8	8	3909	3929	8.5	0.0	4.80	0.41	79.96	0.0142	0.12	0.593	5.06
0	7	7	3929	3962	30.5	0.0	7.59	2.32	88.28	0.0054	0.17	3.54	107.95
2	6	Zona 2	3963	3995	15.4	0.0	5.42	0.84	26.31	1.90	29.30	0.200	3.08
0	5	5	3996	4018	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.0000	0.00	0.0000	0.00
0	4	4	4018	4023	4.9	0.0	7.95	0.39	86.03	0.0271	0.13	3.60	17.73
0	3	3	4024	4036	0.3	0.0	2.41	0.01	26.04	0.0171	0.01	0.0001	0.00
1	2	Zona 1	4036	4051	14.1	0.0	7.56	1.07	21.62	6.80	95.94	0.200	2.82
0	1	1	4051	4100	1.0	0.0	6.15	0.06	100.00	0.0000	0.00	2.74	2.70
Avg All Pay			3963	4051			6.44		24.07	4.24		0.200	
Avg Selected			3963	4051			6.44		24.07	4.24		0.200	
Sum All Pay			3963	4051	29.5			1.90			125.24		5.91
Sum Selected			3963	4051	29.5			1.90			125.24		5.91

Fig. 1 – Tabla de Propiedades promedios obtenidas del procesamiento del perfil.

Escenario de Estimulación	
Máximo Volumen de tratamiento	15,000 gals
Caudal de tratamiento	12 bpm para zona 1 (zona 2 en el PETE) 14 bpm para zona 2 (zona 6 en el PETE)
Sarta de tratamiento	Tubing 2 7/8"
Fluido	Gel reticulado base agua, concentración 25 Lb/Mgal
Agente de sostén	Arena Común 12/20
Máxima Concentración	5 lb/gal

Fig. 2 - Escenario de estimulación propuesto.

Summary – Job 1 (Zone Number 2)													
Scen.	Treat Volume gal	Proppant Amount lb	Propped Fracture Length ft	Average Proppant Conc lb/ft ²	Fracture Cond md*ft	Q_o bpd	Q_w bpd	Estimated Recovery		Well Life yr	NPV US Dollar	IRR %	Increment. ROI per length
1	15000	44224	181	0.80	4705	273	18.1	93940	29.5	14.8	3493081	8071	3.23
1	13500	39908	173	0.79	4672	268	17.7	93934	29.5	14.8	3484876	8133	3.48
1	12000	35819	164	0.79	4676	263	17.2	93914	29.5	14.8	3476370	8170	4.51
1	10500	31492	155	0.78	4618	257	16.8	93900	29.5	14.8	3464956	8172	5.56
1	9000	27089	145	0.76	4490	249	16.3	93880	29.5	14.8	3450647	8084	5.78
1*	7500	22673	135	0.75	4423	242	15.8	93851	29.5	14.8	3435944	8009	7.27
1	6000	17602	123	0.73	4266	232	15.1	93815	29.5	14.8	3415731	7836	9.48
1	4500	11788	110	0.68	3956	220	14.5	93766	29.5	14.8	3386749	7513	16.29
1	3000	7160	92	0.60	3462	201	13.5	93677	29.4	14.8	3343170	6891	33.04
1	1500	2532	62	0.46	2567	169	11.8	93408	29.4	14.8	3253893	5615	65.74
*Selected Treatment - Production Based On Propped Fracture Length													

Fig. 3– Tratamientos propuestos para la zona 1

Summary – Job 2 (Zone Number 6)

Scen.	Treat Volume gal	Proppant Amount lb	Propped Fracture Length ft	Average Proppant Conc lb/ft ²	Fracture Cond md*ft	Q _o bpd	Q _w bpd	Estimated Recovery		Well Life yr	NPV US Dollar	IRR %	Increm. ROI per length
1	15000	48724	145	1.02	6095	182	17.8	98777	42.2	14.8	3156074	6004	9.87
1	13500	43896	137	1.00	6026	176	17.4	98577	42.1	14.8	3129039	5957	10.79
1	12000	39153	130	0.99	5921	170	16.9	98420	42.1	14.8	3099904	5899	11.84
1	10500	34264	122	0.97	5822	163	16.5	98173	41.9	14.8	3067914	5807	14.10
1*	9000	29438	113	0.95	5692	155	16.0	97910	41.8	14.8	3029974	5660	16.33
1	7500	24484	104	0.92	5514	147	15.5	97589	41.7	14.8	2985316	5452	19.55
1	6000	19552	93	0.88	5243	137	14.9	97171	41.5	14.8	2932236	5162	19.21
1	4500	14416	84	0.80	4757	128	14.3	96709	41.3	14.8	2878082	4895	28.94
1	3000	9402	71	0.71	4140	115	13.5	95944	41.0	14.8	2798788	4411	46.16
1	1500	3998	50	0.55	3165	95	12.0	94264	40.3	14.8	2666587	3590	73.35

*Selected Treatment - Production Based On Propped Fracture Length

Fig. 4 – Tratamientos propuestos para la zona 2.

