

Aspectos Operativos de la Perforación Horizontal

*Autor: Ing. Arturo García
Bolland y Cía.*

*El presente trabajo fue presentado en las
Jornadas de Perforación de Pozos Profundos*

CURRICULUM

Arturo García, egresado de la Facultad de Ciencias Aplicadas a la Industria (Universidad Nacional de Cuyo), con el título de Ing. en Petroquímica y Mineralurgia, ingresó en YPF en 1977 (Yac. Norte) donde ha ocupado cargos como Jefe de Pozo, Supervisor de área, Jefe de Inyección, Supervisor responsable del Convenio YPF - ANCAP (Uruguay). En 1987 ingresa en Bolland & Cía. donde se desempeña como Gerente de Ing. de la División Servicios Especiales.

1.- RESUMEN

El presente trabajo, describe los aspectos salientes de la operativa de perforación empleada. Asimismo, se refiere a los distintos elementos y/o herramientas que intervienen en el desarrollo de la operación de perforación de un pozo.

Los aspectos geológicos - mineros y las aplicaciones de esta técnica, no serán analizados en el presente trabajo por no ser el objetivo del mismo.

2.- INTRODUCCION

La perforación de pozos hori-

zontales puede ser descrita como una tecnología de avanzada que permite perforar largos tramos dentro de un horizonte productivo de un yacimiento con el objeto de incrementar la producción de petróleo o gas.

El presente trabajo describe la operativa de la técnica desde el punto de vista de perforación y analiza los principales factores que intervienen en la ejecución de un pozo.

3.- ANTECEDENTES Y SITUACION ACTUAL

La idea de perforar pozos horizontales data de los años '20. En 1929 en Texon, Texas, se perforó el primer pozo de drenaje horizontal, con una técnica diseñada por Robert E. Lee, para la Big Lake Oil Co.

Desde 1929 a 1939, se perforaron cerca de 120 pozos de drenaje horizontal en la región de Mid-Continent, usando la técnica desarrollada por Lee. En la mayoría de los casos, se perforó en yacimientos depletados, compuestos de formaciones blandas a semi duras. Durante estos primeros pozos se alcanzaron distancias horizontales entre 20 y 25 metros.

En 1940, Lee introdujo el concepto de Knuckle Joint y consiguió solucionar numerosos problemas de orden mecánico. Esta unión trabajaba simultáneamente con un ensanchador que servía de punto de apoyo y forzaba al trépano a perforar hacia arriba.

Desde aquella experiencia y hasta 1950, aparecen numerosos intentos de mejorar la técnica. Como resumen podemos mencionar, entre otros, a:

- Método de Ranney para pozos de 3 1/2" O. D.
- Stanolind Oil & Gas perforó 54 pozos en el yacimiento de Pine Island, usando el método rotary de Lee (Knucke Joint).
- Aparece el motor Zublin. Zublin desarrolló un motor o turbina de una etapa e introdujo las barras de sondeo flexibles. Diseñó un trépano especial para su sistema. Con este sistema y hasta 1946, se perforaron 60 pozos de drenaje horizontal, con un desplazamiento promedio de 150 m. con respecto al eje vertical del pozo.
- En 1948, Zublin desarrolla un método que usa la mesa rotary.
- En la década del '50, se introducen conceptos tales como:
 - Portamechas antimagnéticos flexibles
 - Liners de entubación flexibles.
 - Barras de sondeos con núcleos para soportar cargas.
- Aparece un método diseñado por Eastman y perfora más de 100 pozos horizontales en el Spraberry Trend en West Texas.
- Aparece la fractura hidráulica y con ella una franca declinación de pozos horizontales.
- De 1958 a 1976, prácticamente no hay actividad en perforación horizontal.

A partir de 1976 renace la

idea de aplicar esta técnica de perforación horizontal para incrementar la producción en yacimientos fracturados.

En la actualidad existen varias Compañías en el mundo que perforan pozos horizontales y el número de pozos perforados por año se incrementa notablemente a partir de 1986, llegando a 1988 con un programa de perforación realizado entre 500 y 700 pozos perforados, con diferentes métodos (Oil & Gas Journal).

