

COILED TUBING DRILLING - PROYECTOS REALIZADOS EN ARGENTINA

**Carlos Gingsins, Sergio Kocina
San Antonio – Pride**

INTRODUCCIÓN - ABSTRACT

SAN ANTONIO S.A., una compañía del grupo PRIDE INTERNATIONAL, trajo a la Argentina en Abril del año 2001, unidades de COILED TUBING DRILLING únicas en América Latina para ofrecer a la industria petrolera pozos económicos con una nueva Tecnología.

Nuestro objetivo es mostrar este equipamiento y la experiencia conseguida en Argentina, darla a conocer al resto del personal de la industria que busca en estos momentos la optimización de costos, la minimización del impacto sobre el medio ambiente y la reducción de los riesgos operativos.

Nos proponemos informar sobre las características técnicas de los equipos, las operaciones realizadas hasta el momento en distintos yacimientos, y proyectar esta Tecnología en el futuro, aprovechando sus ventajas, en un segmento importante de la perforación no convencional.

Hasta ahora hemos perforado más de 50 pozos, entre productores de petróleo y de gas, e inyectores en distintos diámetros, con bobinas de coiled de 2 7/8", entubando los mismos con cañería plástica y de acero hasta profundidades próximas a los 1200 mts.

El avance que se produce día a día en las distintas herramientas, los conjuntos utilizados para perforar, el nuevo desarrollo en motores de fondo y trépanos, los distintos lodos probados, nos hacen ver un futuro promisorio para este equipamiento en un mercado cada vez más interesado en aplicar Tecnologías que ayuden al crecimiento de la industria.

1. EQUIPOS - CARACTERISTICAS

Este trabajo está basado fundamentalmente en 3 operaciones en yacimientos de las empresas PECOM ENERGY, PAN AMERICAN ENERGY y REPSOL-YPF.

Los equipos utilizados en ambos proyectos presentan las siguientes características principales y componentes:

➤ **UNIDAD DE COILED TUBING DRILLING**



UNIDAD DE COILED TUBING DRILLING

- ❑ **- TORRE:** Altura total 19 mts. Aparejo con capacidad de tiro de 80.000 Lbs. En este trailer va montado el carretel de coil de 2 7/8". La capacidad del mástil es de 100.000 Lbs.
- ❑ **INYECTOR:** Rueda inyectora para diámetros de 2 7/8" y 3 1/2". Capacidad de tiro 60.000 Lbs y de Snubbing de 40.000 Lbs.
- ❑ **POTENCIA:** Hidráulica producida por dos bombas.
- ❑ **FUERZA MOTRIZ:** Motor diesel de 250 HP.
- ❑ **COMANDOS:** Remotos desde cabina de control. Hidráulicos en equipos en caso de falla.

➤ **TRAILER USINA**

- ❑ **GENERADOR:** Corriente alterna – 344 KVA 413 AMP.
- ❑ **FUERZA MOTRIZ:** Motor de 415 HP. Acumulador BOP en Trailer Usina.

➤ **TRAILER BOMBA DE LODO (Fig. #2)**

- ❑ **BOMBA DE LODO:** TRIPLES BPMMP F-1000.
- ❑ **FUERZA MOTRIZ:** Motor Caterpillar.



(Fig. #2)

➤ **PILETA DE LODO**

El equipo tiene un volumen de 36 m³ divididos en una trampa de arena, un compartimiento en el medio y la succión. Una Zaranda Swaco ALS II. Casilla de Choke Manifold.

Junto a este trailer se montó el equipamiento adicional de control de sólidos: desilter, zaranda adicional, centrífuga, compresor y tanques de concentración de sólidos.

- ❑ **PLANCHADA:** Plano inclinado rebatible. Caballetes rebatibles.

➤ **TRAILER CABINA DE CONTROL (Fig. #3)**

- ❑ **CABINA DE CONTROL:** equipada con joysticks de control remoto de equipo.
Controles neumáticos BOP. Tanques Gas-oil y agua.
- ❑ **SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO:** para consumo del equipo y soplado de tubing.



(Fig. #3)

➤ **COILED TUBING (Fig # 4)**

Diámetro exterior de 2 7/8" con opción a 3 1/2".

Diámetro Exterior (plg)	Espesor de Pared (plg)	Peso (lbs/pie)	Carga Longitudinal de Fluencia (Lbs)	Presión Interna de Fluencia (psi)	Presión de Colapso (psi)	Fluencia Torsional (Lbs-pie)
2 7/8	0.188	5.395	111,090	8,910	7,560	6,744



(Fig # 4)

➤ **EQUIPO DE CONTROL DE SURGENCIA**

- ❑ BOP de 7 1/16" – 3000 PSI y 9" – 3000 PSI. Control remoto desde cabina de comando.
- ❑ Choke Manifold de 3000 PSI.

➤ **ADQUISICIÓN DE DATOS**

- ❑ Monitoreo de parámetros de perforación.
- ❑ Transmisión de datos desde cabina de control en forma inalámbrica para seguimiento en tiempo real de la perforación, hasta 30 km.

2. MONTAJE DE UNIDAD DE COILED TUBING DRILLING - LAY OUT

Además del equipamiento ya mencionado, a esta unidad se le adicionó para trabajar en estas operaciones los equipos de control de sólidos y una pileta auxiliar para lodo. A la zaranda del equipo se le agregaron un desilter, una centrífuga y una zaranda adicional. Esto surgió debido a que en estos yacimientos, y a requerimiento de las compañías operadoras, era necesario trabajar con locación seca y control de sólidos.

De esta manera se modificó el Lay Out original del equipo y se trabajó en locaciones, de dimensiones promedio de 80 mts. en dirección Norte-Sur y 60 mts. en dirección Este-Oeste (fig #5).

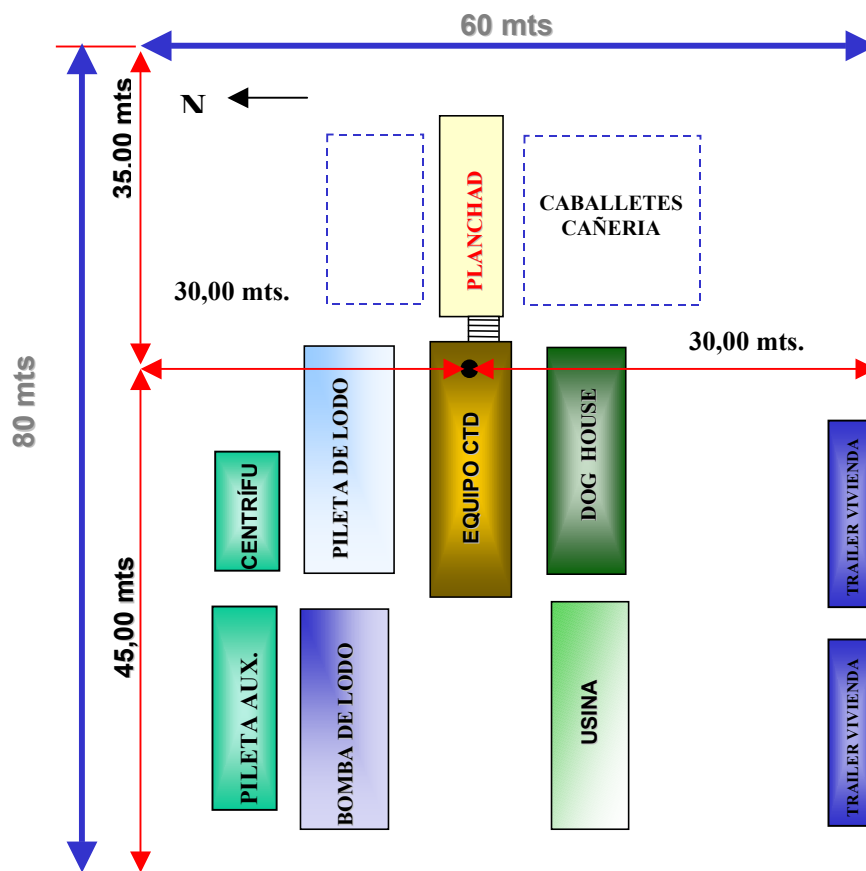
Aunque estas dimensiones se pueden reducir, se tomó esta medida de locación de acuerdo a normas y procedimientos de Seguridad y Medio Ambiente vigentes.

