



Universidad Nacional Autónoma de México

FACULTAD DE INGENIERIA

“ LOS SISTEMAS DE CAPTURA DE DATOS EN LA PERFORACION DE POZOS PETROLEROS ”

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE :

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

Rafael Flores Rivera





UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



FACULTAD DE INGENIERIA

Dirección
60-I-115

Señor FLORES RIVERA RAFAEL.
P r e s e n t e .

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que aprobado por esta Dirección, propuso el Prof. Ing. -- Norberto Domínguez Aguirre, para que lo desarrolle como tesis -- para su Examen Profesional de la carrera de INGENIERO PETROLERO.

"LOS SISTEMAS DE CAPTURA DE DATOS EN LA PERFORACION DE
POZOS PETROLEROS"

- I IMPORTANCIA DE LA CAPTURA DE DATOS EN LA PERFORACION DE POZOS PETROLEROS.
- II SISTEMA DE CAPTURA, REGISTRO Y PROCESO DE LOS DATOS.
- III APLICACION DE LOS DATOS EN LA PERFORACION.
- IV PERSPECTIVA DE LOS SISTEMAS DE SUPERVISION Y CONTROL DE POZOS PETROLEROS.
- V CONCLUSIONES.
BIBLIOGRAFIA.

Ruego a usted se sirva tomar debida nota de que en cumplimiento con lo especificado por la Ley de Profesiones, deberá prestar -- Servicio Social durante un tiempo mínimo de seis meses como -- requisito indispensable para sustentar Examen Profesional; así -- como de la disposición de la Coordinación de la Administración -- Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de los ejemplares de la tesis, el título del trabajo realizado.

Atentamente.

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Cd. Universitaria, D.F., Junio 13 de 1985
EL DIRECTOR

Dr. Octavio A. Rascón Chávez

OARCH'HRV!gtg

I N D I C E.

	Pág.
I.- Importancia de la captura de datos en la perforación de pozos petroleros.....	1
Datos del sistema de circulación de fluidos.....	2
Datos del equipo de perforación.....	9
II.- Sistema de captura, registros y procesos de los datos.....	11
Sistema para captura de datos.....	12
Sistema automático de supervisión de la perforación (SASPER).....	15
Sensores.....	22
Registrador de perforación.....	31
Tector-transmisor del registrador de la barrena...	33
Sistema de alarma Trip Flu-alert.....	36
Contador digital de bombeo.....	37
Detector de flujo de lodo.....	38
Consola de controles de lodo.....	39
Detector de temperatura.....	39
Sistema de nivel en las presas del lodo.....	40
Conjuntos indicadores de torsión.....	42
Anclas para indicadores de peso.....	42
Medidores de profundidad.....	43
Sistema "Visulogger".....	43
Indicadores de peso tipo ancla.....	45
III.- Aplicación de los datos en la perforación.....	46

IV.- Perspectivas de los sistemas de supervisión y control de pozos petroleros.....	60
Adquisición de datos.....	61
Métodos Telémétricos.....	61
Sensores de fondo.....	62
Potencialidad de la Medición Automátizada.....	63
Conclusiones.....	66
Bibliografía.....	68

C A P I T U L O I

IMPORTANCIA DE LA CAPTURA DE DATOS EN LA PERFORACION DE POZOS PETROLEROS.

La Industria Petrolera Mundial ha tenido un gran desarrollo tecnológico durante los últimos años. A medida que la perforación de pozos se lleva a profundidades mayores, la tecnología de perforación de pozos a grandes profundidades ha tenido un rápido desarrollo. Durante la perforación de un pozo es importante conocer valores de parámetros, tanto del sistema de circulación de fluidos, como del sistema de perforación; el propósito principal es conocer el estado del pozo (agujero, barrena, lodo de perforación, paredes del pozo, etc.) y evitar problemas tales como: pérdidas de circulación, atascamiento de la tubería, flujo de fluido de perforación, etc.

De lo anterior, la captura de datos durante la perforación de un pozo ha pasado a ser un elemento primordial en las actividades de perforación, por lo que reviste una gran importancia, el contar con sistemas de captura de datos oportunos y confiables que permitan trabajar en una forma "más segura y más rápida para que los costos disminuyan".

A medida que se incrementa la profundidad en la perforación, se hace más patente el desequilibrio de las presiones ejerci

das dentro del pozo por el fluido de perforación con respecto a -- los que resisten los estratos, así como de las presiones de los -- fluidos contenidos en ellos; por tal motivo se deben extremar las precauciones durante la perforación para disminuir el riesgo de -- que ocurran problemas como los mencionados anteriormente.

