

Experiencia de perforación de pozos gasíferos en la Cuenca de Burgos, Norte de México.

Dentro del marco de los Contratos de Servicios Múltiples otorgados por PEMEX para la explotación y desarrollo de los campos gasíferos en la Cuenca de Burgos - Norte de México, le fue adjudicado a Servicios Múltiples de Burgos el Bloque Misión.

Este Bloque está compuesto por yacimientos con geología compleja y zonas de altas y bajas presiones que obligan a una cuidadosa planificación de los pozos a perforar además de un estricto seguimiento de la operación.

Se presenta la experiencia de perforación en los primeros 18 pozos con profundidades entre 1650 a 2300 m. donde se ha observado una mejora continua de las operaciones, reflejada en la disminución de tiempos de perforación. Uno de los puntos críticos identificados en la revisión del área es el asentamiento del revestidor intermedio, para ello la aplicación de software especializado redujo problemas operativos; además se abordan temas de seguridad, medio ambiente, equipos utilizados y estadísticas.

Los excelentes resultados obtenidos son consecuencia de una planificación bien orientada a la identificación y minimización de los riesgos presentes y la excelente conformación de equipos de trabajo que permite la transferencia de experiencias y conocimientos, además del sentido de compromiso por el éxito del proyecto.

**EXPERIENCIA DE PERFORACIÓN DE POZOS GASÍFEROS EN LA CUENCA
DE BURGOS, NORTE DE MÉXICO.**

Héctor Fernández, Tecpetrol

Juan Tovar, Tecpetrol

Esteban Urdaneta, Tecpetrol

Luis Granado, Tecpetrol

Iván Hidalgo, Halliburton

Guido Jimenez, Halliburton

Reynosa, México. 15 Julio 2005

Introducción.

En las operaciones de perforación de pozos son múltiples las variables que se conjugan y que al evaluarlas se pueden identificar los riesgos que cada una de ellas representan al éxito (económico-operacional) de cualquier campaña de desarrollo de campos. Dentro de estas variables, la geología presente en el área a desarrollar, representa el punto de inicio al momento de realizar los diseños de los pozos más adecuados para la reducción de problemas operacionales posteriores. Por otro lado la conformación de los equipos de trabajo y la integración Operadora-Compañía de Servicio es un aspecto también resaltante.

En este trabajo nos ocupamos en mostrar la experiencia en la perforación de pozos gasíferos en la Cuenca de Burgos al Norte de México, bajo el marco de los Contratos de Servicios Múltiples, suscritos por la compañía estatal mexicana y algunas empresas transnacionales.

Hay varios puntos que destacan en la experiencia obtenida, desde la fase de revisión de los problemas frecuentes en el área, para detectar potenciales riesgos operacionales e identificar las tecnologías disponibles que permitan la minimización de tales riesgos. También se identificaron operaciones con potencial espacio para mejoras de tiempo y calidad de las operaciones.

El marco geológico-estructural donde se adelanta la campaña es complejo con diferenciales de presión marcados, donde el punto de asentamiento del revestidor intermedio es considerado “crítico” ya que puede marcar la diferencia entre un pozo con buenos indicadores de tiempo-costo y un pozo con serios problemas que atentan hasta con la factibilidad de la terminación del mismo. Para trabajar esta variable se utilizó la tecnología existente a nivel de interpretación de registros de evaluación de formación y de estimaciones de presiones de poro y gradientes de fracturas.. Se detallará de la existencia de algunos factores claves tales como equipos de perforación, personal de cuadrillas, requerimientos de seguridad, ambiente y calidad que hacen en un todo un proceso complejo y con múltiples matices en cuanto a los requerimientos técnicos operacionales para el trabajo siguiendo las exigencias de la compañía propietaria de las obras ejecutadas. Adicionalmente se mostraran los indicadores de gestión en la perforación de los primeros 18 pozos que muestran claramente las mejoras obtenidas hasta la fecha y se evidencia una curva de aprendizaje y un control de los indicadores que definen un proceso controlado en la actualidad.

UBICACIÓN GEOGRÁFICA CUENCA DE BURGOS

La Cuenca de Burgos se ubica al Noreste de México y es una extensión de la Cuenca del Golfo (figura N°1), con su mayor parte en tierra firme, ocupando una superficie de 72500 km² comprendiendo parte de los estados de Tamaulipas, Nuevo León y Coahuila de los Estados Unidos Mexicanos, en la llamada franja fronteriza con los Estados Unidos de América. De las cuatro cuencas de México que producen gas no asociado, el mayor volumen de producción proviene de la Cuenca de Burgos, con un aproximado de 35 millones de m³. Recientes estudios geológicos realizados por PEMEX indican que los campos de la Cuenca de Burgos podrían contener hasta 515000 millones de m³.

La mayor parte del gas provendría de depósitos paleógenos (con kerógeno tipo III), aunque también podría haber aporte por fracturamiento secundario a partir de depósitos mesozoicos. Las actividades exploratorias comenzaron a mediados de la década del 40, perforándose desde entonces unos 3000 pozos de los cuales un 27% corresponde a pozos exploratorios.

La existencia en un mismo pozo de zonas depletadas con zonas de alta presión hacen que la perforación de los mismos, requiera un detallado estudio de “ventanas de lodo” que no es más que el rango de densidad de lodo para que las operaciones sean seguras y sin riesgos de fracturas (pérdidas de circulación) o colapso de agujero y diseños de revestimientos para maximizar la relación costo/beneficio del proyecto.

Cada reservorio o compartimiento debe ser considerado por separado, con diferentes propiedades petrofísicas y propiedades que varían en función de la profundidad. En esta compleja geología, las formaciones con problemas de pérdidas de circulación y alta presión plantean serios desafíos a los perforadores. La mayor parte de los pozos son perforados hasta alcanzar profundidades de 1600 a 2500 m, y luego son terminados y fracturados hidráulicamente. Su productividad inicial es alta pero tienen una declinación muy fuerte. El bloque Misión cubre una superficie aproximada de 1980 km². Produce actualmente 1.3 Millones de m³ de gas y 48 m³ de condensado con 50 pozos en extracción efectiva.

CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS Y PETROFÍSICAS DE LOS YACIMIENTOS

La Cuenca de Burgos contiene espesores de sedimentos de hasta 10000 m correspondientes a estratos del Mesozoico Superior y del Terciario, geológicamente equivalentes a las areniscas Queen City, Vicksburg, Wilcox y Lobo, que resultan productivas justo al norte, en la Cuenca de las Costa del Golfo del sur de Texas, EUA. Los reservorios terciarios muestran un arreglo en “fajas” progresivamente más jóvenes hacia el este. Se vinculan a ambientes deltaico y marino costero. Estos depósitos, a lo largo de su historia evolutiva, estuvieron sometidos a campos de esfuerzos distensivos, quedando como resultado, una serie de bloques limitados por fallas tensionales (predominantemente NNE-SSO) donde se ubican los principales yacimientos, quedando “compartimentalizados” lo que agrega un grado de dificultad superior al realizar la conceptualización de los yacimientos de la zona.

Dentro de las características petrofísicas de los principales reservorios en producción, se englobarían genéricamente bajo la denominación de “tight sand”, por sus particulares características de permeabilidad (bajas) y comportamiento de la producción, necesitando en la mayoría de los casos, fracturarse hidráulicamente para obtener producciones comerciales de gas. Los mismos se ubican a lo largo de toda la columna geológica (figura N° 2), adquiriendo importancia dentro del bloque los reservorios Terciarios.

DISEÑOS TRADICIONALES Y PROBLEMAS PRESENTES EN PERFORACIONES EN EL ÁREA.

La perforación de pozos en el área ha evolucionado de un esquema de pozos de diámetros convencionales con terminación con tubería de producción al llamado esquema “Tubingless”, terminando los pozos con tubería de revestimiento de 3.5” que a su vez cumple la función de tubería de producción. El diseño de pozos adoptado para el área consiste en tres etapas (superficial, intermedio, producción; con agujeros de 12.25”, 8.5” y 6.125” y revestimientos de 9.625”, 7” y tubingless de 3.5” respectivamente.)

Los problemas más importantes encontrados en el estudio de la perforación de los pozos del área se encuentran las pérdidas de circulación y los influjos de gas durante las perforaciones, en la mayoría de los casos ambos problemas combinados, uno a consecuencia del otro, que hace más complicado el manejo y solución de este tipo de situaciones, en casos críticos se encontraban la pérdida de secciones de agujero y hasta el abandono de pozos potencialmente productivos, así como la terminación de pozos en zonas diferentes a las propuestas y con menor potencial de producción con el respectivo impacto económico que representa.