Se completó el equipo con un generador y los trailers para el supervisor de perforación y el personal.



Layout en Yacimiento de Pecom Energía

3. LAYOUT CON LOCACIÓN SECA



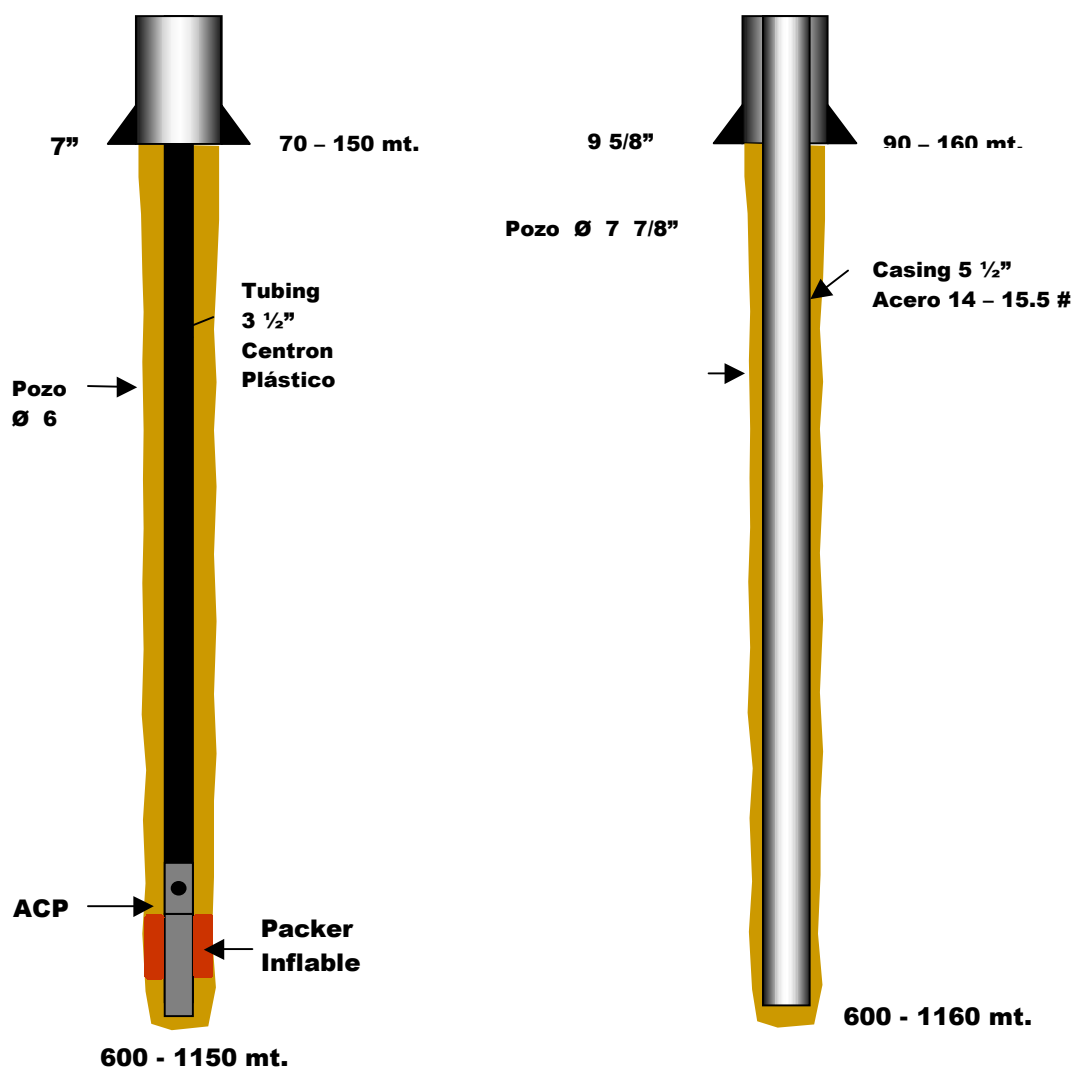
(Fig. #5)

4. DESARROLLO DE OPERACIONES

4.1. YACIMIENTO DE PECOM

Esta campaña comenzó a fines de Mayo de 2001 y se extendió hasta Diciembre del mismo año, con un periodo comprendido entre Octubre y Noviembre, en el que no hubo actividad. Se perforaron 25 pozos, de los cuales 5 fueron inyectores y 20 productores de petróleo. Cabe aclarar que el pozo guía, en todos los casos, fue realizado por la operadora con otro equipo, y el CTD comenzó a operar a partir de esta etapa. En el siguiente esquema se ven los dos tipos de diseños de los pozos perforados y debajo de los mismos un resumen más detallado del estado mecánico.

4.1.1. POZOS: DISEÑO Y ESTADO MECANICO



Los cinco (5) pozos inyectores fueron perforados de la siguiente manera: el pozo guía en 8 3/4" y entubado con cañería de 7". Las profundidades promedio de las mismas fueron de 80 mts.

El pozo principal se perforó en 6 1/4" y se entubó con cañería de plástico de 3 1/2" – Centron.