Los movimientos de la tubería durante las maniobras en la perforación de pozos, así como los efectos por bombeo, producen variaciones en la presión que actúa sobre las formaciones, ya que se requiere de una presión adicional para vencer la fricción durante el movimiento del fluido de perforación, dado que el flujo del - - fluido es a través del sistema de circulación y el pozo se encuentra lleno de éste.

La determinación de los parámetros reológicos de los fluidos de perforación (Viscosidad, punto de cedencia, esfuerzos de gelatinosis, etc.) son necesarios para obtener el tiempo óptimo de introducción y extracción de las tuberías en los pozos petroleros así como en la generalidad de las operaciones de perforación.

INFORMACION QUE SE REQUIERE

Del sistema de circulación de fluidos de perforación:
(en el orden de circulación normal)

- Bomba de Lodo.

- Unión giratoria.
- Flecha (Kelly).
- Tubería de perforación (descenso del lodo de perforación).
- Barrena.
- Espacio anular (ascenso del lodo de perforación).
- Criba (zaranda).
- Tanque de succión (presas de lodo).
- Capacidad del equipo de perforación.
- Tipo de equipo de perforación.
- Reología del fluido (Viscosidad, punto de cedencia, esfuerzo de gelatinosidad, etc.).
- Temperatura.
- Densidad.
- Presiones (Descarga, bomba e hidrostática).
- Profundidad.

Datos del equipo de perforación:

- | | |
|--------------------------------|--|
| - Torre de perforación | - Mesa rotatoria. |
| - Caballere porta polea. | - Preventores. |
| - Polea fija. | - Par. |
| - Cable de perforación. | - R.P.M. |
| - Polea viajera. | - Peso sobre la Barrena. |
| - Unión giratoria. | - Volumen del fluido de perforación. (en las presas de lodo) |
| - Flecha. | |
| - Tubería de perforación. | - Sentido y viaje de la Barrena. |
| - Tipo de Barrena (Formación). | |

SISTEMAS DE CIRCULACION DE FLUIDOS DE PERFORACION.

En las operaciones usuales de perforación rotatoria, se -- utiliza más potencia (Caballos de fuerza) en la circulación de lodo de perforación que en cualquier otra operación. Las bombas, líneas de flujo, tuberías de perforación, boquillas y áreas en las que fluye el lodo, son de importancia para los Ingenieros. Aún cuando el - trabajo de diseño y muchas investigaciones experimentales que se - han llevado a cabo en las diferentes piezas o partes del equipo de circulación, las nuevas ideas y conceptos referentes a la perfora-- ción de pozos, hacen que se requieran periódicamente nuevos análi-- sis de Ingeniería.

En la circulación normal, el lodo es bombeado hacia aden-- tro por la tubería de perforación, descargado por la barrena y re-- gresa a la superficie por el espacio anular entre la tubería de -- perforación y el agujero perforado y/o de la tubería de revesti-- miento colocado en el pozo. Ahora la circulación inversa, que sólo deberá emplearse en pozos entubados y donde no hay tendencia a - perder lodo en las formaciones expuestas (el lodo se bombea por - el espacio anular y regresa por el interior de la tubería de perfo-- ración a la superficie).

Componentes del Sistema de Circulación de Fluidos.

(En el orden de una circulación normal).

1.- Bomba de lodo.

- 2.- Unión giratoria.
- 3.- Flecha.
- 4.- Tubería de perforación (descenso del lodo de perforación).
- 5.- Barrena.
- 6.- Espacio anular (ascenso del lodo de perforación).
- 7.- Criba o Zaranda
- 8.- Tanque de succión (presas de lodo).

1.- BOMBA DE LODO. Esta herramienta tiene como función principal - el desplazamiento del lodo proveniente de las presas y desalojado por el movimiento de pistones en el cilindro o camisa, hacia las conexiones superficiales.

2.- UNION GIRATORIA. Desempeña tres funciones: (1) Unir la flecha con la tubería de perforación, (2) Permitir la rotación libre del vástago de transmisión y de la tubería de perforación, y - (3) Suministrar una conexión entre la manguera de perforación y la flecha para permitir la circulación de la flecha.

Sus partes principales son: La chumacera de empuje de alta capacidad, que es el tipo de balero de rodillos y un sello giratorio para el fluido, que consiste de anillos de hule o fibra, y anillos metálicos que forman un sello contra el miembro giratorio dentro de la caja.

3.- FLECHA O VASTAGO DE TRANSMISION.- Es un dispositivo hueco y --

su extremo superior está conectado a la unión giratoria. El flujo del fluido de perforación pasa a través del vástago al interior de la tubería de perforación (su construcción exterior es cuadrada o exagonal).