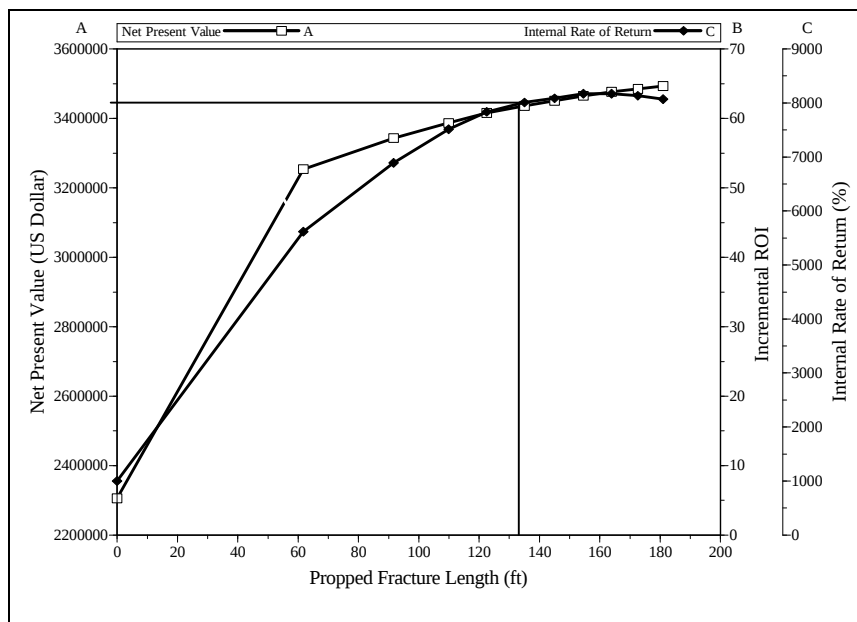


Fig. 5 – Indicadores económicos para las estimulaciones de la zona 1.

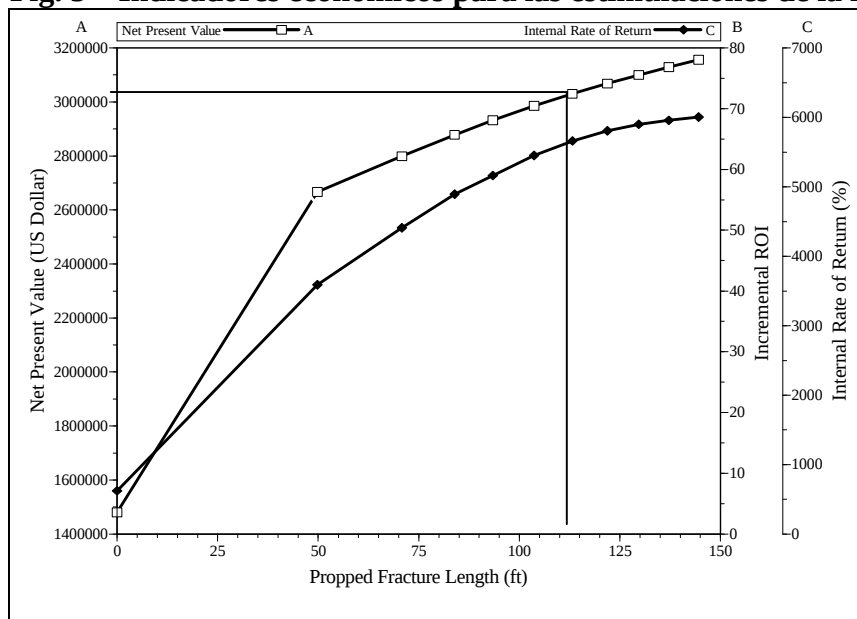


Figura 6 - Indicadores económicos para las estimulaciones de la zona 2.

PROGRAMA DE EVALUACION TECNICA ECONOMICA											
Zone 1 Requirements						Zone 2 Requirements					
Treat Volume	Propp Amount	Propped Fracture Length	Average Propppant Conc	Rate	Qb	Treat Volume	Propp Amount	Propped Fracture Length	Avgerage Propppant Conc	Treat Rate	Qb
gals	lbs	ft	lb/ft²	bpm	bpd	gals	lbs	ft	lb/ft²	bpm	bpd
7500	22673	135	0.75	12	258	9000	29438	113	0.95	14	171
FRACTURE TREATMENT DESIGN											
ZONE 1						ZONE 2					
Stage	Fluid	Clean Volume	Slurry volume	Conc 1	Conc 2	Stage	Fluid	Clean Volume	Slurry volume	Conc 1	Conc 2
		gals	gals	ppg	ppg			gals	gals	ppg	ppg
Pad	XL wbf	1500	1500			Pad	XL wbf	1700	1700		
Conc 1	XL wbf	1500	1636	1	3	Conc 1	XL wbf	1400	1559	1	4
Conc 2	XL wbf	2200	2600	3	5	Conc 2	XL wbf	2600	3131	4	5
Conc 3	XL wbf	2200	2700	5	5	Conc 3	XL wbf	2600	3190	5	5
Total Volume (gals)		7400	8436	Type of Proppant		Total Volume (Gals)		8300	9580	Type of Proppant	
Total Proppant (lbs)		22800		Sand 12/20		Total Proppant (lbs)		28200		Sand 12/20	
XL wbf: crosslinked water based fluid											
FRAC RESULTS											
ZONE 1						ZONE 2					
Frac Parameters		Units	Design	Real		Frac Parameters		Units	Design	Real	
Frac Length		ft	125.0	146.0		Frac Length		m	128.2	129.5	
Total frac Ht		ft	164.4	171.6		Total frac Ht		m	203.4	206.3	
Prop Length		ft	109.7	144.9		Prop Length		m	105.5	102.7	
Total Prop Ht		ft	145.3	155.2		Total Prop Ht		m	167.2	163.5	
Avg. width on Prop.		In.	0.085	0.069		Avg. width on Prop.		In.	0.083	0.076	
Prop. Conc.		lb/ft²	0.75	0.58		Prop. Conc.		lb/ft²	0.84	0.80	
Avg. Frac Conductivity		mD-ft	5031	4078		Avg. Frac Conductivity		mD-ft	4920	4512	

Fig. 7. Pozo NA 1061: Tablas con requerimientos del programa de evaluación técnico económica, diseño de fractura y resultados de las mismas.