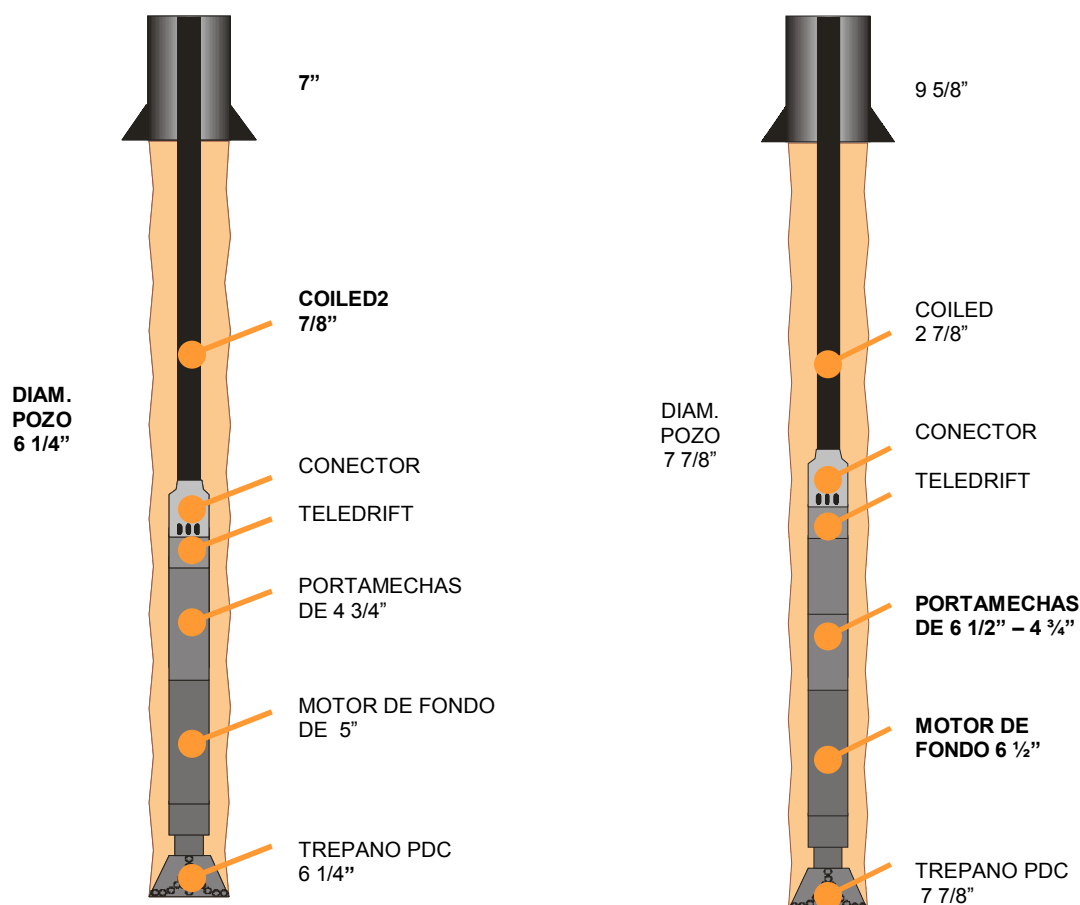
Esta se bajó con un Packer Inflable (ACP) para fijarla en el fondo y se cementó hasta boca de pozo.

Cuatro (4) de estos pozos se perforaron hasta una profundidad promedio de 600 mts. y uno hasta 1150 mts.

En los veinte (20) pozos productores: el pozo guía fue perforado en 12 1/4" y entubado con cañería de 9 5/8" con una profundidad promedio de 100 mts.

El pozo principal se perforó en 7 7/8" y se entubó con cañería de acero de 5 1/2". De estos pozos cinco (5) fueron a 600 – 740 mts., 4 a 950 mts.promedio y diez (10) entre 1050 y 1160 mts.

4.1.2. BHA – COMPONENTES – POZOS DE 6 1/4" Y 7 7/8"



En estos gráficos se observa el diseño tipo de BHA que se usó en la campaña y los principales componentes:

- ✓ **CONECTOR** (coiled tubing connector)
Se usaron de los tipo a mordaza y de los tipo a pines.
- ✓ **DESCONECTOR HIDRÁULICO** (hydraulic disconnect)
Se usó un desconector hidráulico para liberar la columna de perforación del coiled tubing en caso de aprisionamientos.
- ✓ **HEAVY – WEIGHT**
Se usaron entre 2 y 3 heavy weight de 3 1/2" 23.2 #/ft.
- ✓ **PORTAMECHAS**
Se usaron entre 2 y 4 portamechas de 6" y 4 3/4" 50.1 #/ft.
- ✓ **TELEDIFT**
Se usó en los primeros cinco pozos y no se observaron inconvenientes con la desviación. Máximo inclinación 2°.
- ✓ **MOTOR DE FONDO**
Principales características técnicas – operativas de los motores de fondo

Motor de Fondo: 5"
Caudal: 150-350 gal./min.
RPM: 96-300
Torque: 2750 ft/lb
Máx. Pres. Dif: 1000 psi
Rel.: 6/7
Etapas: 6

Motor de Fondo: 6 1/2"
Caudal: 300-600 gal./min.
RPM: 109-295
Torque: 4100 ft/lb
Máx. Pres. Dif: 995 psi
Rel.: 4/5
Etapas: 7

✓ **TREPANOS**

En todos los pozos se utilizaron trépanos PDC o de arrastre.

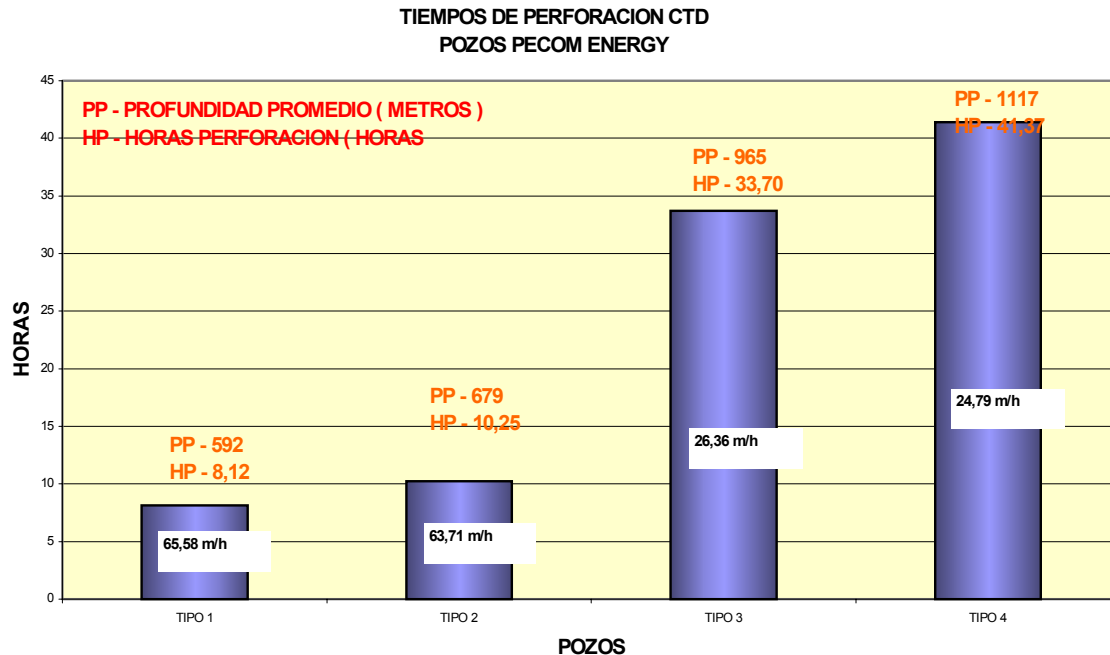
En 6 1/4", la características técnicas principales de los trépanos utilizados fueron: 5 aletas, cortadores de 13 mm., y 5 x 13/32 de orificios.

En 7 7/8", se utilizaron trépanos de 5 aletas, cortadores de 19 mm. y 5 orificios de 16/32.