4.- TUBERIA DE PERFORACION. La mayor parte de la sarta de perforación la constituye la propia tubería. El extremo superior de la tubería de perforación está soportado por el vástago de transmisión (flecha) durante la perforación. Esta tubería gira al impulso que transmite el buje de la mesa rotatoria a la flecha, y es conducido por su interior hacia abajo simultáneamente con el movimiento.

5.- BARRENA. Es la que realmente hace la perforación y está conectada al extremo inferior del porta-barrenas, y el fluido de perforación pasa a través del interior de ésta. En la barrena el fluido es descargado por ductos o toberas, dependiendo del tipo de formación es el tipo de barrena a emplear.

6.- ESPACIO ANULAR. El fluido de perforación regresa a la superficie por el espacio anular (fuera de la tubería). El diámetro mayor en el espacio anular en la sección del agujero es fijado por el diámetro de la barrena y en la sección superior por el diámetro más pequeño de la tubería de revestimiento que se haya colocado y cementado en el pozo.

7.- CRIBA VIBRATORIA. Por lo general está colocada en la primera - presa de lodo y recibe el lodo que regresa de la línea de circulación.

La criba vibratoria contiene el tamiz que se usa para separar los recortes de perforación y derrumbes de las paredes del pozo.

8.- PRESAS DE LODO. Las presas contienen el lodo del sistema; el volumen que contiene es para solucionar tanto el problema normal de circulación, como cualquier anomalía que se llegara a presentar en el pozo.

FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION.

En la actualidad existe un número determinado de fluidos a los que se les añaden los aditivos y fluidos que deberán complementar los requerimientos necesarios para efectuar las diferentes operaciones a desarrollar en la perforación de un pozo, pero el objetivo principal de todos los fluidos es auxiliar en la perforación de pozos en forma segura y económica para finalmente explotar los yacimientos petrolíferos.

Los fluidos de perforación tienen las siguientes funciones:

a) Limpiar el fondo del pozo y acarrear los recortes a la super-

ficie.

- b) Mantener los recortes y al material densificante en suspensión (cuando se interrumpa la circulación y permitir la decantación de los recortes en las presas de asentamiento).
- c) Enfriar y lubricar la barrena y la sarta de perforación.
- d) Transmitir el impacto hidráulico del lodo hacia la formación.
- e) Mantener controladas las presiones sub-superficiales.
- f) Sustentar parcialmente a la sarta y la Tubería de Revestimiento por efecto de flotación.
- g) Permitir la adquisición de información de la zona perforada -- (análisis de recortes e interpretación de registros eléctricos).
- h) Formar un enjarre para consolidar las partes del agujero.
- i) Evitar daños a la formación productora.

Para poder desarrollar las funciones anteriores, los flujos de perforación deben tener las siguientes características:

- No ser tóxicos para el personal, la flora y la fauna.
- No ser corrosivos, para evitar desgastes prematuros del equipo.

- No ser flameables.
- Soportar altas temperaturas de trabajo, y uno de los más importantes ser capaces de soportar la contaminación de cualquier fuente externa.

La profundidad a la que se encuentran las formaciones influyen en la selección del tipo de fluido y este repercutirá en los costos y el tiempo de la perforación.

INFORMACION QUE SE REQUIERE DEL EQUIPO DE PERFORACION.

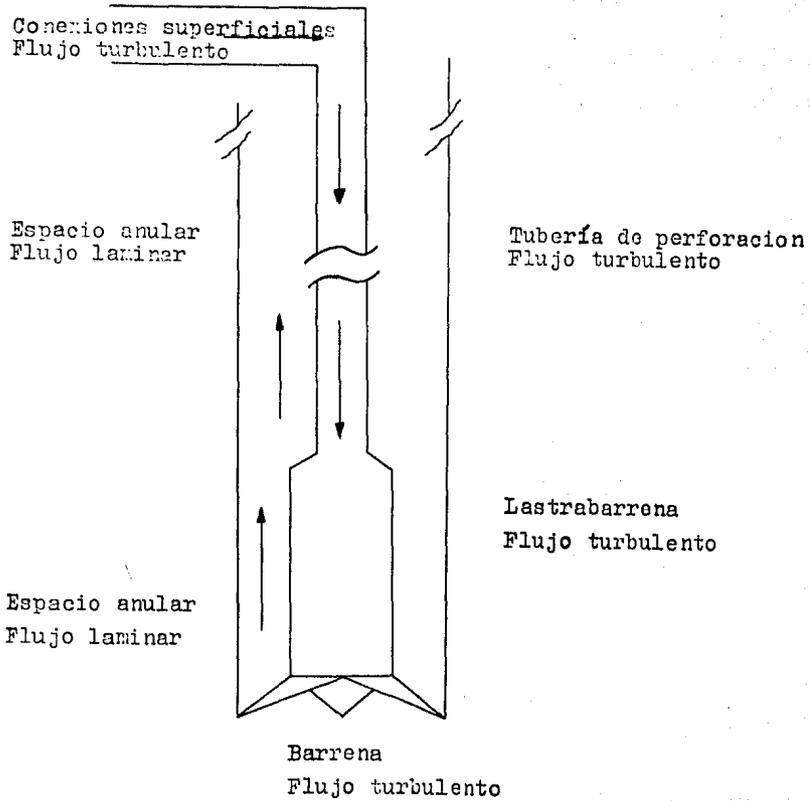
El equipo de perforación al igual que el fluido de perforación dependen de la profundidad que se va a perforar, dado que al aumentar ésta aumenta el costo y el tiempo considerablemente.