Del análisis de las historias de perforación también se encontró que aspectos tales como una buena selección del punto de asentamiento del revestimiento intermedio se convertía en crítico a la hora de minimizar los riesgos operacionales; se encontró una dispersión muy grandes en las profundidades de asentamiento para pozos de una misma área posiblemente debida a la falta de información necesaria (registros, experiencias previas, desconocimiento del área), La mayoría de las pérdidas de circulación ocurrían cuando se perforaban en conjunto zonas con diferenciales muy marcados de presión, capas superficiales sin presión y no tan consolidadas como las capas de los reservorios inferiores, por lo tanto el buscar el correcto punto de asentamiento se convierte en una pieza clave en la planificación de estos pozos. Otro punto de atención lo representa la selección del peso de lodo adecuado a fin de tener la suficiente densidad para contener la presión de las capas presurizadas y al mismo tiempo no exceder la resistencia de las capas más débiles. Todo estos problemas son agravados por la misma geología del área que la convierte en yacimientos compartimentalizados donde es muy común encontrar capas con presiones más altas al resto del yacimiento.

En la figura N° 3 se muestra el diseño de pozo generado para la perforación en la presente campaña.

MEJORAS APLICADAS AL PROCESO DE PERFORACIÓN.

Del estudio-revisión de la experiencia de perforación se detectaron ciertos puntos de interés que influyen directamente en el éxito operacional en la perforación de pozos.

A. Selección de Punto de Asentamiento de revestimiento intermedio.

Como ya se explico anteriormente, una buena selección del punto donde dejar el zapato del revestimiento intermedio hace la diferencia entre pozos con problemas operativos graves y pozos trabajados sin grandes contratiempos, esto debido al diferencial de presión existente entre las capas atravesadas y la presencia de lutitas débiles que provocaban inestabilidad de hoyo, por lo tanto un buen aislamiento de estas capas evitará problemas operacionales posteriores.

Para analizar este punto se trabajó con softwares especializados para la estimación de presiones de poro y presiones de fractura a fin de determinar la ventana operacional de lodo (rango de densidad de trabajo seguro), este trabajo se realizó con los registros disponibles de pozos vecinos en el área a perforar en la presente campaña, entre ellos Registro de Rayos Gamma, Resistividad, Sónicos, Densidad.

También se analizó el campo de esfuerzos al cual están sometidas las capas, con registros de litología y registros sísmicos de onda completa se analizaron parámetros tales como los Módulos de Young, Módulo Volumétrico, Relación de Poisson y una vez integrado con la data resultante de la estimación de presiones se evaluaron las presiones críticas tanto para el colapso de agujero así como la iniciación de la fractura.

Para el caso de los pozos del Campo D, después del análisis explicado se seleccionó el intervalo de 1750-1800 m como punto de asentamiento ya que este permitía diferenciar capas depletadas en el orden de 1.25 gr/cc con capas presurizadas en el orden de 1.7 gr/cc. Una vez ejecutados los pozos se encontró que los problemas visualizados en pozos vecinos se redujeron al mínimo permitiendo ejecutar los trabajos con menor tiempo que el planificado, con su respectivo impacto económico. Estos puntos de asentamiento se fueron estandarizando para cada uno de los yacimientos en los cuales se iban a operar con resultados satisfactorios.

La figura N° 4 muestra un ejemplo de las estimaciones de presiones y propiedades mecánicas analizadas que fueron el soporte técnico unido a la experiencia de campo de esta mejora aplicada.

B. Diseño de Sartas de Perforación, uso de tubería de perforación de 3.5” para la perforación de todo el pozo y conjunto de fondo telescópico.

Se encontró que para la perforación de los agujeros superficiales e intermedios se utilizaba tubería de perforación de 4.5” y para la etapa de producción se utilizaba una tubería de perforación de 3.5” debido al diámetro a perforar 6.125”, originando tiempos en el desarmado de la sarta de 4.5” y el armado de la tubería de 3.5”. Además de reducir los tiempos operativos de perforación, la utilización de tubería de perforación de 3.5” permite reducir las pérdidas de carga en el espacio anular (menor ECD) y por lo tanto minimiza las posibilidades de pérdidas de circulación. Adicionalmente, se ahorra tiempo operativo al evitar el desarmado/armado de la sarta de perforación.

Por otro lado se utiliza un conjunto de fondo telescópico que permite ir desechando los elementos de mayores diámetros a medida que se cambia de diámetro de agujero, reduciendo de esta manera tiempos operativos.

C. Uso de Carbonato de Calcio (CaCO_3) como aditivo constante en el lodo de perforación.

Debido a los antecedentes de pérdidas de circulación se decidió la utilización del Carbonato de Calcio como aditivo de uso permanente en el fluido de perforación para ayudar a minimizar el filtrado a la formación y como agente puente con la finalidad de servir de sello y evitar las pérdidas de circulación. Son conocidas las propiedades de este aditivo como agente de control de pérdidas de perforación, en este caso se utiliza con carácter preventivo en concentraciones entre el 10 al 20% y con selección de grano fino a medio. Adicionalmente, es bien conocida el mínimo impacto al daño a la formación con la utilización de este producto por lo que su uso se ha estandarizado como parte de la formulación del fluido base aceite utilizado en el área.

Esta práctica se ha utilizado en la presente campaña con excelentes resultados ya que ayuda a minimizar las pérdidas de fluidos a la formación que se traduce en ahorro de tiempos y costos de perforación.

D. Uso de Monitoreo de Parámetros de Perforación en Tiempo Real.

Debido a los problemas operacionales visualizados y experimentados en los diferentes campos a perforar, el uso de un sistema de control de parámetros de perforación brinda las herramientas necesarias para un mejor desempeño de las operaciones, entre los parámetros observados se encuentran Profundidad, Presión en bombas, caudal de entrada y de retornos y el porcentaje o unidades de gas retornando a superficie, entre otros. Con estos parámetros se puede llevar a

cabo los ajustes necesarios para optimizar las operaciones de perforación, así mismo detectar en forma temprana (tiempo real) cualquier problema operacional común en la zona (pérdida de circulación y las arremetidas de gas). Así mismo es importante destacar el entrenamiento en el uso del sistema mencionado por parte del perforador que representa una ventaja comparativa a la hora de la detección y solución de problemas operacionales.

La figura N° 5 presenta un ejemplo de los parámetros visualizados en tiempo real en el equipo de perforación.

E. Uso de Cabezales de pozo Semicompactos.

Dentro del mejoramiento obtenido en las operaciones de perforación en la cuenca de Burgos está la utilización de los cabezales de pozo tipo semicompactos que permiten el ahorro de tiempos en las operaciones de armado y desarmado del conjunto de válvulas impide reventones BOP's.

F. Entrenamiento y certificación de cuadrillas de perforación.

Debido a la dinámica de trabajo y la experiencia del área el personal de cuadrilla debe estar certificado con los diferentes cursos de control de pozos correspondientes, a fin de estar debidamente entrenado para la operación de control de pozos, por la razón antes mencionada se trata de no tener una rotación de personal alta para garantizar así el conocimiento necesario en las operaciones de emergencia.

ASPECTOS DE SEGURIDAD, HIGIENE, AMBIENTE Y CALIDAD.

Debido a la normativa existente a nivel mundial y a las políticas de las empresas petroleras operadoras y de servicios, se tiene que atender aspectos relacionados con la Seguridad e Higiene, así como aspectos relacionados con el impacto ambiental y restricciones en cuanto a la calidad de los pozos perforados.

Entre los aspectos de Seguridad e Higiene se tiene:

A. Inducción en HSE

Toda persona que requiera trabajar en el proyecto, debe participar en una sección de Inducción de 4 horas; los principales aspectos de esta inducción son:

- Presentación del Proyecto
- Presentación de Políticas de Alcohol y Drogas
- Uso de Equipos de Protección Personal
- Reporte de Investigación de incidentes
- Permisos de Trabajo
- Procedimientos de Emergencia y Alarmas

B. Reuniones pre-turnos de Cuadrilla de perforación

Cada una de las cuadrillas de perforación, debe realizar todos los días y antes de iniciar el turno de trabajo una reunión de seguridad de entre 5 a 10 minutos de duración, donde se analizan aspectos de seguridad y medio ambiente.

C. Reuniones pre-operacionales

Cada vez que se realice una operación especial, el supervisor encargado, reúne a todo el personal involucrado y se revisa el Análisis de Riesgo y JSA.

D. Inspecciones Gerenciales

Con el fin de verificar la implementación y el seguimiento de los estándares de HSE, los Gerentes de las diferentes compañías, deben participar en visitas a las áreas de operación.

E. Estadísticas

Semanalmente en el taladro de perforación se llevan las estadísticas de Seguridad, tales como: número de tarjetas STOP, número de derrames, Índices de seguridad, etc.