4.1.3. TIEMPOS DE PERFORACIÓN – RATAS DE PENETRACIÓN

En la figura 6 (Fig. #6) se muestra, divididos en 4 tipos de pozos, los parámetros promedio de profundidad y penetración.

- **TIPO 1** - pozos perforados en 6 1/4" a profundidad promedio aproximadas de 600 mts. Se analizaron 4 pozos, en uno de los cuales se alcanzó una performance de **100 mts/hora.**
Se perforó el pozo completo en poco mas de 5 horas.
- **TIPO 2** – pozos perforados en 7 7/8" a una profundidad promedio de 600 mts. Se tomaron 4 pozos. En uno de ellos se alcanzó una penetración general de **95 mts/hora.**
- **TIPO 3** – pozos perforados en 7 7/8" a una profundidad promedio entre 900 y 1000 mts. Se consideraron 4 pozos.
- **TIPO 4** – pozos perforados en 7 7/8" a una profundidad promedio entre 1000 y 1200 mts. Acá se analizaron más de 10 trabajos, ya que la mayor parte de la campaña fue la perforación de pozos en este diámetro y a las profundidades mencionadas.



(Fig # 6)

4.1.4. FLUIDOS DE PERFORACION

El proyecto se inició con un sistema de lodo PHPA – KCL (base agua), el cual se utilizó en los primeros 16 pozos. Debido a inconvenientes en las maniobras (arrastres, aprisionamientos), que llevaron a la pérdida de un pozo en el cual no se pudo pescar la columna de perforación, se cambió a un sistema base aceite (MINERAL OIL).

Con este lodo se mejoraron las maniobras de calibre y las carreras de perfiles, ya que se lograron estabilizar las paredes del pozo en formaciones que tienen una gran actividad. No se usó lodo inverso base gas-oil, a requerimiento de la compañía Operadora de acuerdo a Normas Ambientales.

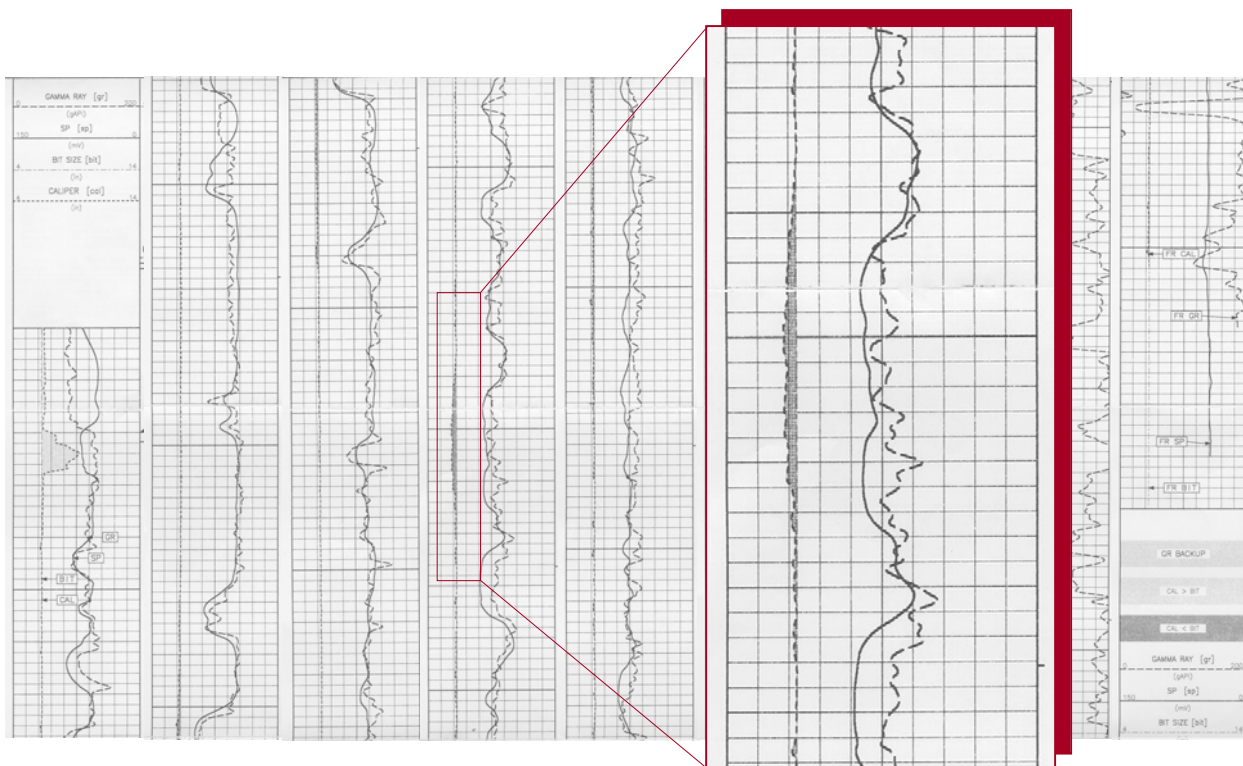
4.1.5. PERFILES

En todos los pozos se corrieron perfiles tipo (caliper, gamma ray, etc.) y en algunos se realizó una segunda carrera para la toma de presiones.

Se tuvieron, en algunos pozos, problemas de *setup* de la herramienta de perfil, lo que obligaba a realizar nuevamente una maniobra de calibre con la consiguiente pérdida de tiempos.

Como ya se comentara, cuando se pasó al sistema de lodo base aceite, estos problemas operativos se solucionaron.

Los registros de caliper (Fig. #7) de los pozos fueron excelentes lo que se observó también en los resultados de las operaciones de cementación.



(Fig. #7)