4.- MÉTODOS EXISTENTES

Los métodos y Compañías que perforan pozos horizontales en el mundo son:

- Métodos de radio de giro ultracorto (0.30-5m).
 - PETROLPHISICS.
- Método de radio corto (5 - 60m.)
 - EASTMAN CHRISTENSEN
 - NL SPERRY SUN
 - PREUSSAG
- Métodos de radio de giro medio (de 60 a 300 m.)
 - ANADRILL
 - BAKER HUGHES
 - BECFIELD
 - BOLLAND & CIA.
 - GEARHART
 - DRILEX
 - EASTMAN CHRISTENSEN
 - ENSCO
 - GREAT LAND DIRECTIONAL
 - GUIDED HORIZONTAL DRILLING
 - NL SPERRY SUN
 - SMITH INTERNATIONAL
- Método de radio de giro largo (>600 m.)
 - HORWELL
 - GREAT LAND DIRECTIONAL

5.- MÉTODO DE RADIO DE GIRO MEDIO

TECNOLOGIA BECFIELD - BOLLAND

El método de radio de giro medio seleccionado por nuestra compañía es tecnología desarrollada por Becfield y es una técnica que se basa en los siguientes principios:

- 1.- Construir una curva con severidad constante.
- 2.- Cada conjunto de fondo genera una curva predeterminada.
- 3.- Todo el sistema ha sido diseñado para no rotar.
- 4.- La única energía de perforación suministrada al trépano proviene de un motor de fondo.
- 5.- El peso aplicado al trépano es una función de la diferencia de presión generada por el fluido, entre el rotor y el estator.
- 6.- El sistema de guía empleado (MWD o Steering Tool) mide los parámetros de desviación, rumbo y lado alto de la herramienta en tiempo real.
- 7.- Los trépanos son diseñados en función de su estructura "de corte lateral" y del torque que generan.
- 8.- El sistema, al no trabajar con carga transmitida por los portamechas, no es afectado ni por la anisotropía ni por el buzamiento de las formaciones.
- 9.- Dado que la mayor parte del tiempo se encuentra perforando en la formación productiva, el diseño del lodo se lo realizan en función de la cantidad de sólidos solubles en ácido. Se trabaja con tipos de lodos base polímeros.

La aplicación y el control de estos principios garantiza el éxito de una operación (Fig. N° 1).

El hecho de trabajar con severidad constante, implica un seguimiento estricto del incremento angular y del rumbo por unidad de longitud. Esto permite crear una curva continua y suave que minimiza el arrastre durante las maniobras. Por otra parte, se puede calcular con gran exactitud la trayectoria del pozo.

Los conjuntos de fondo, armados como parte integrante del motor de fondo, consisten en tres elementos básicos: Bend Housing, Bend Sub y Pads. Los Bend Housing y los Bend Subs poseen ángulos que pueden variar cada 15 minutos y los Pads tienen espesores variables cada 0.25 de pulgadas.

Cada conjunto de fondo se arma con un Bend Housing, un Bend Sub y un Pad. Además, para casos extremos, en donde es necesario crecer con mayor incremento angular, se pueden agregar otros elementos que modifican sustancialmente la curva. Estos elementos aparecen como la longitud total del trépano o como longitudes diferentes de los Bearing Pack. La forma de modificar esta distancia es cambiando Bearing Pack adecuados al nuevo diseño o cambiando, simplemente, la longitud total del trépano.

La combinación de todos estos elementos en grupos de tres (BHA) da un número de conjuntos de fondo mayor a 30.000 que permiten construir igual número de curvas diferentes. Usando un programa de cálculo computarizado es posible seleccionar cuatro o cinco BHA que cumplan la trayectoria diseñada. Es decir que se trabaja con un rango de curvas o, mejor dicho,