Entre los aspectos Ambientales se tiene una serie de tramites ante organismos gubernamentales Mexicanos para obtención de permisos necesarios para la construcción de caminos, localizaciones, líneas de descarga; para ello se hace necesario presentar los estudios de Impacto ambiental y de Riesgo Ambiental de las diferentes obras a ejecutar. Adicionalmente se tiene un programa reglamentado para la preservación de especies de flora autóctona de la región y así garantizar la coexistencia en armonía con el ambiente

Entre los aspectos de calidad se debe cumplir con la normativa contractual de mantener al máximo la verticalidad del pozo con severidades de pata de perro por debajo de los 2.5°/30 m y un radio de tolerancia de 70 m en la primera arena objetivo del pozo.

CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO DE PERFORACIÓN.

El equipo de perforación que se ha venido utilizando en la presente campaña presenta características no convencionales a equipos de su potencia. El equipo utilizado es un Wilson de 700 HP pero adaptado para trabajar en áreas de producción de gas hasta los 3000 m de profundidad..

Los cambios principales, por lo general son:

- A. Conjunto de BOPs formados por una simple, una doble y un anular por lo general para presiones de trabajo de 10000 psi. Con todas sus conexiones innifugas y un accionador con la suficiente capacidad para operarlas.
- B. Usos de manifold de surgencia de 10000 psi.
- C. Altura libre de la Subestructura de más de 6 m. Esto obliga, a muchos de ellos, armarlos sobre ponys.
- D. Al estar mas alto el centro de gravedad de los mástiles, se le coloca contravientos laterales para aumentar su estabilidad y medidor de fuerza en los contravientos principales para detectar cualquier anomalía de nivel y darle la tensión necesaria.
- E. Circuitos compactos de piletas, pero adaptados para densificar rápidamente y poder tratar y desgasificar el lodo. Se utilizan silos para baritina y embudos de ultima generación tipo Vortex para optimizar el tiempo para densificar el lodo.
- F. Instalaciones eléctricas y mecánicas antiexplosivas.
- G. Por razones de ecología y del uso normal en la zona del lodo base aceite, se utiliza un quemador ecológico de características especiales compuesto de un golpeador, un separador, una chimenea de quema, una piletta y un circuito de retorno de lodo.
- H. Locaciones sin piletas de tierra.

La figuras N° 6, 7 y 8 muestra el equipo utilizado en la perforación de pozos objeto de este documento.

ESTADÍSTICAS DE DESEMPEÑO DE LA CAMPAÑA.

El éxito técnico-operacional se mide por los pozos ejecutados mecánicamente óptimos para la producción de gas y por los indicadores de tiempo-costo del proyecto que a su vez generan indicadores económicos de la rentabilidad del proyecto.

La campaña se inició con dos equipos de perforación con similares características, por lo que para efectos comparativos no tiene mayor incidencia.

Para este trabajo se analizan los primeros 18 pozos perforados en el Bloque Misión en la presente campaña. La figura N° 9 da cuenta de la distribución porcentual de las perforaciones en los distintos campos del Bloque, en el cual con excepción del campo E ha sido equitativa. Los pozos perforados en el campo A tiene una profundidad promedio de 1600 m (Excepto A-3 y A-5), en el yacimiento B una

profundidad promedio de 2200 m, en el yacimiento C una profundidad promedio de 2300 m al igual que en el yacimiento D. La única experiencia en el campo E fue a 1900 m. Todos los pozos a excepción del A-3, han sido perforados en tres etapas: Agujero superficial de 12-1/4" con revestimiento de 9-5/8" a +/- 150m; un agujero intermedio de 8-1/2" con revestimiento de 7" hasta +/- 1100 m y un agujero de producción con Tubingless de 3-1/2" a la profundidad final. La Tabla N° 1 se puede visualizar los datos de los pozos perforados.

Existen varios indicadores que permiten evaluar el desempeño de los procesos y que ayudan a definir cuan controlados están, para el caso de perforación estos indicadores son múltiples y variados, sin embargo no es materia de este documento ahondar en conceptos estadísticos sino presentar los datos de las planificaciones y ejecución de las operaciones con la finalidad de advertir aquellas tareas que se encuentran fuera de control para implementar las medidas necesarias para su mejoramiento.

Tiempos de ejecución.

Para el caso de este informe haremos un análisis basado en los tiempos de ejecución tanto para las operaciones de perforación como un todo como para algunas tareas como los desmontaje-transporte-montaje del equipo de perforación así como de las fases planas (viajes-registros-revestimiento-cementación) con la finalidad de verificar la tendencia de los mismos.

Por otra parte es importante la clasificación de la data a presentar ya que de esta depende la claridad con que se visualicen los diferentes indicadores de gestión, en este documento básicamente clasificamos los pozos según el yacimiento en el que fueron perforados y el equipo que perforó el pozo. En la figura N° 10 puede verificarse que los primeros pozos A-1/A-2 con Equipo 1 y C-1 con Equipo 2 muestran las diferencias más grandes a nivel de tiempo estimado vs. Tiempo real de las operaciones. También puede notarse que los tiempos estimados para los pozos A-1 y A-2 fue de 10.5 días (este fue tomando en consideración el pozo A-1010 mejor pozo del área), por esta razón se ve una gran diferencia entre los tiempos estimados y reales de estos dos pozos. Adicionalmente, estos pozos fueron los primeros en trabajarse por los equipos de perforación en la campaña. En líneas generales que todos los pozos realizados por el Equipo 1 se perforaron en más tiempo que lo planificado, mientras que para el Equipo 2 solo los dos primeros pozos se realizaron con tiempos superiores a lo estimado. Sin embargo, cabe resaltar el mejoramiento del desempeño con lo comúnmente llamado "Curva de aprendizaje" ya que las desviaciones presentadas en los primeros pozos fueron corregidas y minimizadas en los subsiguientes, para ello se muestra la figura N°11, que hace referencia a los niveles de desviación en los tiempos de los pozos comparándolo con el tiempo planificado.

Claramente puede visualizarse como la tendencia a mantenerse por debajo de los tiempos planificados es mantenida por el Equipo 2, así mismo, la tendencia a mejorar esta presente en el Equipo 1 tomando en consideración de que el pozo A-3 fue atípico (2 etapas a 1300m). Hablando en términos generales, hasta la fecha se han perforado un total de 36335 metros en 279.6 días.

Velocidad de Perforación.

Otro parámetro comúnmente utilizado en el análisis de desempeño de las operaciones de perforación lo constituye la velocidad de perforación, que no es mas que un promedio de avance en profundidad con tiempo promedio en el pozo. Para el caso de este informe hablaremos de "metros por día" (m/día). Se presenta el grafico a continuación con la información concerniente a este parámetro.

La información mostrada en la figura N° 12 se muestra la información en forma cronológica con la finalidad de asegurarnos de visualizar la tendencia de este parámetro dependiente del tiempo. Varias cosas pueden decirse al analizar el grafico mostrado:

- ✓ La tendencia de la velocidad de perforación es a incrementarse a medida que se van perforando pozos en cada una de las áreas con una tendencia de mejoramiento continuo llegando a valores de 178 m/día.
- ✓ Puede verificarse que la tendencia a aumentar la velocidad de perforación y por consecuencia mejorar los tiempos de ejecución de los pozos a disminuir es evidente, El hecho de que la velocidad

de perforación aumente evidencia que los problemas operativos y el desempeño de los equipos han mejorado notoriamente.

Análisis de Tiempos DTM:

Los tiempos asociados a la actividad de Desmontaje-Transporte-Montaje del equipo de perforación es el resultado de la capacidad logística empleada en las maniobras así como la capacidad de la cuadrilla de perforación de realizar estas operaciones de manera rápida y eficiente. Otro factor en consideración es la distancia desde el punto de origen hasta el punto final, considerando que el equipo a mover es el mismo. El promedio de tiempo obtenido para el Equipo 1 es de 4.7 días y para el Equipo 2 es de 3 días, sin embargo, al igual que las otras variables analizadas en este informe la tendencia es a mejorar, para el caso de los DTM es a bajar los tiempos empleados, esta aseveración se puede verificar en la figura N° 13.

La tendencia general, como se dijo, es a mejorar tales tiempos; sin embargo se nota un incremento en el último DTM del Equipo 1, esto se debe a que la localización del pozo A-5 no se encontraba lista para recibir el equipo y se tuvo que esperar por ella.

Análisis de Tiempos de fases Planas:

Uno de los factores que incide en el tiempo total de los pozos lo constituye el tiempo empleados en las fases planas (Bajar-cementar TR, Conexión-Prueba-Desconexión de BOP's, Corridas de registros, etc). En estas tareas, la calidad de las cuadrillas de perforación y las condiciones operativas de los equipos juegan un papel muy importante, debido a esta particularidad, estas tareas dan siempre la posibilidad de mejorar los tiempos dispensados.