4.2. YACIMIENTO DE PAN AMERICAN ENERGY

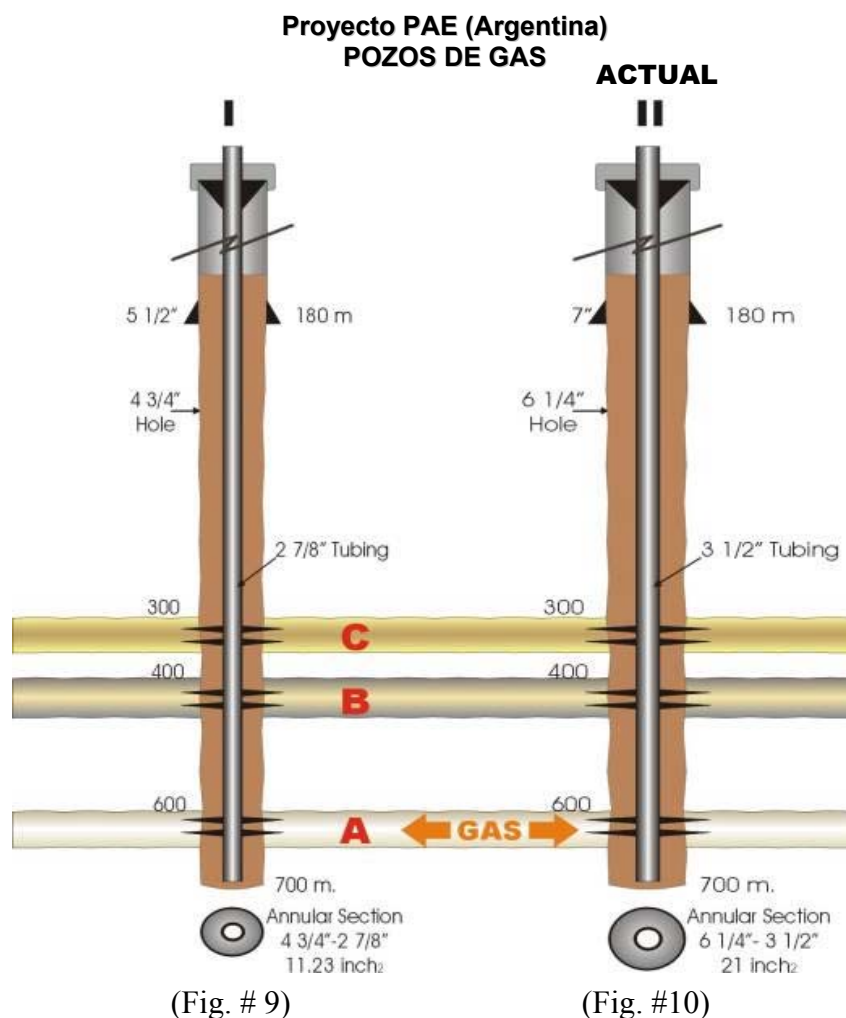
En este yacimiento ubicado en la Cuenca del Golfo San Jorge, al sur de Argentina, las operaciones comenzaron los primeros días del mes de Junio de 2001 y finalizaron a fin de Septiembre del mismo año.

Se perforaron, entubaron y cementaron 30 pozos de gas con la unidad N°2 de Coiled Tubing Drilling.

Al igual que en el caso del Yacimiento de Pecom Energía, los pozos guía (pozo de superficie) se perforaron con otro equipo.

Como diferencia principal con el proyecto antes analizado, podemos remarcar que todos los pozos fueron perforados con diámetro de trépano 6 1/4" y entubados con cañería de acero (tubing) de 3 1/2", y que en esta campaña, San Antonio – Pride se hizo cargo de la Terminación / Completación de los pozos. De esta etapa no hablaremos en este trabajo, ya que tendremos en cuenta solo la parte de Perforación.

4.2.1. POZOS: DISEÑO Y ESTADO MECANICO



El gráfico de la Fig. # 10 indica el estado actual de los pozos perforados con el CTD en el Proyecto Pan American Energy.

Los 30 pozos se perforaron en 6 1/4" a una profundidad promedio entre 790 metros y 906 metros y se entubaron con casing de 3 1/2" – 9.3 #/ft.

4.2.2. BHA – COMPONENTES – POZOS DE 6 1/4"

El BHA utilizado en esta campaña fue similar al mostrado anteriormente para pozos de 6 1/4". La diferencia principal fue la utilización de una "Double Check Valve" entre el Conector del coiled tubing al BHA, y el Desconector Hidráulico.

Descripción

- 1- Conector (Tipo mordaza), conexión 3 1/2" IF.
- 2- Double check valve, conexión 3 1/2" IF.
- 3- Desconector Hidráulico, conexión 3 1/2" IF.
- 4- 2 Heavy weight 3 1/2" 23.2 #/ft., 3 1/2" IF.

- 5- 2 Drill Collar 5" 50.1 #/ft., 3 ½" IF.
- 6- Teledrift 4 ¾", 3 ½" IF.
- 7- Reducción (cross-over) 3 ½" IF box x 3 ½" REG pin.
- 8- Motor de Fondo 5".
- 9- Trépano 6 ¼".

Los trépanos utilizados en este proyecto fueron los siguientes: el primero fue uno de 5 aletas, cortadores de 13 mm. y con 5 orificios de 15/32, el cual no tuvo el rendimiento esperado.

Luego se corrieron trépanos de 4 aletas con 2 orificios fijos de 16/32 y 2 variables y uno de 4 aletas con 2 orificios fijos de 12/32 y 2 variables. Los cortadores de ambos fueron de 19 mm. Las configuraciones de orificios usadas fueron 2 x 12/32 – 2 x 20/32, 4 x 16/32 y 2 x 16/32 – 2 x 20/32.

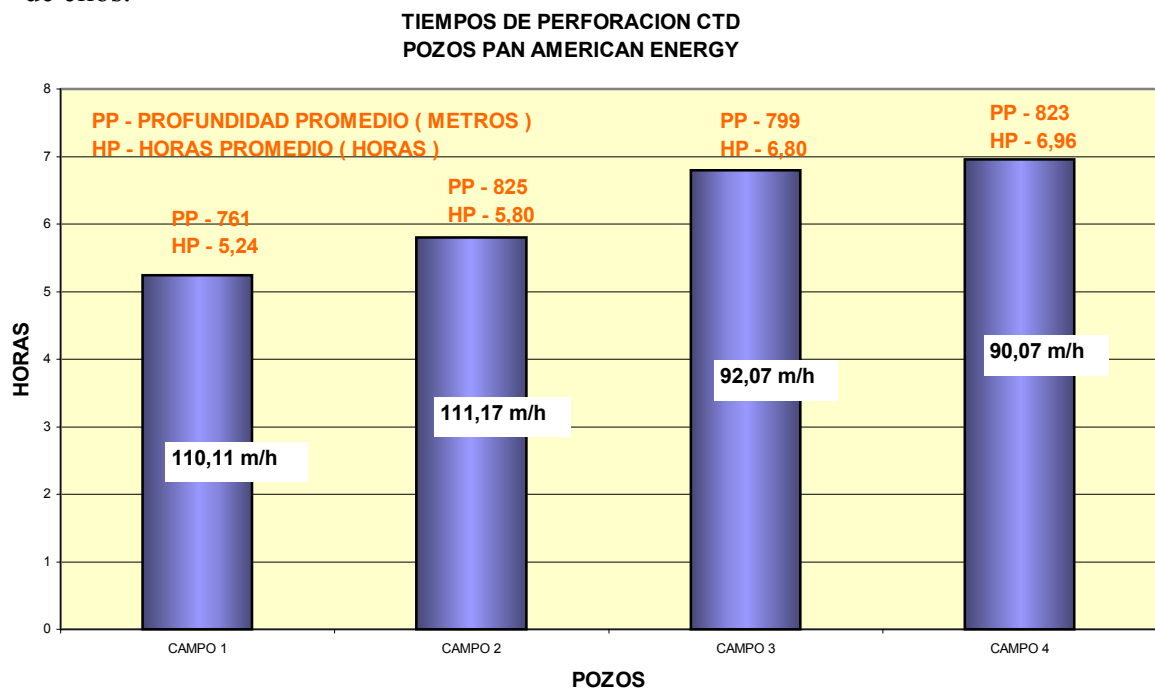
Se obtuvieron altas ratas de penetración, las que fueron controladas para mejorar la limpieza del pozo y reducir pérdidas de lodo, evitando excesiva carga de recortes en el espacio anular.

Teledrift: fue utilizado en los primeros 7 pozos para medir la tendencia, ya que habían pozos próximos, leyéndose una inclinación promedio de 2°, por lo que se dejó de utilizar esta herramienta.