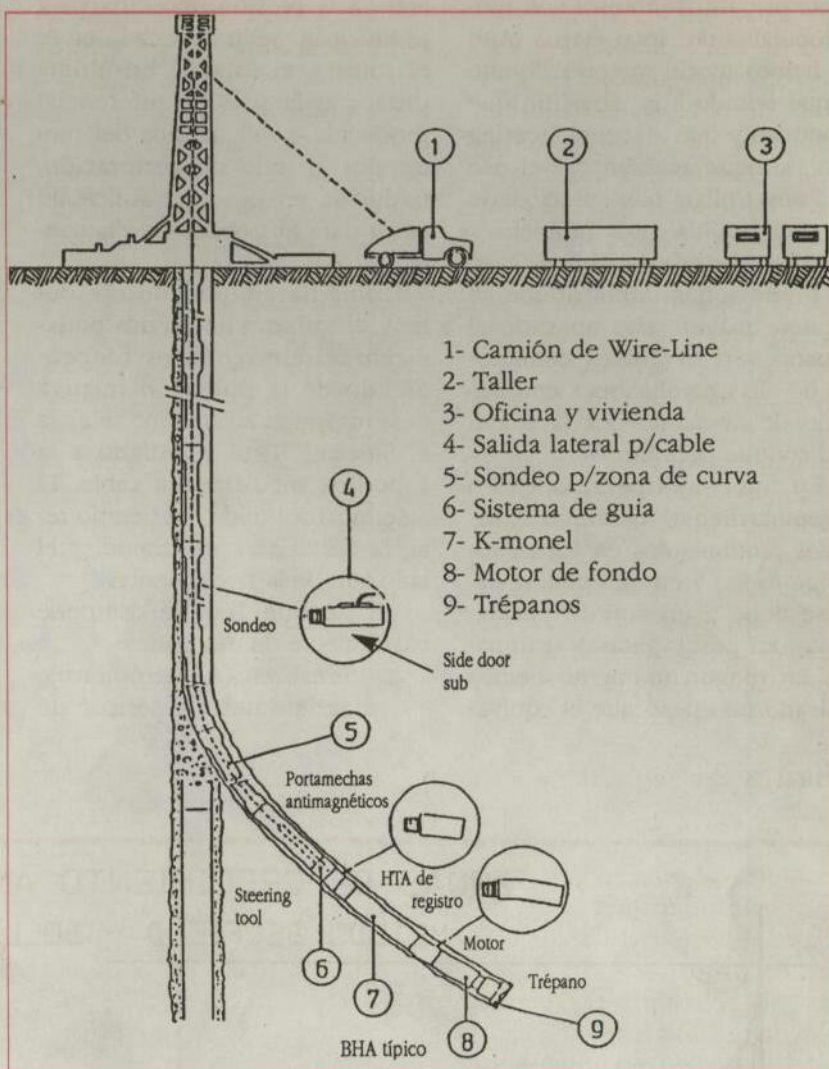


Figura 1

con una familia de curvas adecuadas a cada caso en particular (Ver Fig. N° 2).

Según nuestra experiencia, hemos descartado toda una zona o familias de curvas (con incrementos angulares entre 23 y 29 grados cada 30 metros) ya que generan curvas tan pronunciadas que van en detrimento de los diámetros de las cañerías de entubación en las operaciones de terminación.

La segunda zona o familias de curvas descartadas es la que corresponde al rango de crecimiento de 2 a 9 grados cada 30 me-

tros, y esto es así porque este incremento angular aumenta la curvatura abruptamente, cerca del punto de ingreso a la formación, generando problemas operativos.

Todo el sistema ha sido diseñado para no rotar, evitando la formación de canaletas o ensanchamientos de pozo que generan problemas de limpieza y de arrastre, los cuales terminan complicando la operación.

De acuerdo a esto, se emplean motores de fondo de altas revoluciones (400 a 500 rpm), que generan una potencia de 60HP en el fondo y un torque de 650

libras/pie. Estos motores son monolobulares de cinco etapas. Aún no hemos usado motores de alto torque debido a la vibración que producen y que afecta al Steering Tool, aunque actualmente el uso de Pony Collars han solucionado en gran medida estos problemas. Por otra parte, salvo en el caso de formaciones duras donde se requiere mayor peso aplicado al trépano, son preferibles los motores de altas revoluciones con trépano de diamante por la suavidad con que perforan.

En nuestras operaciones en Argentina hemos obtenido excelentes rendimientos en los motores de fondo y en mi opinión, esto se debe a un control permanente del peso aplicado al trépano. En ningún momento hemos aplicado más peso que el equiva-

lente a la presión necesaria para producir un sello adecuado entre el rotor y el estator. En última instancia, la presión diferencial producida en el interior del motor por el lodo de perforación, traducida en peso, es suficiente carga para el trépano de diamantes.