Por las razones antes expuestas, estas mismas tareas también son afectadas tanto por las condiciones del equipo y la cuadrilla de perforación como por la profundidad del pozo. Se clasificaron los pozos de acuerdo al equipo de perforación que los construyó y la variable de profundidad es manejada desde el punto de vista de que cada equipo tiene un perfil definido, en cuanto a la profundidad y la cantidad de etapas perforadas (se excluyó el pozo A-3 de la presente comparación). La figura N° 14 presenta las estadísticas de estos tiempos planos para cada una de las fases y por equipo de perforación, visualizándose al igual que en otros indicadores un mejoramiento sostenido.

Análisis de Tiempos Improductivos:

Los tiempos improductivos detectados durante las operaciones de perforación también son un buen indicador del desempeño de las operaciones, en la figura N° 15 se muestra la evolución de este indicador por pozo clasificados de acuerdo al yacimiento al que pertenecen.

Puede notarse que los mayores tiempos improductivos se tienen en los primeros pozos que se perforaron en cada uno de los yacimientos del Bloque Misión. Básicamente, estos tiempos improductivos en los primeros pozos responden a reparaciones varias en el equipo de perforación como parte del proceso de adaptación a las operaciones en el área, típico del arranque de cualquier campaña de perforación. Otros problemas presentados fueron gasificaciones fuertes en los pozos B-1, D-1 y E-1 que derivaron en operaciones de control de pozos. Puede observarse que los mismos fueron observados siempre en el primer pozo perforado en cada campo y podría interpretarse como el ajuste de los parámetros tomados y/o derivados de información de pozos vecinos y que tuvieron que ser calibrados con las operaciones reales. También puede observarse que los problemas operacionales son asimilados de tal manera de que en los pozos subsiguientes se evidencia una disminución de los tiempos empleados en actividades no planificadas. En promedio el tiempo improductivo se ubica en 9.8 %.

Curvas de Avance de perforación de pozos.

Otra herramienta que nos permite visualizar el desempeño de las operaciones de perforación en la campaña desarrollada, para esto se debe clasificar los pozos de acuerdo al yacimiento o campo en el cual fueron perforados. Para cada uno de los campos A-B-C-D-E se muestra una disminución de los tiempos de perforación.

Las figuras N° 16-17-18-19 y 20 muestran las curvas de avance de perforación de cada uno de los pozos perforados por yacimiento y su comparativa con el mejor pozo del área en lo que a tiempos se refiere.

CONCLUSIONES

De la experiencia obtenida en la Campaña de Perforación en el Norte de México se pueden sacar algunas lecciones aprendidas.

- ✓ La conformación de equipos multidisciplinarios de trabajo con la sinergia necesaria para afrontar proyectos como el que se describió generan resultados óptimos.
- ✓ El estudio detallado de los pozos vecinos y una correcta Planificación, son elementos fundamentales para la obtención de resultados positivos.
- ✓ La divulgación y el compromiso por parte de Supervisores y Gerentes con los aspectos de Seguridad, ha permitido cumplir con las metas de indicadores de desempeño en Seguridad.
- ✓ El haber contratado personal clave (Company Man), con experiencia en la Cuenca de Burgos, ha sido fundamental en la obtención de buenos resultados operativos.
- ✓ La experiencia previa en cualquier campaña de perforación permite identificar los riesgos asociados que atentan contra el éxito del proyecto, así como los puntos de atención necesarios donde hay posibilidades de mejora.
- ✓ El uso de herramientas de computación de última tecnología así como la información necesaria y confiable permite la simulación de situaciones y arrojan resultados, técnicamente apropiados para tomar decisiones correctas.
- ✓ Se tienen condiciones a nivel de ambiente que deben trabajarse de manera adecuada, tales como informe de impacto ambiental, informe de riesgos ambientales, cuidado de flora y fauna.
- ✓ El adecuado entrenamiento y certificación de las cuadrillas de perforación es importante para la seguridad y optimización de operaciones.
- ✓ Para lograr resultados satisfactorios se debió adecuar el equipo de perforación a las necesidades del yacimiento (BOP's, Quemador Ecológico, Seguridad en contravientos)

BIBLIOGRAFÍA

1. SPE 93187 “Knowledge Discovery y Drilling Optimization for Eliminating Surprises”. Xueliang BI, Tie Yan, Shurui Zhang, Changjiang Wang. Año 2005.
2. “Análisis de Tiempos de Perforación. Campaña 2004-2005. Bloque Misión-México”. Esteban Urdaneta Marzo 2005.
3. “Managing Drilling Risk”. Walt Aldred, Dick Plumb, Ian Bradford, John Cook, Vidhya Gholkar, Liam Cousins, Reginald Minton, John Fuller, Shuya Goraya, Dean Tucker. Oilfield Review, Summer 1999.
4. Descripción Geológica Cuenca de Burgos. PEMEX Exploración y Producción.
5. “Reportes diarios de perforación Cuenca de Burgos”. PEMEX Exploración y Producción.
6. Software especializado PETROSITE, procesos CORAL y ROCKEXPERT. Halliburton.
7. Software especializado GEOGRAFIX, PRIZM.

TABLAS Y FIGURAS

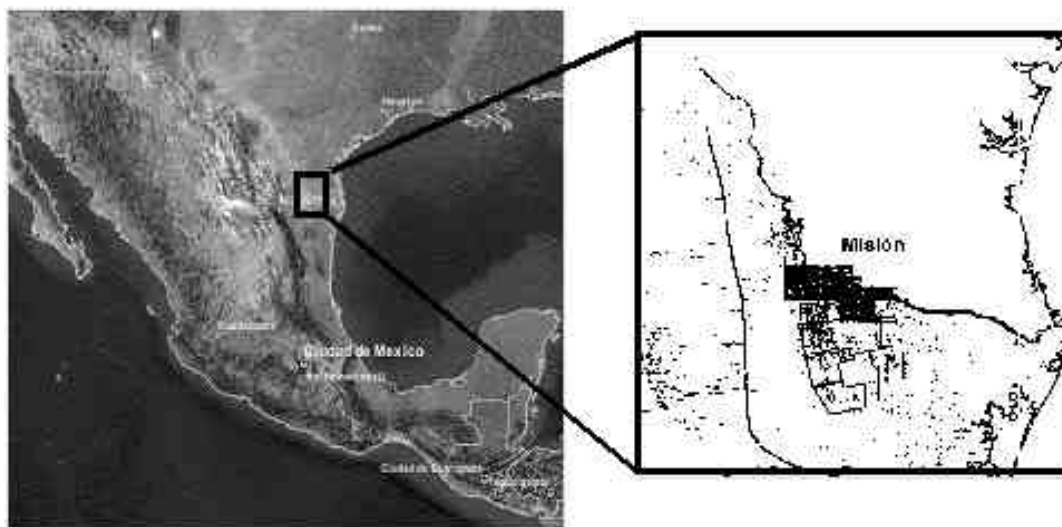


Figura N° 1. Ubicación Geográfica de la Cuenca de Burgos y Bloque Misión.



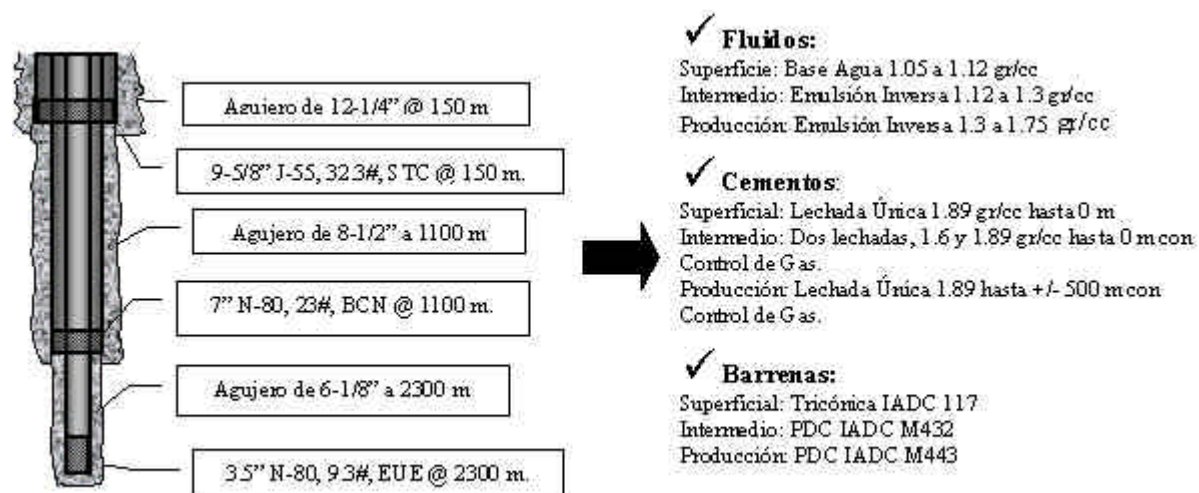


Figura N° 3. Diseño de pozos tipo para Campaña Bloque Misión.