4.2.3. TIEMPOS DE PERFORACIÓN – RATAS DE PENETRACIÓN

En esta campaña los 30 pozos fueron perforados a una penetración promedio de **90 – 110 metros / hora**. Se alcanzaron, en muchos de estos, penetraciones instantáneas de **200 mts. / hora**, pero se controló la ROP para evitar cargas excesivas de sólidos (cutting) en el espacio anular.

Como la perforación de estos pozos se realizó en 4 campos distintos, dentro del yacimiento de Pan American Energy, en el gráfico que hay a continuación mostramos la penetración promedio, la profundidad promedio y las horas de perforación de cada uno de ellos.



4.2.4. FLUIDOS DE PERFORACIÓN

El proyecto comenzó con un sistema de lodo PHPA - KCL y luego de 7 pozos se cambió a un sistema de bajos sólidos. En el primer caso se utilizaba carbonato de calcio para densificar y se lo cambió por cloruro de sodio, mejorando los parámetros reológicos. Con esto, el porcentaje de sólidos bajó notablemente y eso se relacionó directamente con una mejora en las ratas de penetración y menores problemas de pozo, que se habían tenido, por ejemplo, en las carreras de perfil.

4.2.5. PERFILES

Se corrieron tanto perfiles a pozo abierto como a pozo entubado, sin que existiera inconveniente alguno a pesar de los pequeños diámetros de entubación. El proyecto comenzó con perfiles a pozo abierto, tales como SP, caliper, Densidad, Neutrón e Inducción, pero para optimizar el costo total del pozo se cambió a perfiles a pozo entubado.

En este espectro se corrió el “Reservoir Performance Monitor” (RPM), y los resultados obtenidos fueron satisfactorios ya que se compararon pozos en los que se perfiló a pozo abierto y entubado.

Los perfiles a pozo entubado corridos fueron, CBL, VDL y el mencionado RPM.

4.3. YACIMIENTO DE REPSOL-YPF.

Esta campaña se desarrolló entre los meses de octubre y noviembre del año 2002. Se perforaron 8 pozos, de los cuales 4 fueron productores de petróleo y 4 inyectores.

Los pozos guía se perforaron con otro equipo.

4.3.1. POZOS: DISEÑO Y ESTADO MECANICO

Los cuatro (4) pozos inyectores fueron perforados de la siguiente manera: el pozo guía en 9 7/8” y entubado con cañería de 7”. Las profundidades de las guías estuvieron entre los 249 y 256 metros.

El pozo principal se perforó en 6 1/4” y se entubó con cañería de plástico de 3 1/2”, salvo en un pozo que se entubó con tubing de 3 1/2” de acero, revestido interiormente con plástico.

Las profundidades finales estuvieron entre los 920 y 954 metros.

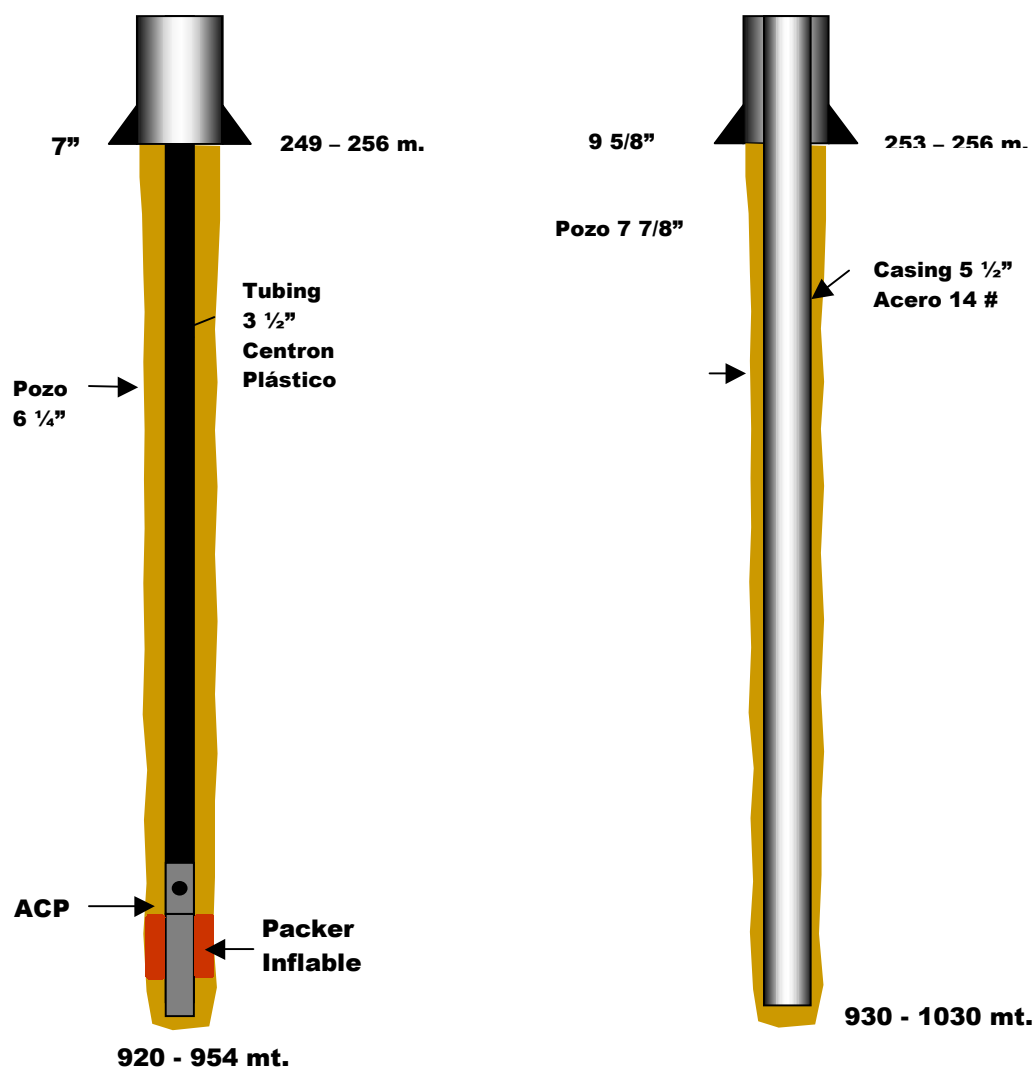
Las cementaciones se realizaron hasta el cruce de las 2 cañerías como mínimo, y en algunos casos hasta superficie.

Los pozos productores (4) se perforaron: la guía en 12 1/4” y entubada con 9 5/8”. Las profundidades variaron entre 253 y 256 metros.

El pozo principal se perforó en 7 7/8” y se entubó con cañería de acero de 5 1/2”. Las profundidades alcanzaron desde los 930 metros a los 1030 metros.

Las cementaciones se realizaron de la misma manera que para los inyectores.

En el siguiente gráfico se ven los 2 diseños principales.



4.3.2. BHA – COMPONENTES – POZOS DE 6 1/4"

Los conjuntos de fondo utilizados en esta campaña, tanto para los pozos perforados en 6 1/4" como en 7 7/8", fueron similares a los que se usaron en los proyectos anteriormente mencionados.