Inmediatamente detrás del motor se ubican uno o dos portamechas antimagnéticas (dependiendo de la dirección relativa deseada) y en su interior se aloja el Steering Tool vinculado a la superficie mediante un cable. El Steering Tool mide, en tiempo real, la desviación, el azimuth y el lado alto de la herramienta.

El Steering Tool se compone básicamente de tres partes:

- a.- Sensores (Acelerómetros, magnetómetros, sensor de

temperatura y voltaje).

- b.- Circuitos "inteligentes" de procesamiento de señal.

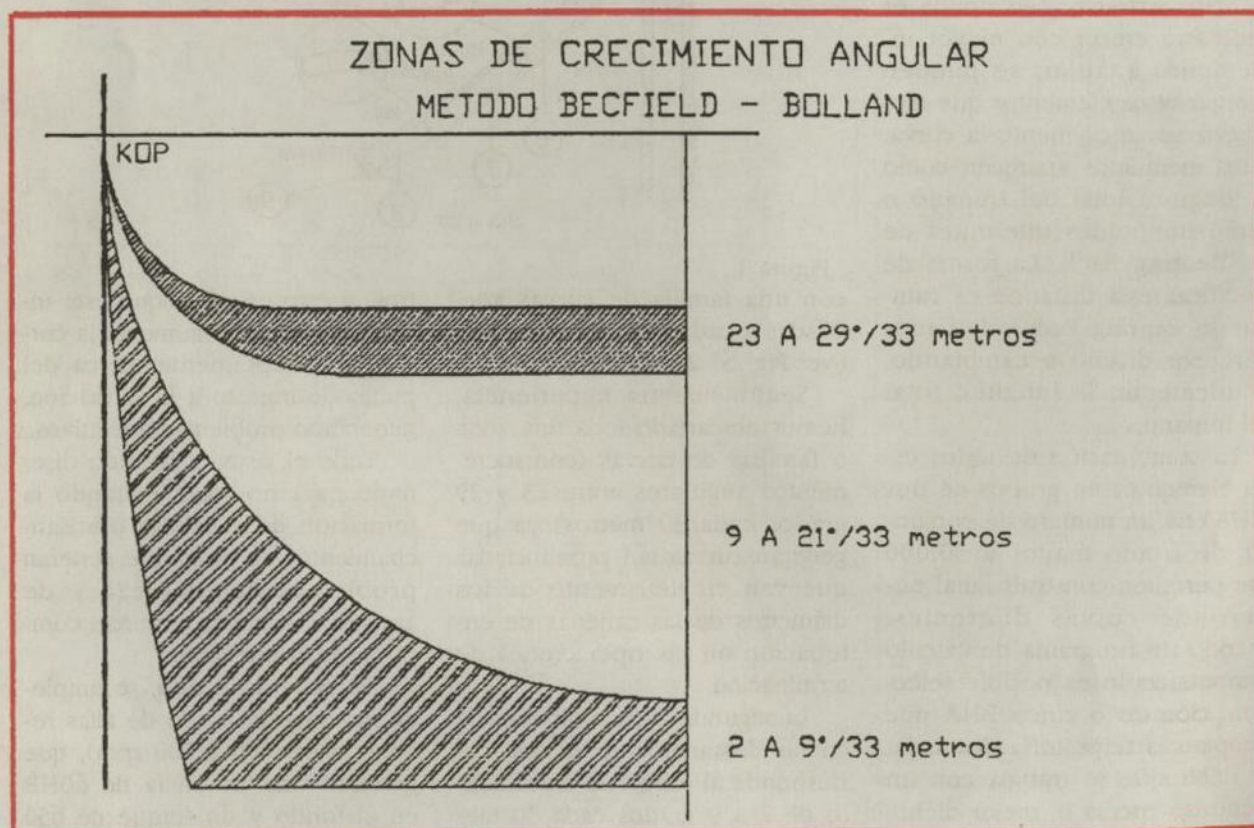
- c.- Circuitos de transmisión de señal.

En superficie, la información recibida del Steering Tool por una interface, es transferida a una computadora que la procesa y la deriva a la consola del perforador.