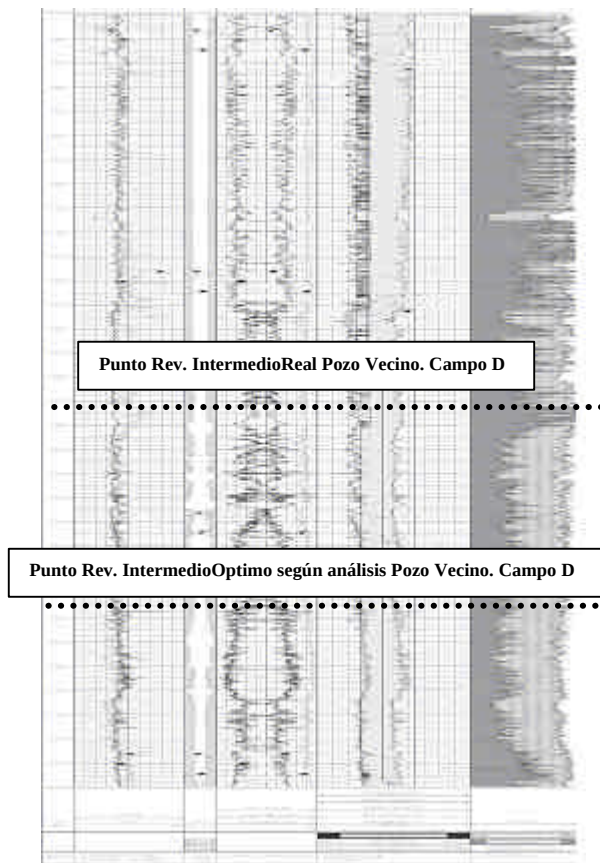


Figura N° 4. Análisis de punto de asentamiento de revestimiento intermedio

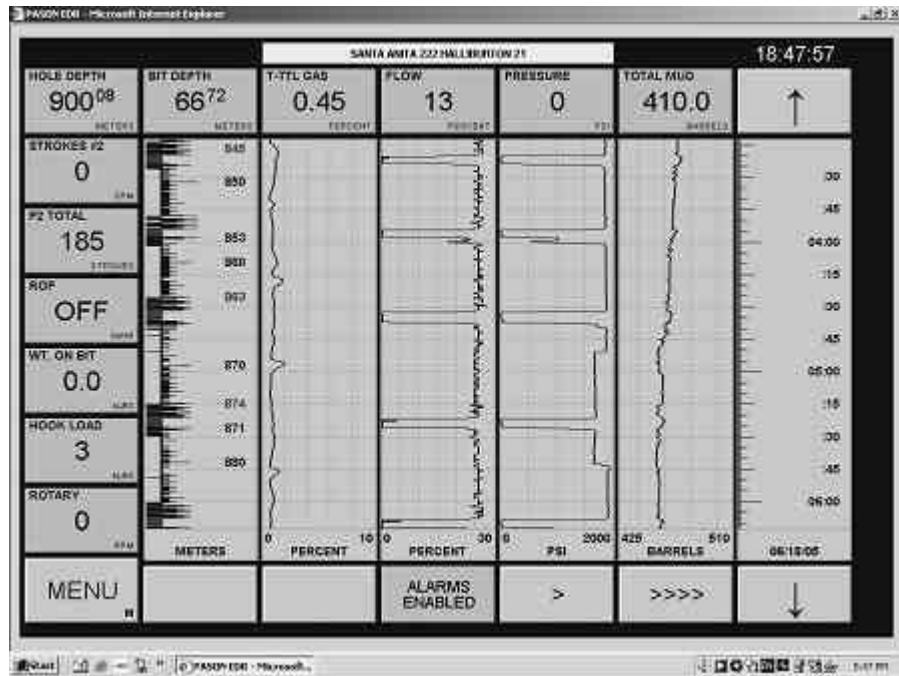


Figura N° 5. Sistema de monitoreo continuo de parámetros de perforación en tiempo real.



Figura N° 6. Equipo de Perforación utilizado en la Campaña.



Figura N° 7. Equipo de Perforación utilizado en la Campaña. Conjunto de Preventores.

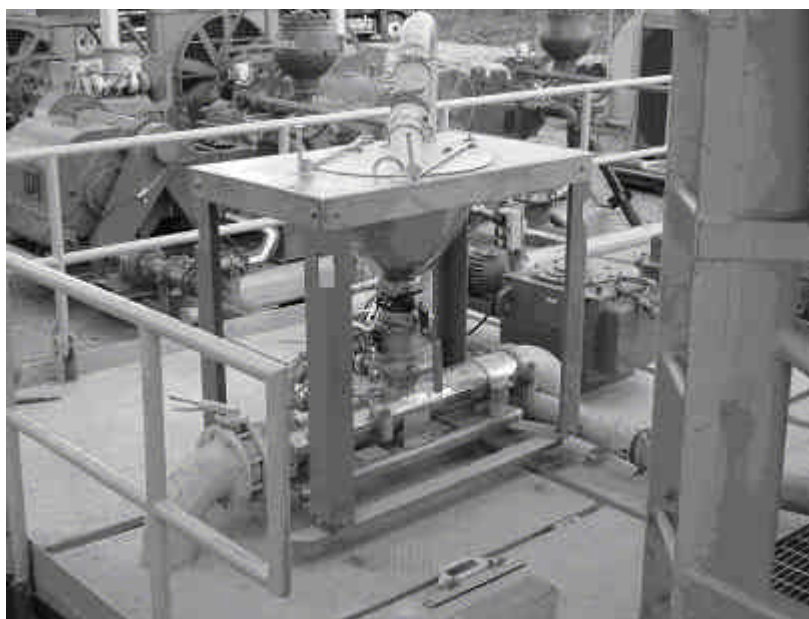


Figura N° 8. Equipo de Perforación utilizado en la Campaña. Sistema de mezclado aditivos sólidos.

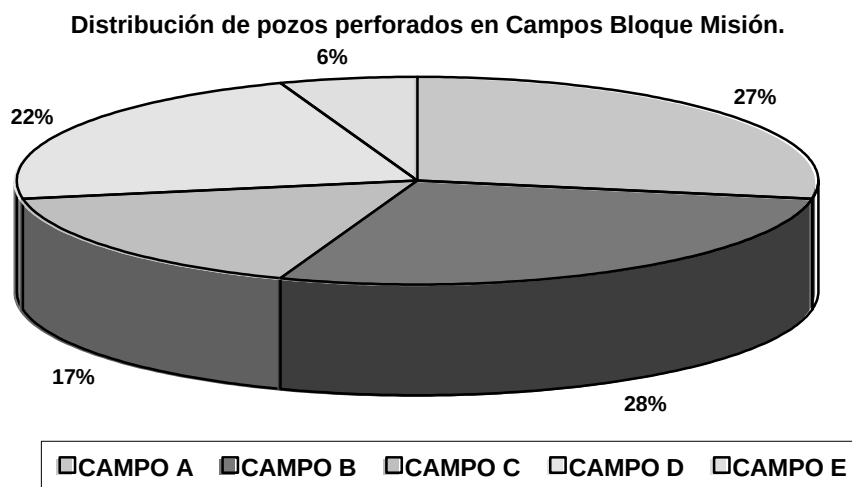


Figura N° 9. Distribución de la actividad de la Campaña por campos.

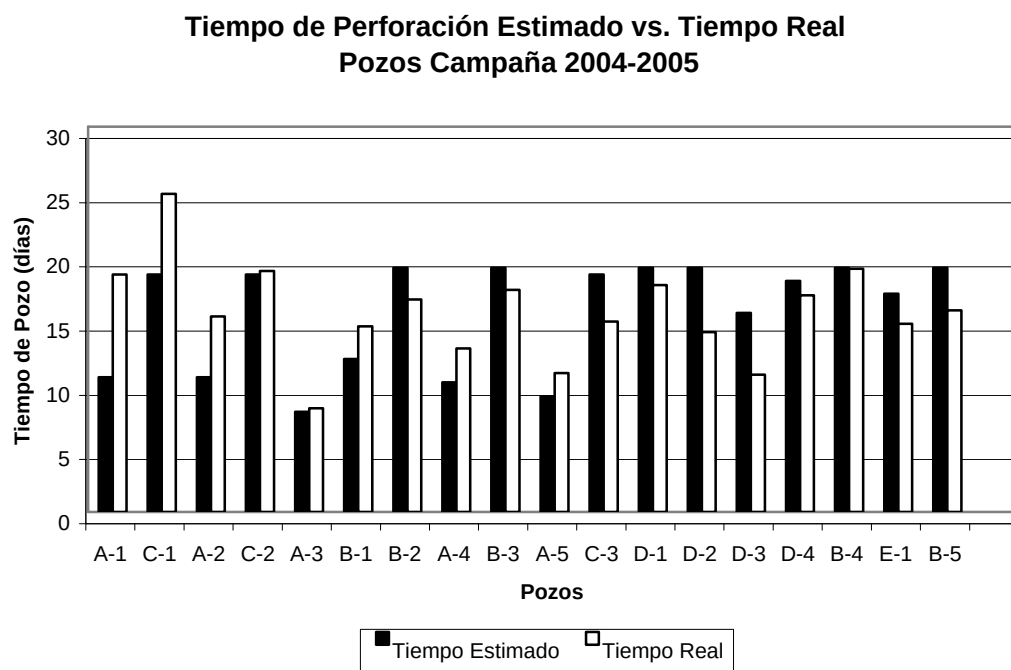


Figura N° 10. Record de tiempos estimados y reales de pozos trabajados en la Campaña.