En lo que respecta a los trépanos: en 6 1/4" se usaron PDC de 5 aletas, cortadores de 13 mm.y orificios de 5 x 13/32. En 7 7/8" se corrieron PDC de 5 aletas, cortadores de 19 mm.y 5 orificios de 16/32.

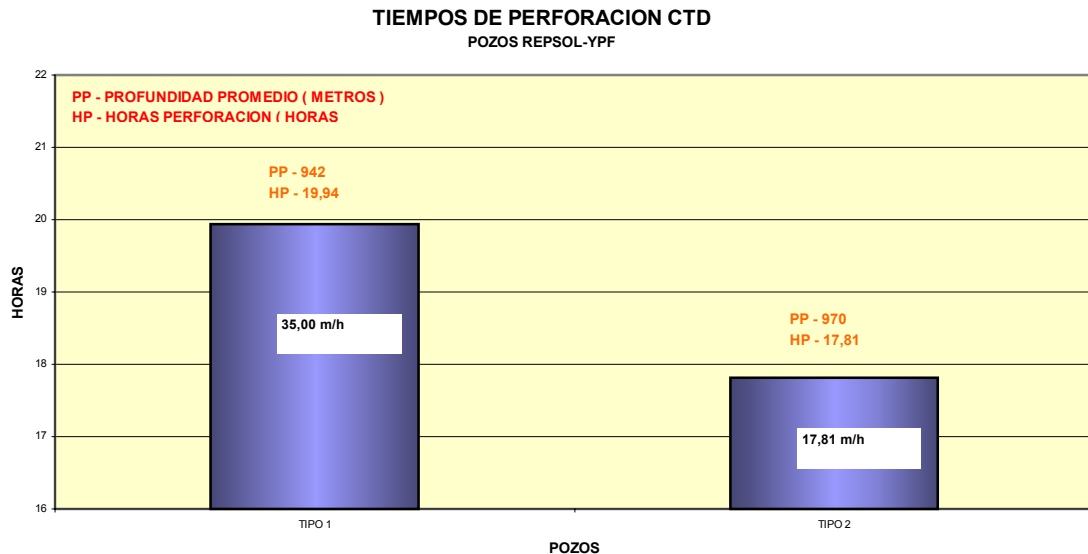
4.3.3. TIEMPOS DE PERFORACIÓN – VELOCIDAD DE PENETRACIÓN (ROP)

En la perforación de estos pozos también se obtuvieron altas velocidades de penetración. Por ej.,en un pozo perforado en 7 7/8" se obtuvo una ROP general de mas de **50 metros/hora**.

Pozos perforados en 6 ¼”: la profundidad final promedio de los mismos fue de 942 metros. Las ROP promedio alcanzadas fueron de 35 metros/hora.

Pozos perforados en 7 7/8”: la profundidad final promedio fue de 970 metros. Las ROP obtenidas fueron de 41 metros/hora.

En el gráfico de abajo se representan la penetración promedio, la profundidad promedio y las horas de perforación. Lo separamos en los 2 diseños realizados.



4.3.4. FLUIDOS DE PERFORACIÓN

El proyecto se realizó con un sistema base aceite (emulsión inversa), con una relación aceite / agua promedio de 70 / 30. Este sistema se programó, ya que la zona que se perforó presenta intercalaciones de arcillas y areniscas, y permite mantener el pozo estable, evitando la reacción de las formaciones.

Permite perforar a altas ROP, por sus características inhibitorias y de baja densidad.

4.3.5. PERFILES

Se corrieron perfiles a pozo abierto, tales como Caliper, Gamma-Ray e Inducción de Alta resolución.

En algunos casos, se produjeron *set-up* de la herramienta de perfil, originando maniobras adicionales para normalizar el pozo.

5. PROBLEMAS PRESENTADOS - SOLUCIONES

Cuando comenzamos con estos proyectos, principalmente los dos primeros mencionados, todos teníamos la falta de experiencia en la operación de equipos de Coiled Tubing Drilling en las condiciones operativas de nuestras cuencas, y sufrimos en el transcurso de los mismos, distintos problemas de equipo y operativos que afectaron los tiempos de ejecución. Estos fueron solucionados/optimizados en el transcurso de las operaciones.

5.1. EQUIPO

Los problemas de equipo que más demora ocasionaron fueron los siguientes:

- ✓ **Sistema Hidráulico:** problemas con motores, válvulas. Exige un mantenimiento muchos mas minucioso.
- ✓ **Bomba de Lodo.** Los equipos vienen con una sola bomba y la rotura de ésta, ocasionaba pérdida de tiempos. Para evitar dichas demoras se incluyó una bomba auxiliar.
- ✓ **Carretel Coiled Tubing.** En una operación en Pecom Energy se sufrió la rotura de un carretel por lo que hubo que cambiarlo con la consiguiente demora.
- ✓ **Planchada.** En la operación de Pecom se trabajó con casing de 5 ½" para entubar, y la planchada resultaba corta para maniobrar estas cañerías, por lo que se la modificó para hacerla más segura.

5.2. OPERATIVOS

- ✓ **Experiencia.** Si bien nuestro personal operativo fue capacitado en el exterior en la operación de la Unidad de Coiled Tubing Drilling, las condiciones geológicas propias de nuestras cuencas, tuvieron, al comienzo de la operación, un papel preponderante al momento de poder realmente evaluar el potencial de esta tecnología. Pero, con el transcurso de las operaciones, y gracias al aporte de experimentados supervisores canadienses, se pudo adaptar la operativa a las condiciones locales y demostrar gradualmente la aplicabilidad y ventajas de esta herramienta.
- ✓ **Entubación Tubería Plástica.** Se tuvieron problemas de set-up en esta operación (cañería liviana), por lo que fue necesario desentubar, realizar una maniobra de calibre y volver a entubar. Se solucionó este inconveniente al modificar el Packer Inflable que se bajó junto con la columna (diámetro exterior 4 ½" en lugar de 5 ½"). En la operación de Repsol-YPF, esta operación fue la que ocasionó mayor tiempo no productivo. En un pozo, y debido a la imposibilidad de poder entubar este tipo de cañería, se entubó cañería de acero revestida interiormente con plástico.
- ✓ **Perfil. Problemas de setup.** En Pecom, estos problemas se solucionaron cuando se cambió de un lodo base agua a uno base aceite, haciendo más estable el pozo. En Pan American, se decidió perfilar a pozo entubado, obteniendo buenos resultados y evitando los *setup* de la

herramienta de perfil. En Repsol-YPF también hubo pérdida de tiempo por este tipo de inconvenientes.