Además, cuando la computadora procesa la información enviada del Steering Tool, genera una serie de parámetros comparativos que permiten comprobar el correcto funcionamiento del sistema (Sistema de Diagnósticos).

El otro problema a tener en cuenta es el diseño de trépanos. Este sistema requiere que el trépano corte en forma lateral y pa-

Figura 2



ra ello se deben cumplir con las siguientes condiciones:

1.- El calibre del trépano debe ser lo más corto posible. La longitud del calibre debe ser, entonces, función de la forma y cantidad de diamantes ubicados en él. La forma de la nariz (shape) debe ser calculada de manera tal que la recta generatriz de la nariz se corte con la recta que genera el cuerpo en un área y no en un punto. Este detalle es sumamente importante dado el tremendo desgaste que sufre esta zona. Nuestra experiencia nos dice que se deben buscar perfiles semi-redondeados y con canales de circulación poco profundos.

2.- Los trépanos convencionales de diamante poseen un calibre alto, este apoyo evita que los BHA ganen el ángulo calculado y por otra parte, el torque generado por el calibre, especialmente en formaciones duras, impide controlar adecuadamente el rumbo. Hemos aprendido que usando trépanos con calibre estándar se producen roturas de diamantes en gran cantidad. Este hecho fue comprobado en Ramos 15 donde se encontraron porcentajes altos (60%) de diamantes astillados en la zona del calibre del trépano. La experiencia de Ramos 15 fue fundamental para determinar los parámetros que gobiernan el diseño de los trépanos.

3.- La forma del trépano es clave en la etapa de construcción de la curva. Durante la perforación de un pozo en Mendoza, probamos trépanos triconos y se comprobó

que el movimiento de los conos con respecto al eje del trépano produce fuerzas que impiden que el pozo se desvíe en la magnitud deseada. En este pozo se bajaron 3 trépanos triconos y el incremento angular fue prácticamente nulo. En el mismo pozo, también se comprobó que no existen estructuras cortantes compuestas de diamantes que puedan perforar el conglomerado con cuarzo pero de todas formas se logró incrementar el ángulo de desviación deseado.

4.- En nuestra experiencia hemos logrado, junto con las compañías que fabrican trépanos en Argentina, optimizar notablemente el diseño de trépanos. Actualmente los stratapax (Tipo TD103) han perforado en forma exitosa en los últimos tres pozos de Neuquén. Las primeras experiencias con este tipo de trépanos se llevaron a cabo en

Mendoza y realmente se lograron resultados más que satisfactorios (Fig. N° 3).

En lo que a lodo de perforación se refiere, creemos que estamos bien encaminados. El diseño de un sistema de lodos se basa en:

- 1.- Usar un sistema sin bentonita, con base polímero, con fase acuosa compuesta de una solución de cloruro de potasio que actúa como inhibidor y densificante. No se usa ningún otro tipo de densificante hasta no haber alcanzado el punto de saturación del CIK.
- 2.- No se recomienda usar sales incompatibles con los fluidos de formación.
- 3.- El sistema de polímeros deberá mostrar total compatibilidad con el tipo de fluido y con las características generales de la operación. Se trata de evitar, en todos los casos, la mezcla no identificada de polímeros. El sistema