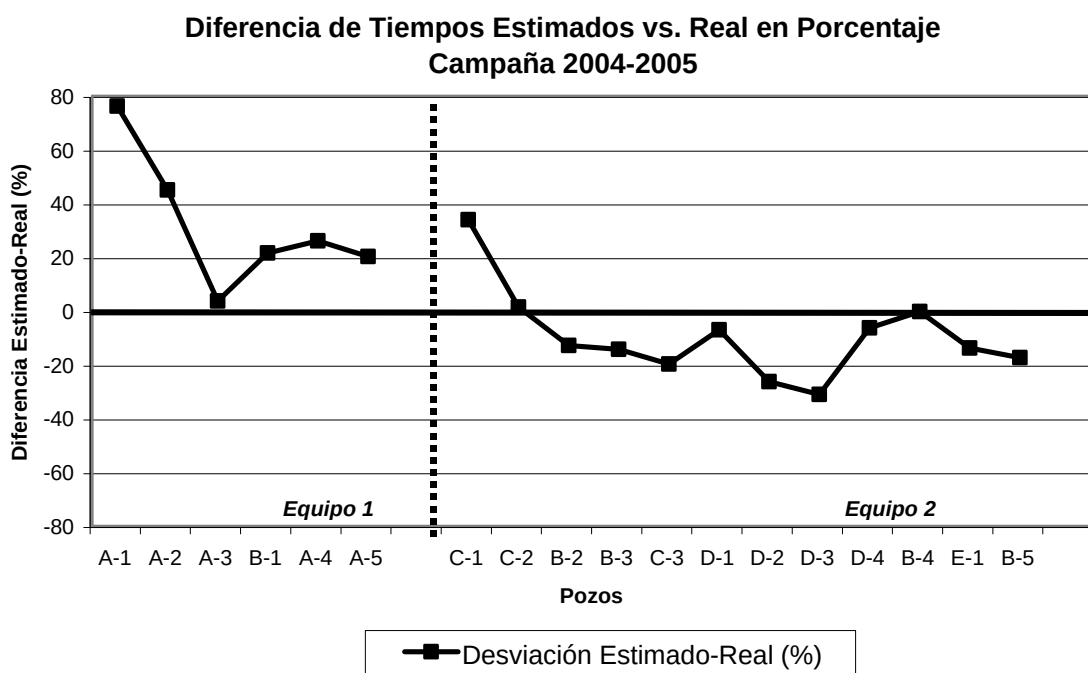


Figura N° 11. Desviación porcentual de tiempo estimados vs. Reales pozos de Campaña.

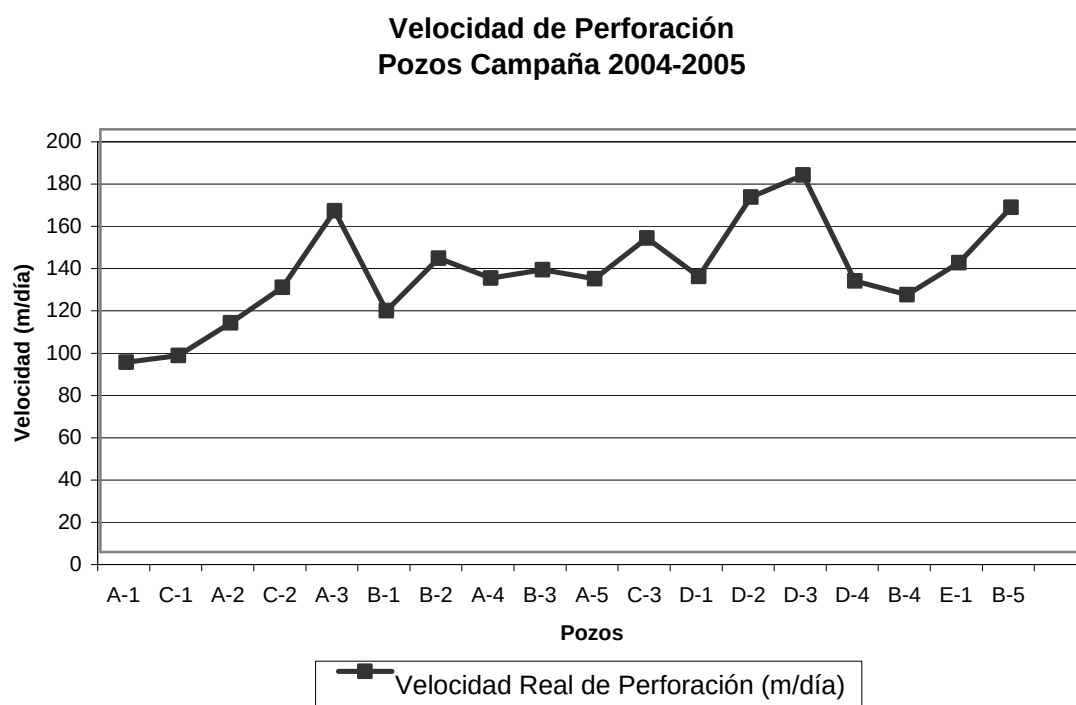


Figura N° 12. Velocidad de perforación de pozos trabajados en la Campaña.

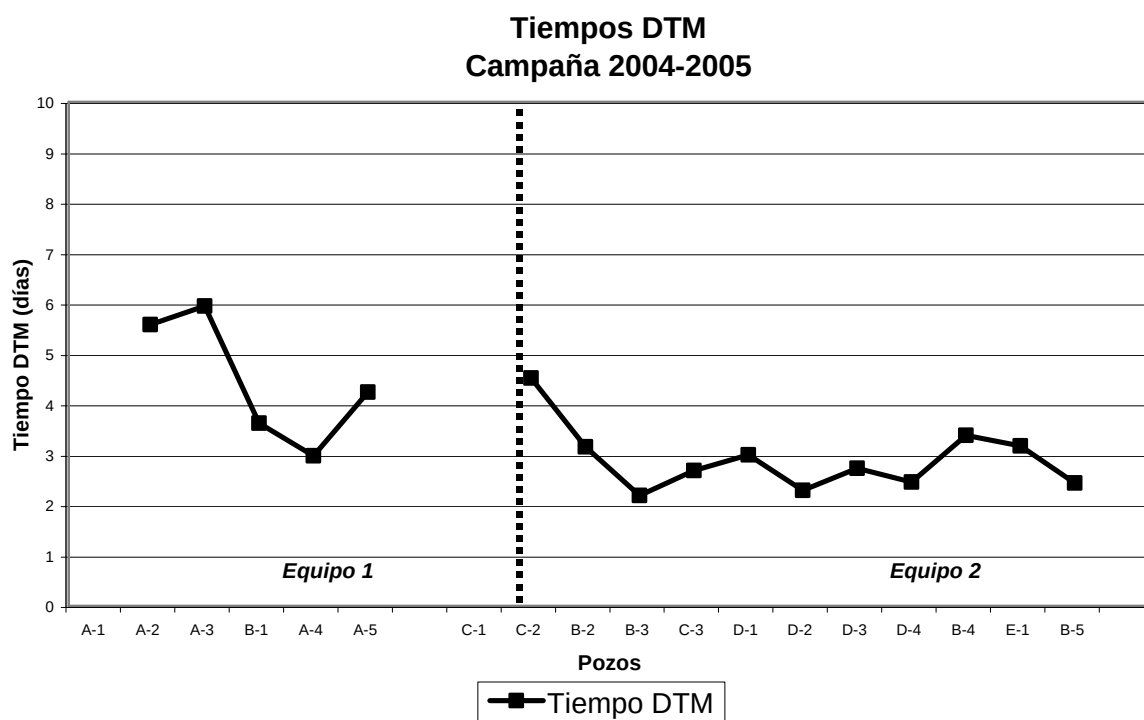


Figura N° 13. Tiempos DTM en Campaña de perforación.