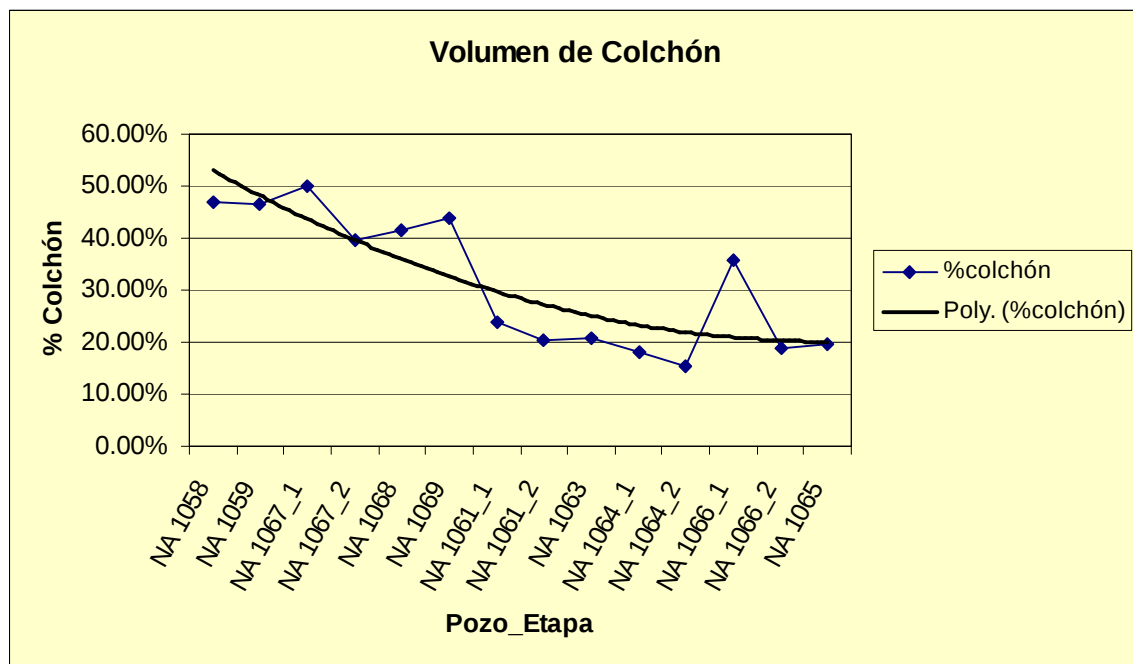


Fig. 8 – Volumen de colchón (%) utilizadazo en cada fractura

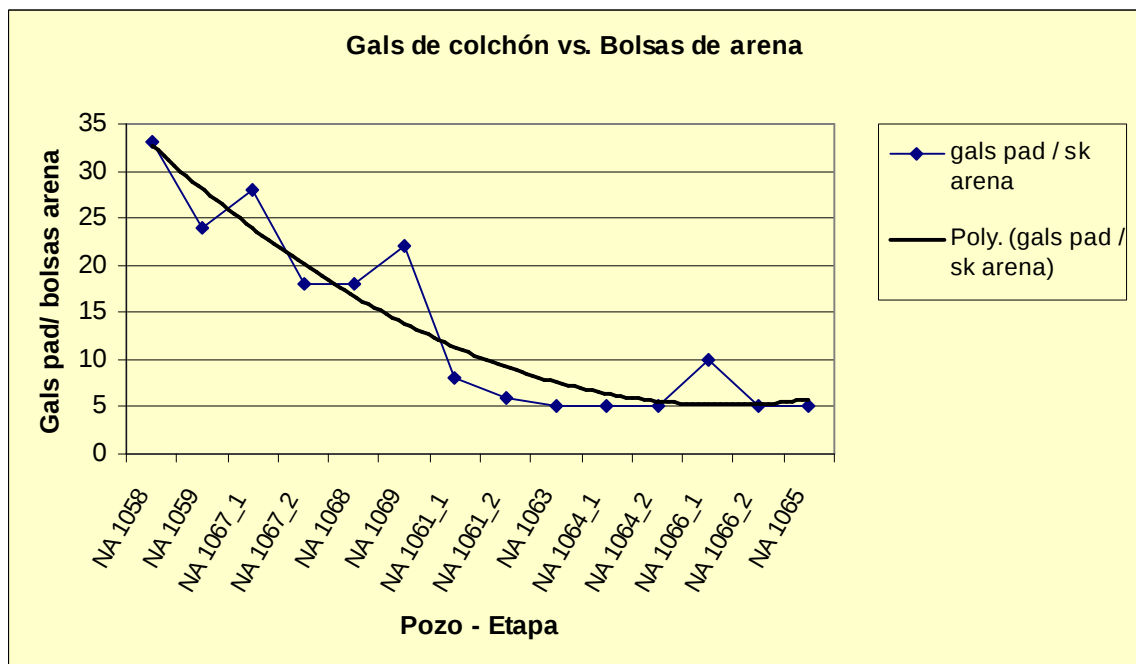


Fig. 9 – Relación: Gals. De Colchón vs. Bolsas de Arena