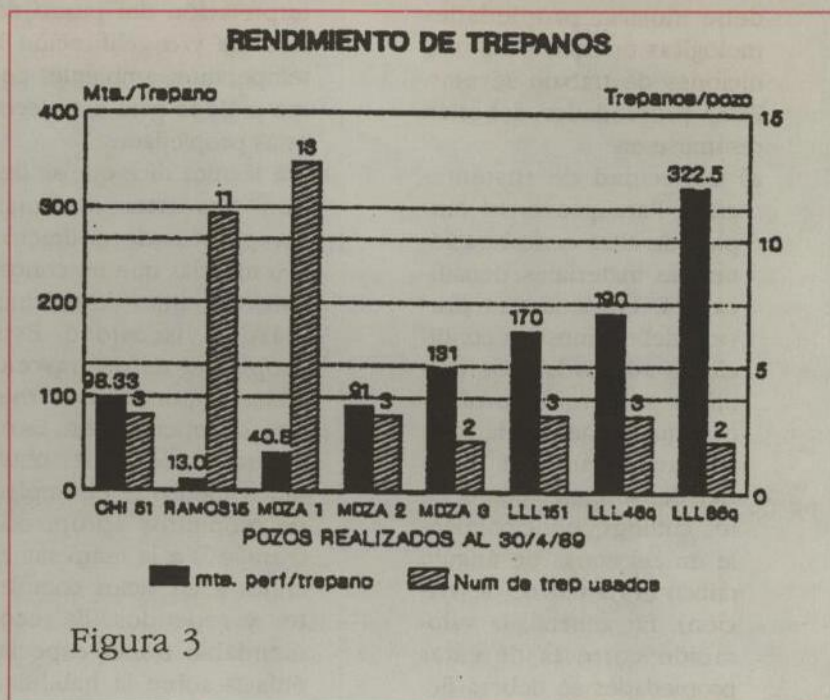


Figura 3

debe mostrar propiedades reológicas óptimas para condiciones de trabajo severas. Estas propiedades deberían resumirse en:

a) Capacidad de sustentación: Para prever el empleo de altas concentraciones de materiales densificantes. Los ensayos previos deben mostrar condiciones adecuadas que permitan solucionar problemas que surgen de la sedimentación, tanto del material densificante como de los cuttings, principalmente en las zonas de ángulo crítico (45 a 65° de desviación). En general, la valoración correcta de estas propiedades se deberá llevar a cabo, mediante el test correspondiente, posterior y durante el sometimiento de las muestras en el ensayo de envejecimiento, en ciclos repetidos. En todos los casos, es saludable descartar la simple in-

terpretación del punto de fluencia y/o gelificación a temperatura ambiente, como método para establecer estas propiedades.

b) La técnica dice que se deben descartar sistemas compuestos de polímeros y/o mezclas que no concedan reogramas de máxima elástico-viscosidad. Esta propiedad es de trascendental importancia en este tipo de operaciones. Estos reogramas deben ser obtenidos mediante el empleo de reómetros apropiados (Fann 50) a la temperatura crítica y en ciclos completos y repetidos. Es recomendable poner especial énfasis sobre la habilidad del sistema en restaurar sus viscosidades.

4.- En general, se deben evitar formulaciones que usen como viscosificantes CHC, HEC, almidón, goma guar y/o derivados celulósicos-polianiónicos.

5.- Los polímeros seleccionados deben ser solubles en ácido y no aportar residuos o contaminantes a la formación.

6.- Lubricidad:

a) El sistema requiere una resistencia del film lubricante de valores superiores a 40.000 psi.

b) Con el fin de preservar las características impartidas al fluido lubricante, no deberá:

b1) Alterar las propiedades reológicas del fluido por incompatibilidad con algún componente (formación de jabones, emulsiones, etc.)

b2) Se deben evitar el provocar distorsiones por altas concentraciones de material densificante o perturbar la eliminación de sólidos.

7.- Para densidades superiores a 1.200 g/l, es necesario optar por materiales de alta solubilidad instantánea en ácido, evitando el uso de baritina, óxido de hierro, etc. Dentro de este punto se debe tener en cuenta la eliminación de materiales densificantes de granulometría, tamaño-distribución de partículas descontroladas, que provoquen alteraciones en la reología o que posean elevada abrasividad.

Como conclusión de nuestra experiencia en Argentina, podemos decir:

1.- Se dispone de una técnica muy versátil aplicable a la mayoría de los yacimientos argentinos.

2.- Las longitudes perforadas en la formación productiva se han incrementado notablemente y hoy estamos en