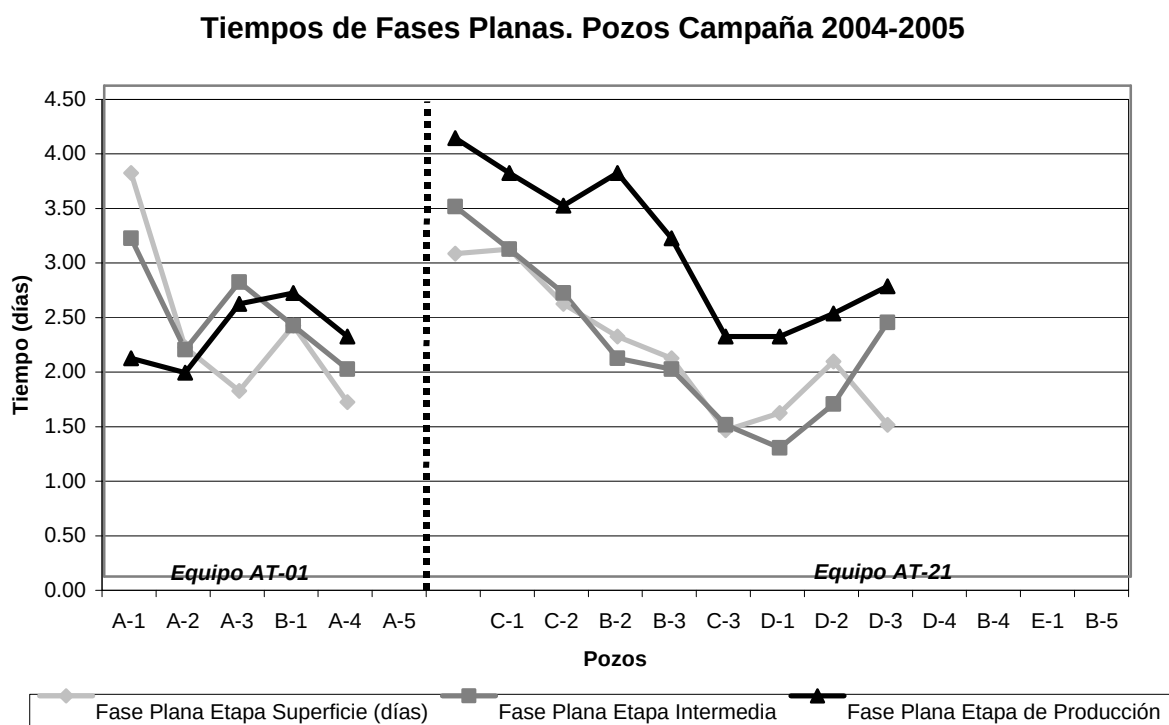


Figura N° 14. Tiempos Fases Planas en Campaña de perforación.

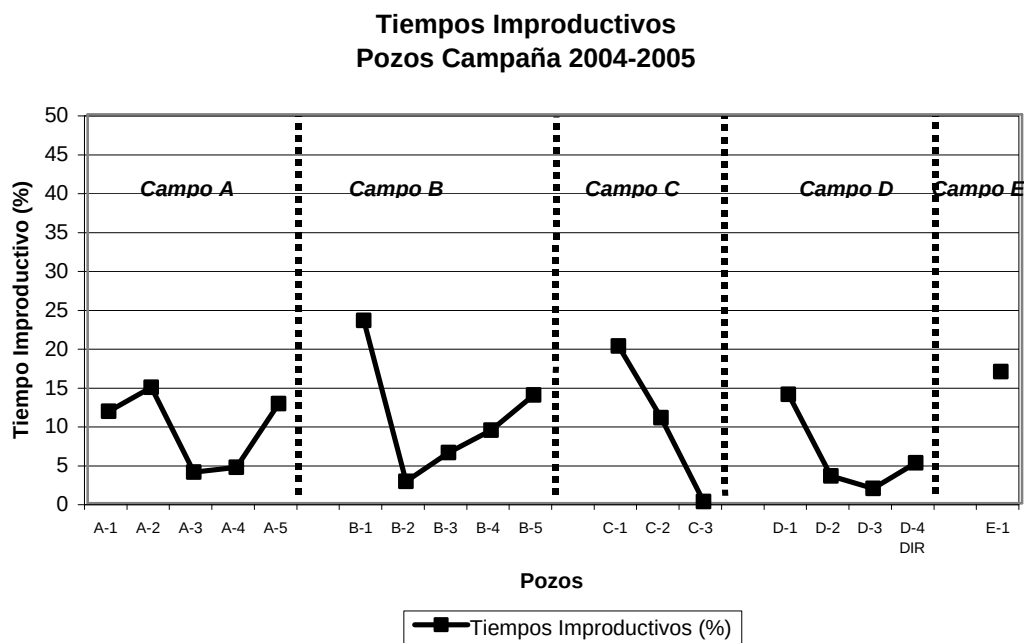


Figura N° 15. Tiempos Improductivos en Campaña de perforación por campo.

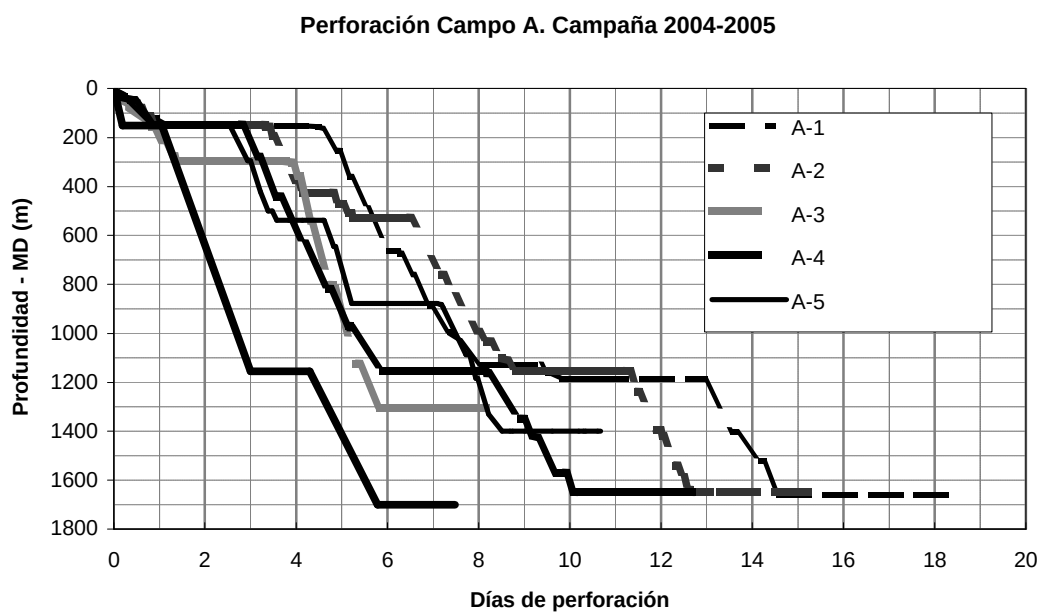


Figura N° 16 Curvas de avance de profundidad con tiempo Pozos Campo A..

Perforación Campo B. Campaña 2004-2005

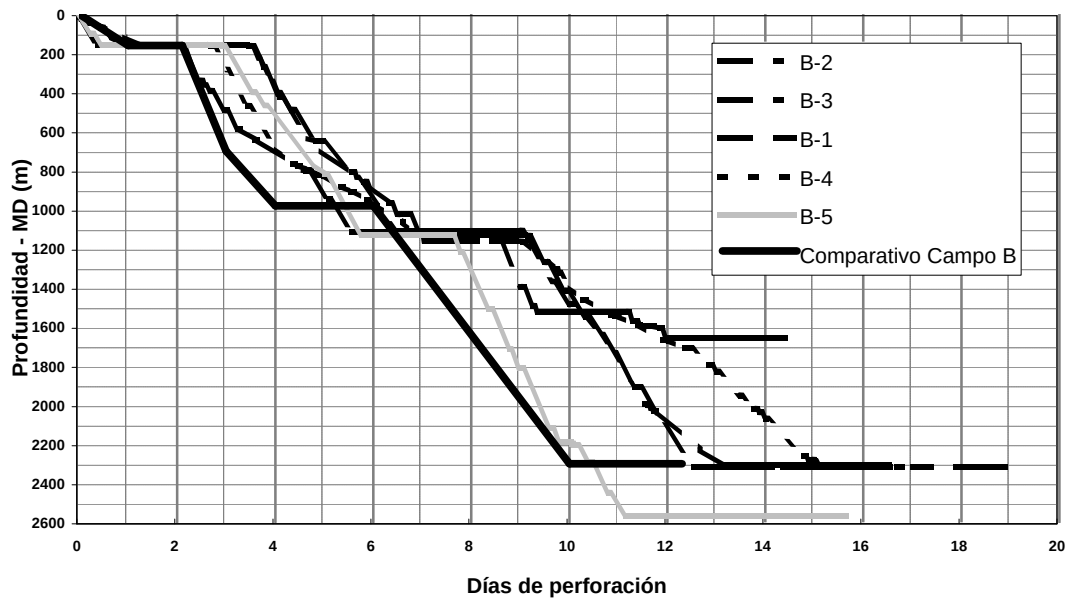


Figura N° 17. Curvas de avance de profundidad con tiempo Pozos Campo B..