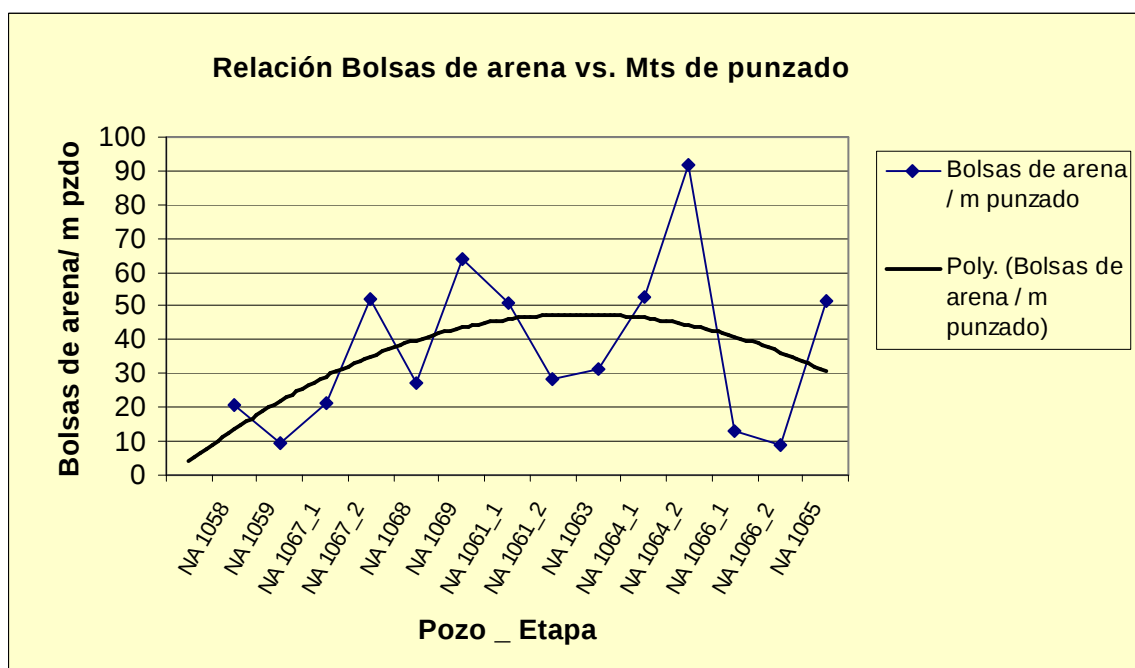


Fig. 10 – Relación Bolsas de arena vs. Mts. De punzado

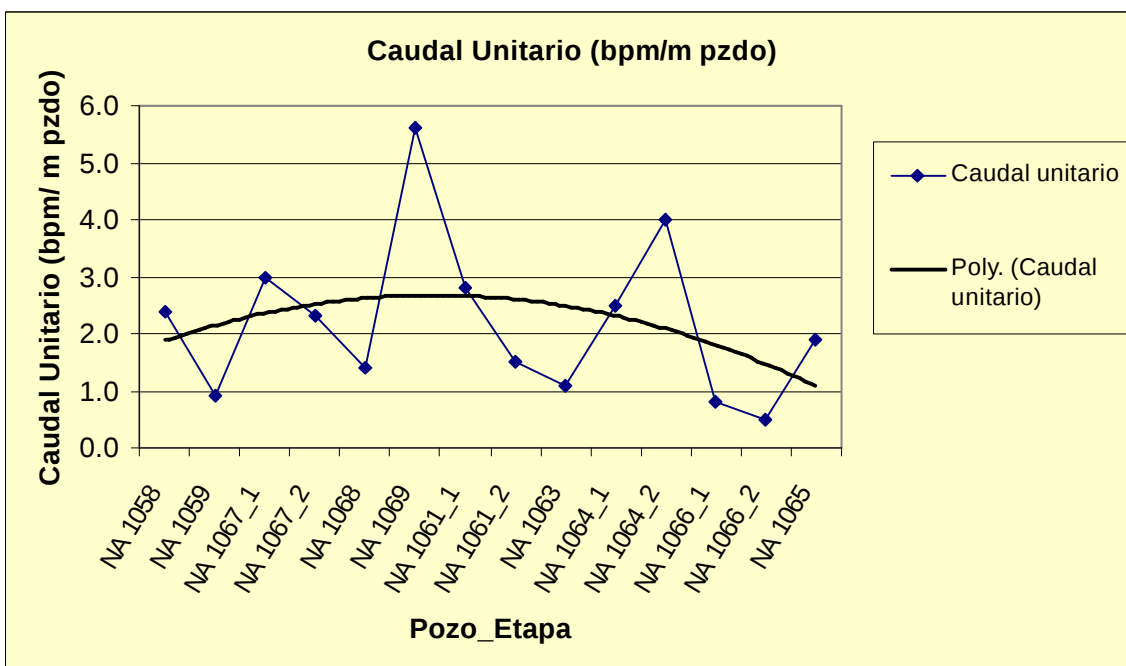


Fig. 11 – Caudal Unitario de bombeo.