COMPOSICION DE METROS PERFORADOS

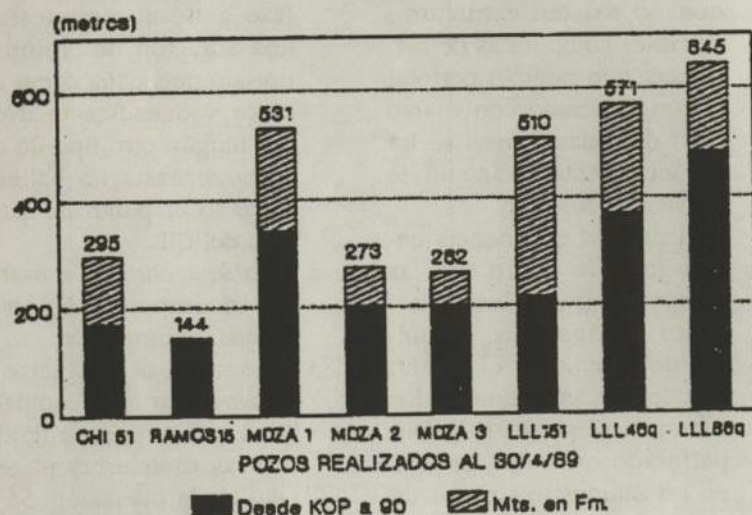


Figura 4

condiciones, con el mismo método de perforar más de 300m a 90° de desviación (Ver Fig. N° 4).

3.- Las tareas de optimización realizadas (ver Fig. N° 5) permiten observar una rápida caída en los tiempos empleados y un aumento en la longitud perforada. Hemos determinado que se necesitan entre 8 y 10 días en tareas previas de side track. Este tiempo es el que se necesita para acondicionar el pozo (limpieza de cañería, perfilaje CC1-VDC, corte de cañería, cementación y fragüe del tapón de side track).

La Fig. N° 5 permite ver los rendimientos obtenidos en nuestras 8 operaciones. Sin lugar a dudas, el tiempo auxiliar empleado ha disminuido. En este gráfico se toma el tiempo usado en perforar, maniobrar, repasar y circular, como el mínimo in-

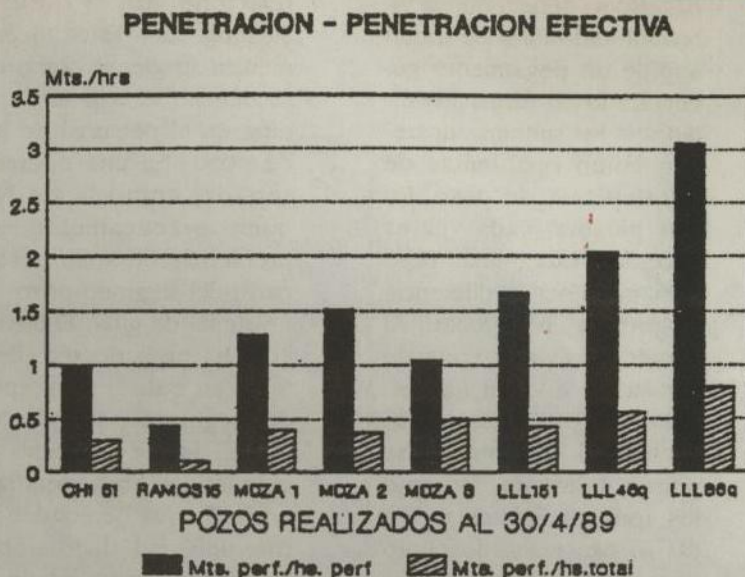


Figura 6

dispensable para operar. Si a este tiempo se lo compara con el tiempo total de operación, tendremos un rendimiento operativo comparable (Fig. N° 6).

6.- PROBLEMAS OPERATIVOS

Los problemas encontrados durante la perforación de estos pozos son variados. Podemos clasificar estos inconvenientes según:

A.- Aprisionamientos. Hemos encontrados dos tipos fundamentales de problemas:

A.1.- Posición de la herramienta. Sucede cuando al sacar sondeo, el conjunto de fondo gira 180° acunando el motor. Este hecho ha ocurrido siempre en pozos con más de 50° de desviación.