- ✓ **Conector.** En Pecom y Repsol-YPF sufrimos pescas al romperse el conector del BHA al Coiled Tubing. Es importante tener en cuenta la cantidad de ciclos y el desgaste que sufre el Coiled. Las pescas se dieron cuando trabajamos con motores de fondo de 6 ½" (mayor torque), por lo que se rediseñaron conectores.
- ✓ **Inestabilidad de Pozo (pegamiento por presión diferencial – arrastre).** Este punto es muy importante. En el yacimiento de Pecom, sufrimos problemas de arrastre y aprisionamientos que nos hicieron perder una columna de perforación en un pozo. La solución propuesta fue el cambio del sistema de lodo (base aceite), y a partir de allí las maniobras de perforación, calibre, perfil, etc. mejoraron notablemente. En el yacimiento de Pan American Energy, por pegamiento, fue necesario realizar un corte químico y luego ir a pescar la columna de perforación.
- ✓ **Pérdidas de Circulación.** En ambos proyectos se perforaron pozos en los que se sufrieron pérdidas de lodo, ya sea por encontrar zonas depletadas, por tener altas tasas de penetración que aumentan la carga de sólidos en el espacio anular (principalmente Pan American), o por la combinación de ambas. Esto tiene un efecto importante sobre los costos, ya sea por la pérdida de lodo, como por la necesidad de inyectar material obturante para tapar la misma. Todas las maniobras adicionales (viajes de calibre), además de aumentar los tiempos de ejecución y costos, incrementan los ciclos del Coiled Tubing, disminuyendo su vida útil.

6. VENTAJAS

Esta tecnología innovadora, única en Latinoamérica, ofrece una amplia gama de ventajas por sobre la perforación convencional, cuando los diseños de los pozos a perforar y las condiciones geológicas son las apropiadas. Entre las más importantes podemos destacar:

- ✓ **Acceder rápidamente a reservorios someros**
En Pan American Energy se perforaron **30 pozos en 91 días**, algunos de los cuales se terminaron en **38 horas**. En Pecom Energía, se perforaron pozos en diámetros mayores y a mayor profundidad, que los registros medios de esta tecnología indicaban. En Repsol-YPF se mejoraron, en forma notable, los tiempos de perforación históricos para el yacimiento.
- ✓ **Alta tasa de penetración**
Se perforó a una tasa de penetración promedio de **90-110 m/hr** (3 veces más rápido que un equipo convencional) con pequeños daños de formación. Se alcanzaron penetraciones instantáneas de **200 m/hr**.
- ✓ **Movilización**
Los desmontajes, transporte y montaje son mas rápidos que un equipo convencional, además de tener un costo menor por tratarse de unidades autotransportables.

✓ **Locación**

Dimensiones de locación más reducida que implican menores costos.

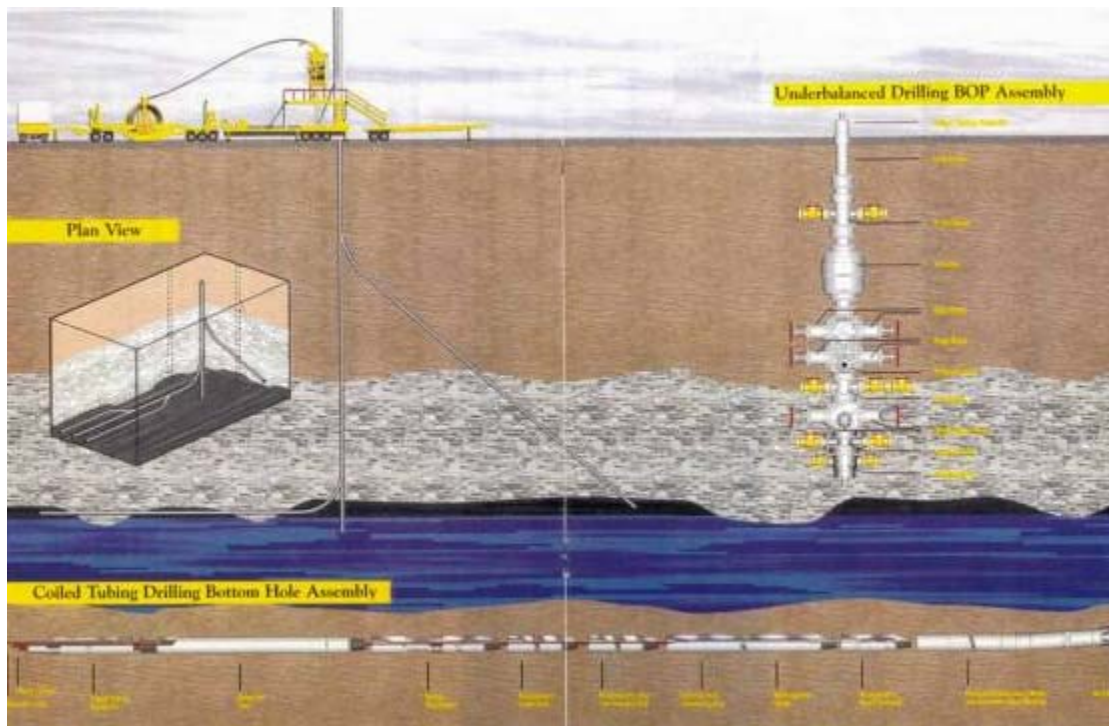
✓ **Seguridad**

Al perforar con tubería continua se reducen las maniobras de agregado de barras de perforación. Esta operación se limita al armado del BHA (Columna de Perforación).

Se puede tener circulación continua, aún moviendo la tubería, lo que representa una gran ventaja en el control de pozos.

✓ **Proyectar la Perforación de Pozos en Desbalance y Pozos Direccionales**

Ya hay una amplia experiencia desarrollada con respecto a los beneficios del CTD en este tipo de pozos, que nosotros queremos extender a nuestros equipos.



Aplicaciones en la Perforación Slim Hole

Perforar en diámetros menores reduce los costos de cañería, lodo y cemento. Beneficios con respecto al medio ambiente, por ejemplo, por la menor generación de recortes.

Se reduce el tiempo de las maniobras.

7. CONCLUSIONES – PROYECCIÓN

- ✓ Los 3 proyectos se realizaron bajo la modalidad “llave en mano”. En Pecom y Repsol-YPF, comprendió solamente la parte Perforación. En Pan American, Perforación y Terminación. Este es un punto importante para la evaluación económica de un proyecto futuro, para coordinar mejor los esfuerzos de todo el Personal, los servicios, compañías involucradas, y lograr mejorar la optimización de costos y tiempos.

- ✓ Estudiar toda la información disponible de los yacimientos / campos, para evitar zonas depletadas que originen pérdidas de circulación, formaciones inestables y que ocasionen exceso de maniobras, ya que disminuyen la vida útil de la tubería.
- ✓ Estudiar los diseños de los pozos a perforar (diámetros, profundidades), por la limitación que tiene el equipo en este aspecto.
- ✓ Programar Sistemas de Lodo a utilizar (en Pecom Energía, el mineral-oil incrementó los costos del proyecto).
- ✓ Replantear el uso de Locación Seca (costos).
- ✓ Optimizar Trépanos y Perfiles (posibilidad de correrlos a pozo entubado).
- ✓ Hoy se está trabajando para perforar las guías (pozos de superficie) con el CTD, y así ampliar el espectro de trabajo del equipo.

8. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

COILED TUBING DRILLING RIG.

Foremost Industries Inc.

COILED TUBING TECHNICAL HANDBOOK.

Precision Tube Technology Inc.

BAKER OIL TOOLS.

Dalen Drilling Services LTD.

BLACKMAX DOWNHOLE TOOLS.

Operations Manual.

HUGHES CHRISTENSEN.

Drill Bit Catalog.

COILED TUBING DRILLING – GOLFO SAN JORGE 30 WELL PILOT PROJECT.

Project Report.