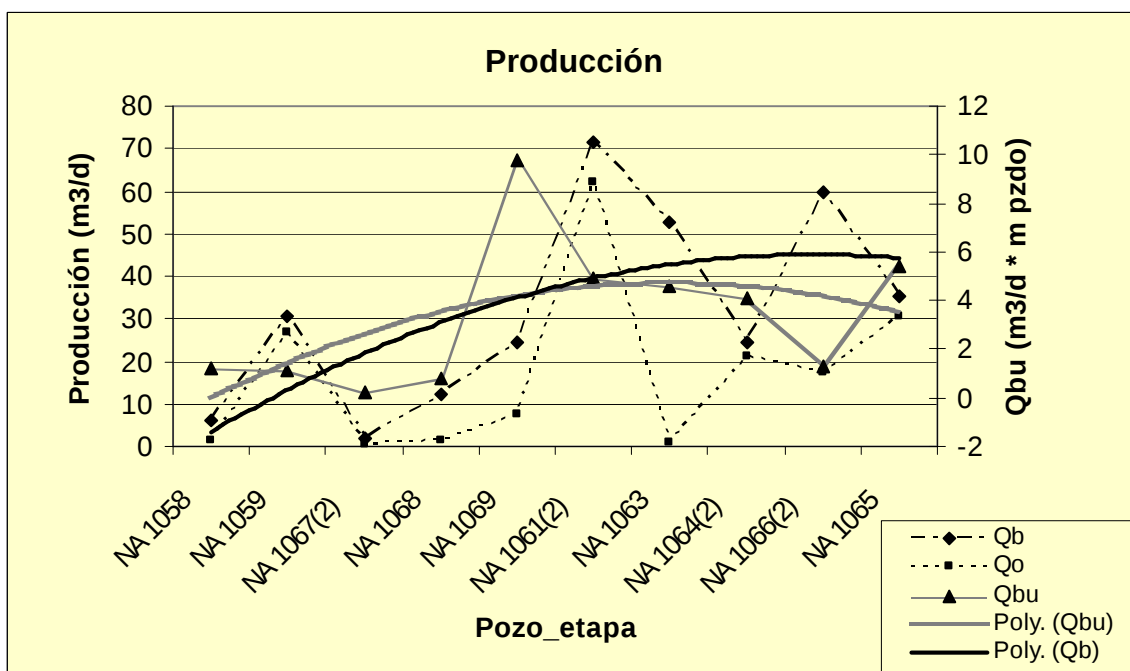


Fig. 12 – Producción Bruta Unitaria.

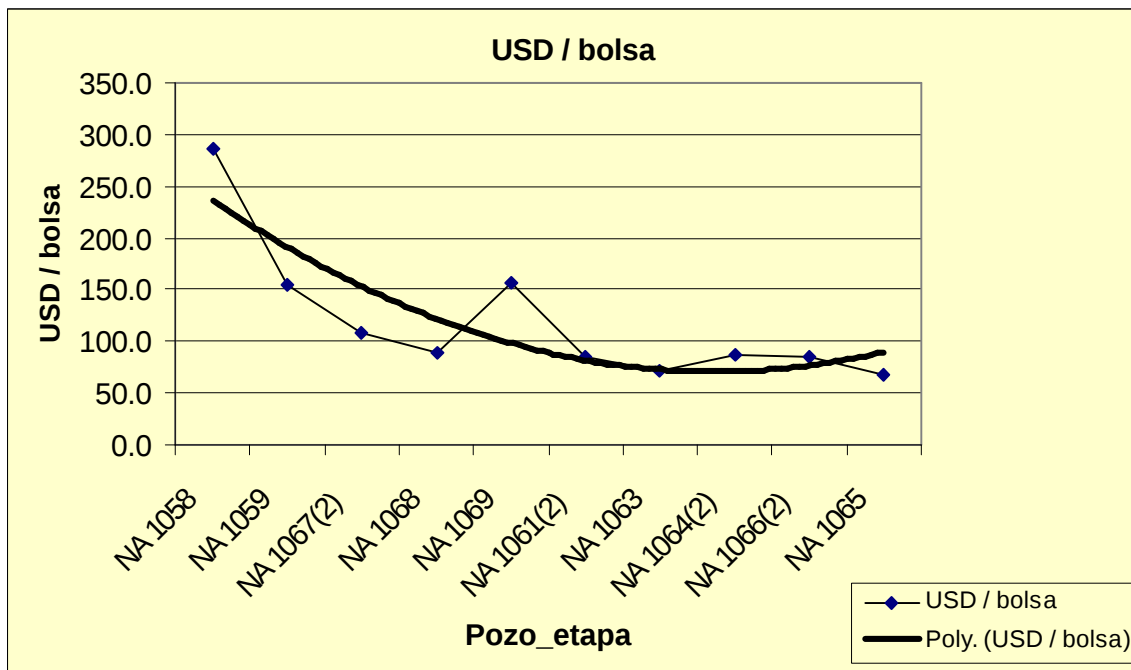


Fig. 13 – Costo Unitario de bombeo por cada bolsa de agente de sostén.