A.2.- Por presión diferencial. En un yacimiento en Mendoza, completamente depletado, se perforaron dos pozos con diferencias de presión entre la presión hidrostática y la de formación de valores mayores a 100 Kg/cm². Los pegamientos aparecen en forma paulati-

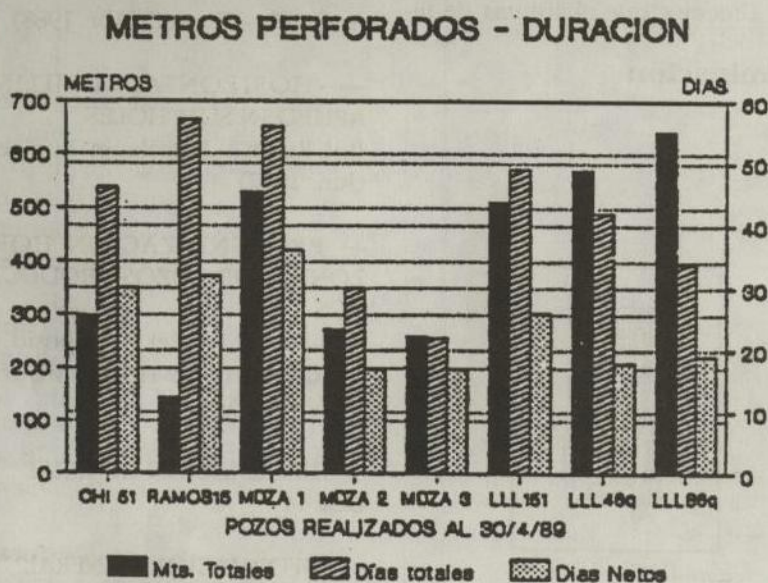


Figura 5

na, esto se debe a que la vibración del motor de fondo impide un pegamiento generalizado en forma instantánea y los síntomas aparecen como problemas de transferencia de peso. En una palabra, cada vez es necesario cargar más peso para mantener la diferencia de presión en el motor. Al cargar más, las barras de sondeo se apoyan más en el lado bajo del pozo. Si se continúa, la herramienta se pega totalmente. Durante los aprisionamientos y pescas se han realizado punto libre, back off, empalmes, maniobras con tijera, etc. sin demasiadas complicaciones. En ninguno de los pozos perforados hasta hoy se han observado problemas de inestabilidad de pared ni ensanchamientos en el cáliper por las condiciones hidráulicas de trabajo. No hemos observado problemas de inyección.

B.- Problemas de superficie.
En este caso, la mayoría se

relacionó con el cable del Steering Tool. Estos inconvenientes surgieron como consecuencia de la falta de training en el personal de boca de pozo. En una operación seriada, como la de Neuquén, prácticamente estos problemas desaparecieron a partir del segundo pozo.

C.- Sistema de guía. El Steering Tool ha probado ser eficiente en su trabajo a excepción del segundo pozo de Neuquén, donde apareció una magnetización generalizada en las barras de sondeo que provocó una distorsión de 30° en el rumbo, no se han registrado otros inconvenientes. La solución ante estos problemas fue ampliar el sistema de diagnósticos de instrumentos. Los perfiles de desviación continua del último pozo de Neuquén así lo demuestran.

7.- OPERACIONES DE TERMINACION

Creemos que el sistema de fil-

tros (Fig. Nº 7) es muy bueno y no han habido problemas. El hecho de dejar el filtro sin cementar en el pozo no ha generado inconvenientes por lo menos no tenemos información contraria.

El Liner, el DV y la cementación son maniobras absolutamente normales. Durante el desarrollo de estas operaciones se ha perfilado, acidificado y se han limpiado los pozos con coil tubing.

REFERENCIAS

— UNA NUEVA TÉCNICA DE PRODUCCION

J. L. Busto - Tecnoil (Nov. 1988)

— HORIZONTAL RECOMPLETIONS TECHNIQUES REFINED

Bill Rehm - Drilling Contractor (Jan. 1987)

— HORIZONTAL DRILLING IN MATURE OILFIELDS

Rehm and García (Mar. 1989)

— 280 M. HORIZONTALES EN UN YACIMIENTO DE GAS

A. García - Tecnoil (Abr. 1988)

— HORIZONTAL DRILLING APLIED IN SLIM HOLES

Bill Rehm - Petroleum Engineer (Jun. 1987)

— PROFUNDIZACION HORIZONTAL DE POZOS PRODUCTIVOS

Guillermo Daniel - Simposio de Producción de Hidrocarburos (Nov. 1988).

— INFORMACION GENERAL
Dea 44

— INFORMACION GENERAL
SPE/IADC-Drilling conference (Mar. 1989).

Figura 7

Esquema de terminación