Perforación Campo C. Campaña 2004-2005

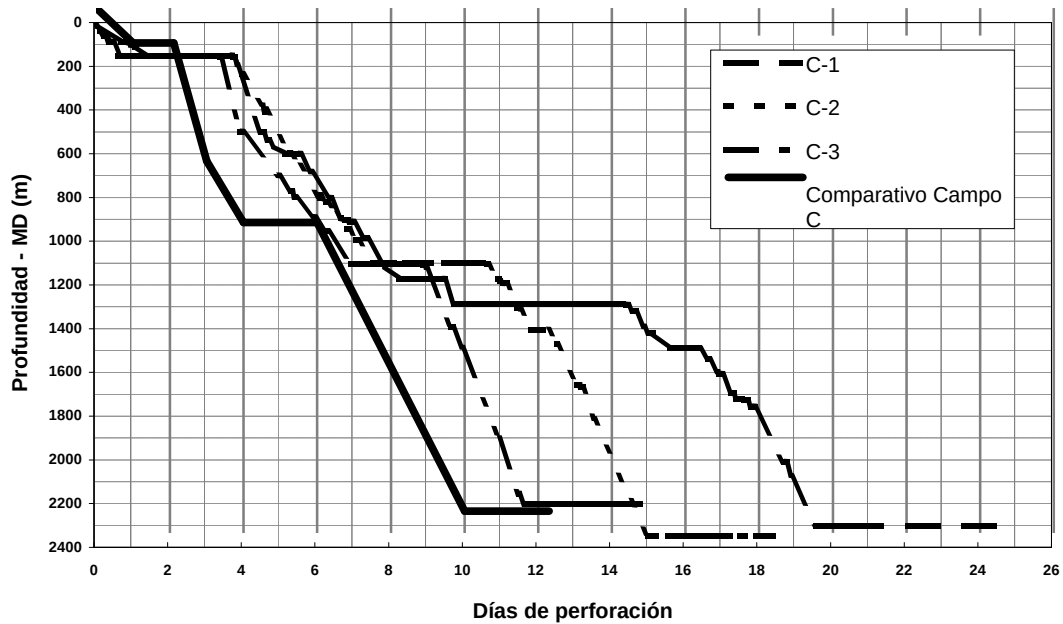


Figura N° 18. Curvas de avance de profundidad con tiempo Pozos Campo C..

Perforación Campo D. Campaña 2004-2005

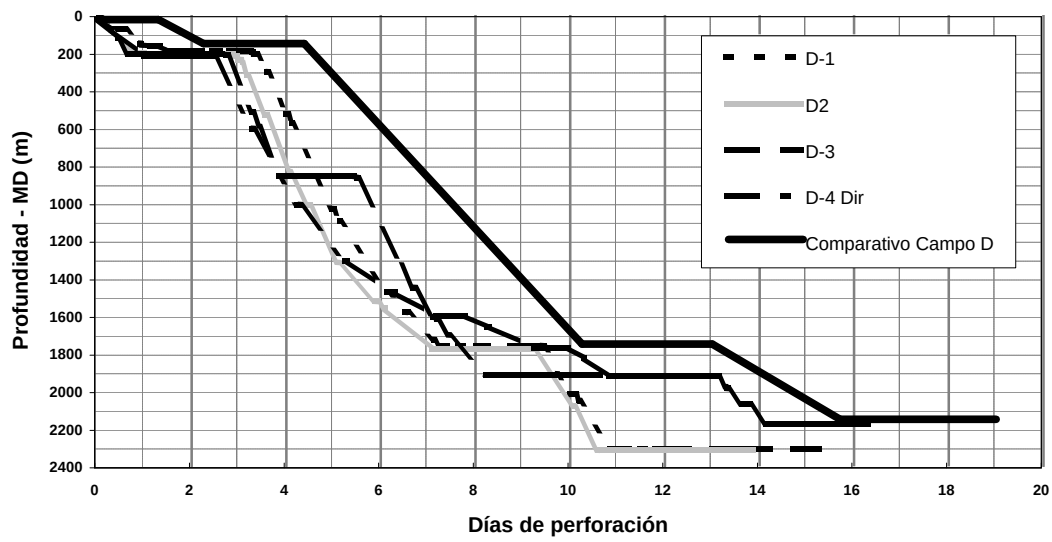


Figura N° 19. Curvas de avance de profundidad con tiempo Pozos Campo D..

Perforación Campo E. Campaña 2004-2005

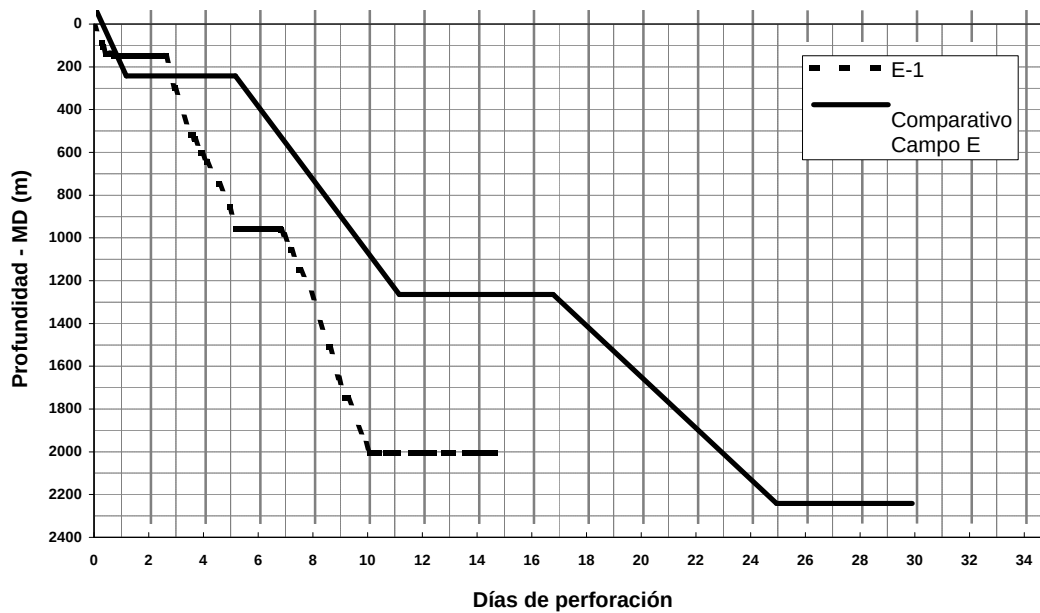


Figura N° 20. Curvas de avance de profundidad con tiempo Pozos Campo E.

Pozo	Tiempo Estim. (dias)	Tiempo (dias)	Prof. Estim. (m)	Prof. Real (m)	Vel. Estim (m/dia)	Vel. Real (m/dia)	Tiempo Imp (%)
A-1	10.50	18.5	1650	1662	157.14	89.84	11.80
A-2	10.50	15.2	1650	1650	157.14	108.42	14.90
A-3	7.80	8.1	1300	1305	166.67	161.44	4.00
A-4	10.10	12.7	1650	1650	163.37	129.62	4.60
A-5	9.00	10.8	1400	1400	155.56	129.36	12.80
B-1	11.90	14.5	1650	1650	138.66	114.12	23.50
B-2	19.00	16.6	2300	2300	121.05	138.96	2.80
B-3	19.00	16.3	2300	2310	121.05	141.79	6.50
B-4	19.00	18.9	2300	2307	121.05	121.75	9.40
B-5	19.00	15.7	2550	2557	134.21	163.00	13.90
C-1	18.50	24.8	2300	2303	124.32	92.97	20.20
C-2	18.50	18.8	2350	2350	127.03	125.19	11.00
C-3	18.50	14.8	2200	2203	118.92	148.52	0.21
D-1	19.00	17.7	2300	2303	121.05	130.36	14.00
D-2	19.00	14.0	2300	2307	121.05	164.79	3.50
D-3	15.50	10.7	1900	1906	122.58	178.34	1.90
D-4 DIR	18.00	16.9	2184	2165	121.33	128.30	5.20
E-1	17.00	14.7	2000	2007	117.65	136.94	16.90

Tabala N° 1. Datos básicos de pozos perforados.