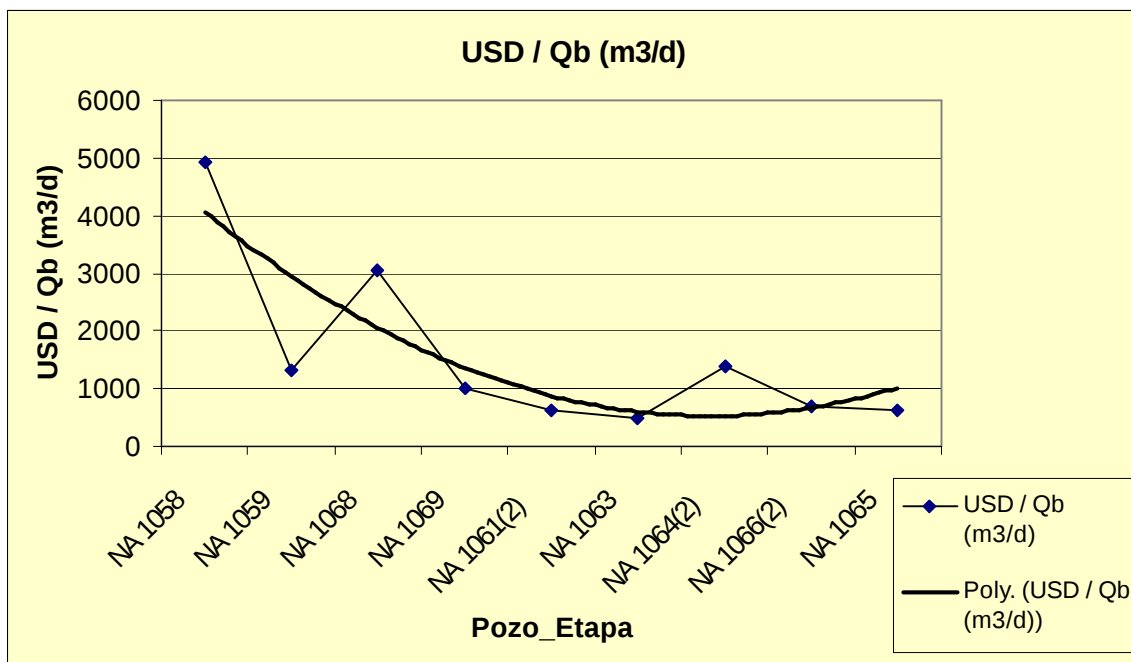


Fig. 14 – Costo de Tratamiento vs. Producción Bruta

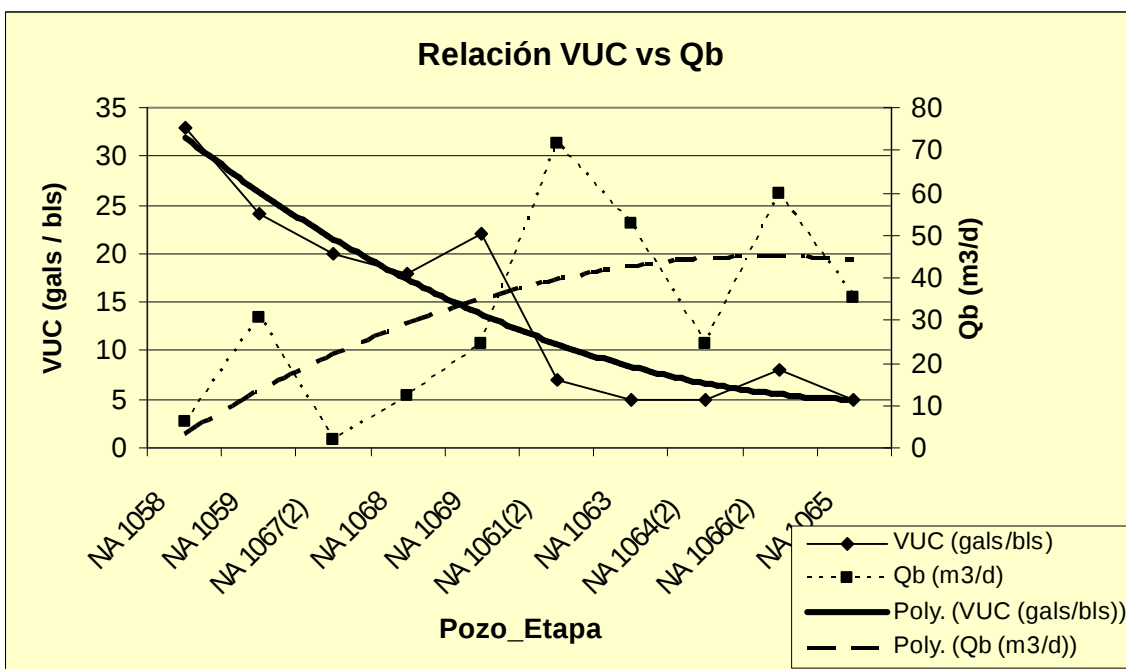


Fig. 15 – Relación Caudal Unitario de Colchón (VUC) vs. Producción Bruta

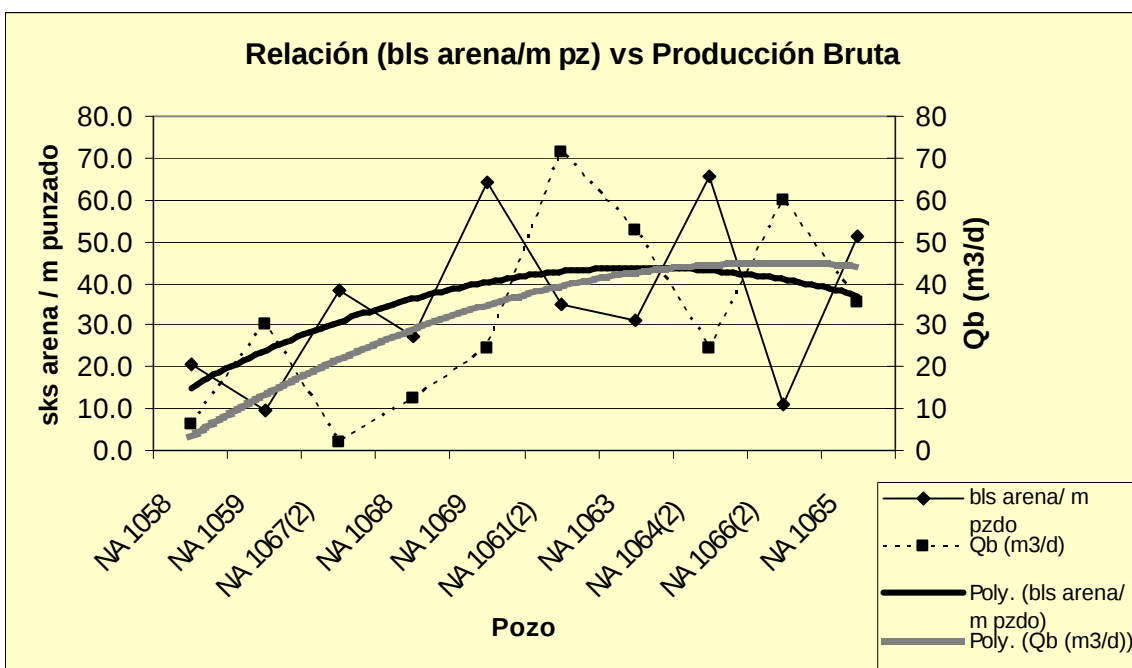


Fig. 16 – Relación Bolsas de arena por metro de punzado vs. Producción Bruta

Pozo	Punzado		Sarta	Espesor	Volúmenes de tratamiento			Colchón	Arena	Q	Q/m
	Tope	Base			Colchón	V.Conc	Total				
	m	m			gals	gals	gals				
2003											
Na 1048	999.0	1004.0	CSG	5.0	2200	2000	4200	52.4	60	12.0	2.4
NA 1055	1001.2	1029.2	CSG	28.0	5700	5800	11500	49.6	220	20.5	0.7
NA 1056	1025.0	1049.0	CSG	24.0	6600	7300	13900	47.5	235	19.5	0.8
2004											
NA 1059	1192.0	1219.0	CSG	27.0	6200	7110	13310	46.6	261	25.0	0.9
NA1067 2	1123.5	1129.5	CSG	6.0	5500	8365	13865	39.7	313	14.0	2.3
NA 1068	960.0	975.5	CSG	15.5	7500	10500	18000	41.7	423	22.0	1.4
2004											
NA 1058	981.0	986.0	TBG	5.0	3420	3850	7270	47.0	103	12.0	2.4
NA1067 1	1150.0	1155.0	TBG	5.0	3000	3000	6000	50.0	106	15.0	3.0
NA 1069	985.5	988.0	TBG	2.5	3500	4500	8000	43.8	160	14.0	5.6
NA1061 1	1230.5	1235.0	TBG	4.5	1855	5905	7760	23.9	228	12.6	2.8
NA1061 2	1208.0	1218.0	TBG	10.0	1700	6600	8300	20.5	282	14.6	1.5
NA 1063	1066.5	1078.0	TBG	11.5	1840	7010	8850	20.8	360	12.6	1.1
NA1064 1	1219.0	1223.0	TBG	4.0	1100	5050	6150	17.9	210	10.0	2.5
NA1064 2	1204.0	1206.0	TBG	2.0	850	4650	5500	15.4	184	7.9	4.0
NA1066 1	1029.0	1049.5	TBG	20.5	2800	5000	7800	35.9	270	16.0	0.8
NA1066 2	975.5	999.5	TBG	24.0	1100	4700	5800	19.0	210	12.5	0.5
NA1065	1244.0	1250.5	TBG	6.5	1500	6200	7700	19.5	333	12.1	1.9

Fig. 17 –Resumen de Campañas 2003 y 2004.

Pozo	Punzado		Relaciones				Ensayo		Producción		Qbe/Qep
	Tope	Base	bls/m pz	gal pad/ bls	gal Trat/ bls	gal Trat/ bls	Qbe	Qoe	Qbp	Qop	
	m	m		Gals/bls	Gals/bls	Gals/bls	m3/d	m3/d	m3/d	m3/d	
2003 – CSG											
Na 1048	999.0	1004.0	12.0	37	33	70	15.3	0.0	4.5	0.4	29.4
NA 1055 *	1001.2	1029.2	7.9	26	26	52	76.3	3.8	130.7	6.5	NA
NA 1056	1025.0	1049.0	9.8	28	31	59	62.4	0.0	9.8	1.3	15.4
			Valores Promedios								
			9.0	28	29	57	51.3	1.3	7.1	0.9	13.8
2004 - CSG											
NA 1059	1192.0	1219.0	9.7	24	27	51	60.0	36.0	30.4	26.9	50.7
NA1067_2	1123.5	1129.5	52.2	18	27	44	24.0	8.9	2.0	0.5	8.3
NA 1068	960.0	975.5	27.3	18	25	43	58.3	5.8	12.3	1.5	21.1
			Valores Promedios								
			20.6	19	26	45	47.4	16.9	14.9	9.6	27.0
2004 - TBG											
NA 1058	981.0	986.0	20.6	33	37	71	69.6	4.2	6.0	1.6	8.6
NA1067_1	1150.0	1155.0	21.2	28	28	57	24.0	8.9	2.0	0.5	8.3
NA 1069	985.5	988.0	64.0	22	28	50	55.0	11.0	24.5	7.4	44.5
NA1061_1	1230.5	1235.0	50.7	8	26	34	60.5	46.0	71.6	61.9	118.3
NA1061_2	1208.0	1218.0	28.2	6	23	29	60.5	46.0	71.6	61.9	118.3
NA 1063	1066.5	1078.0	31.3	5	19	25	52.8	1.1	52.8	1.1	100.0
NA1064_1	1219.0	1223.0	52.5	5	24	29	62.4	10.0	24.3	21.0	38.9
NA1064_2	1204.0	1206.0	92.0	5	25	30	62.4	10.0	24.3	21.0	38.9
NA1066_1	1029.0	1049.5	13.2	10	19	29	67.2	13.4	59.9	17.2	89.1
NA1066_2	975.5	999.5	8.8	5	22	28	67.2	13.4	59.9	17.2	89.1
NA1065	1244.0	1250.5	51.2	5	19	23	72.0	64.8	35.3	30.8	49.0
			Valores Promedios								
			25.6	9	23	32	59.4	20.8	39.3	22.0	66.2
* NA1055 es producido con bomba electrosumergible (BES) y no por bombeo mecánico como los demás pozos.No se considera el valor de producción para determinar la producción promedio.											

Fig. 18 – Campañas 2003 y 2004. Relaciones entre parámetros y datos de producción.

Relaciones	Campaña		
	2003 - CSG	2004 - CSG	2004 - TBG
Bolsas / m pzdo	9.0	20.6	25.6
Gals pad / bolsa	28.0	19.0	9.0
Gals conc / bolsa	29.0	26.0	23.0
Gals Trat / bolsa	57.0	45.0	32.0
QB promedio (Ensayo)	51.3	47.0	59.4
QB Unitario Promedio (m3/d/m)	0.50	1.00	3.03
QB promedio (Producción)	7.1	14.9	39.3
Qbe/Qbp (%)	13.8	27.0	66.2

Fig. 19 – Resumen de Parámetros de diseño y de Producción.

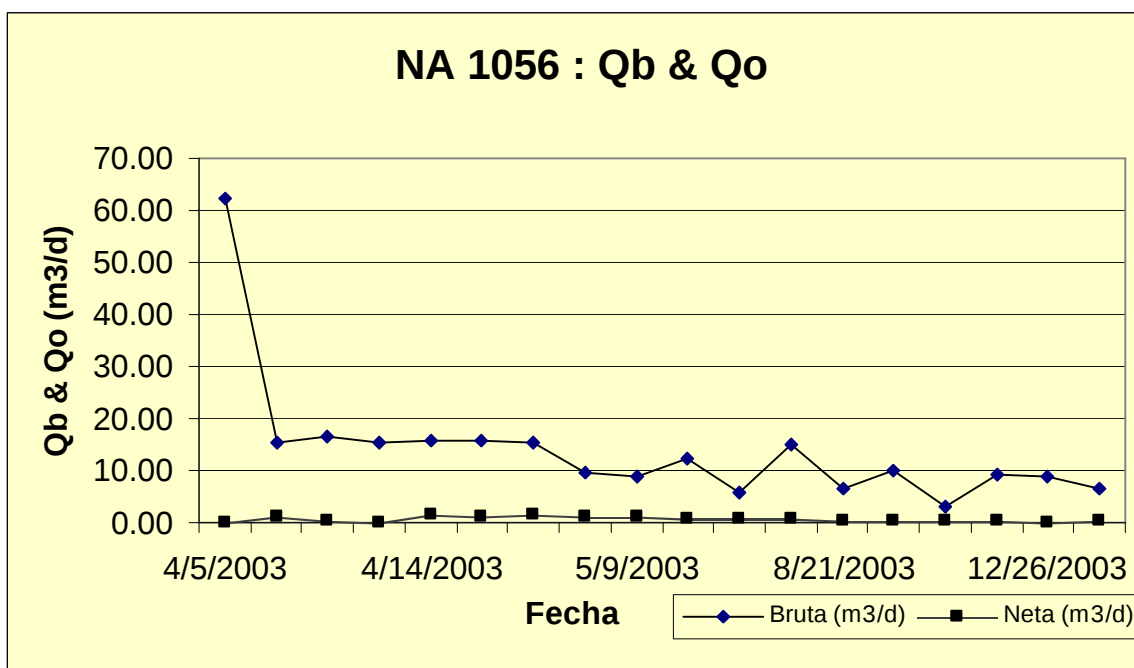


Fig. 20 – Campaña 2003: Curva de Producción Típica de un pozo. La producción rápidamente alcanza su valor de estabilización.

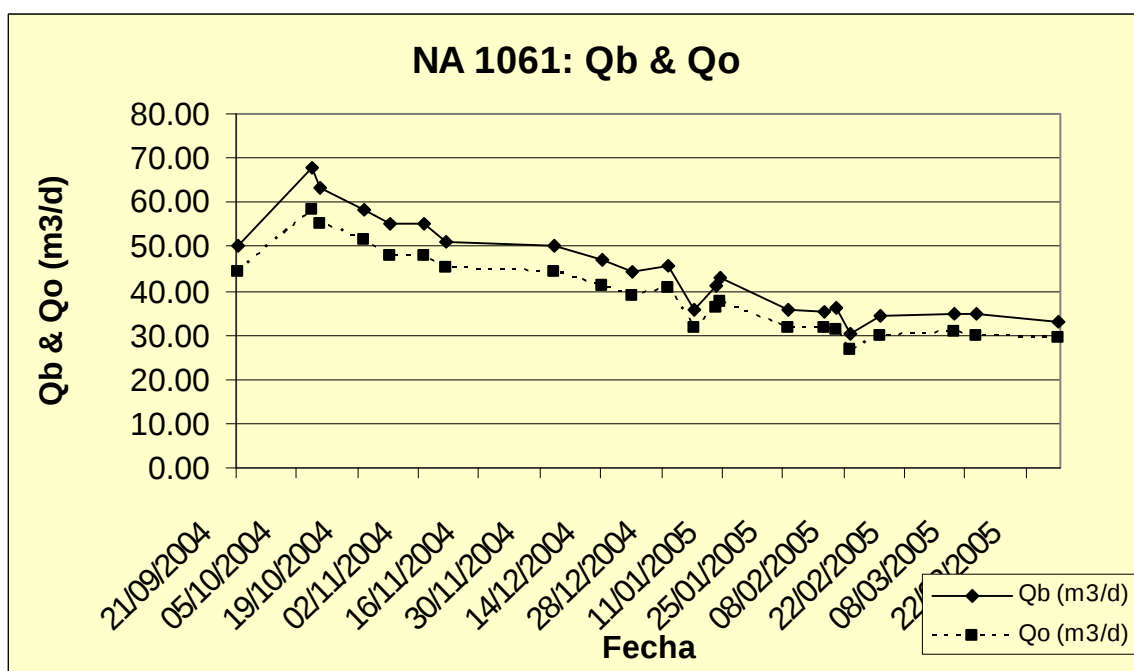


Fig. 21 – Campaña 2004: Curva de Producción Típica.