Una vez recabada esta información aunada a los registros (eléctricos, sónicos, etc.), historia de pozos cercanos, de pozos exploratorios, etc. se procede a seleccionar el equipo óptimo de perforación.

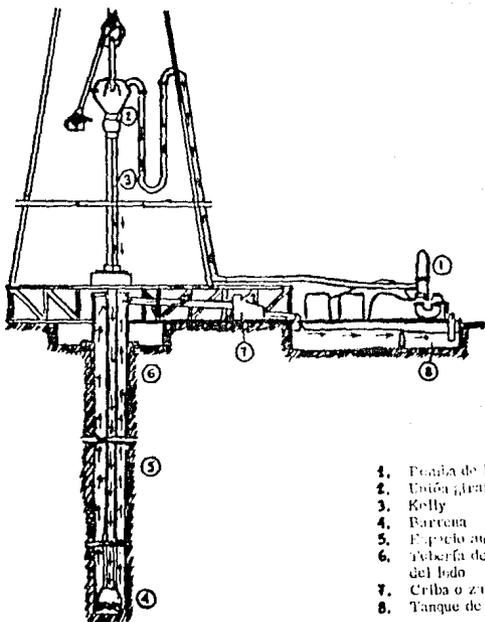
Partes del equipo de perforación:

- Torre o mástil de perforación.
- Caballete porta polea.
- Polea fija.
- Cable de perforación.

- Polea viajera.
- Unión giratoria (Swivel).
- Flecha (Kelly).
- Mesa rotatoria.
- Preventor de reventones.
- Sarta de perforación.
- Barrena.
- Malacate.
- Bombas de lodo.
- Presas de lodo.



SISTEMA DE CIRCULACION DEL FLUIDO DE PERFORACION
 Y REGIONES DE FLUJO TYPICAS.



1. Bomba de lodo
2. Unión giratoria
3. Kelly
4. Barrera
5. Espacio anular, ascenso del lodo
6. Tuberia de perforación, descenso del lodo
7. Criba o zaranda
8. Tanque de succión

SISTEMA DE CIRCULACION DEL
FLUIDO DE PERFORACION.

C A P I T U L O I I

SISTEMA DE CAPTURA, REGISTROS Y PROCESOS DE LOS DATOS.

La función que desempeña el sistema de captación de datos consiste en recopilar y ordenar la información con que se alimenta a la computadora.

Entre las actividades primarias de la Industria Petrolera de México, destaca por su trascendencia y magnitud de las erogaciones involucradas, la Exploración y Explotación del Petróleo, -- tanto por la intensificación experimentada en estas importantes actividades como por la necesidad de realizar operaciones de este tipo en condiciones difíciles.

Así, las actividades que realiza el IMP a través de la -- Subdirección de Tecnología de Explotación, requieren cada vez en -- mayor proporción de la integración de los avances matemáticos y -- electrónicos que a través del uso de equipos específicos o por la implantación o modernos sistemas, los cuales permiten supervisar y controlar con precisión la explotación de un campo petrolero.

En congruencia con los objetivos de investigación y desarrollo de técnologías para la industria petrolera, el IMP ha venido trabajando en proyectos que representan por una parte, las innovaciones tecnológicas más avanzadas y al mismo tiempo, beneficios

significativos. Así, desde hace algunos años se avocó al problema de la optimización de la perforación, integrando para ello dos grupos de trabajo, uno de los cuales desarrolló los programas de cómputo para la supervisión y planeación de la perforación; y el otro, el diseño, construcción e integración del equipo que es capaz de dar servicio, desde dos pozos simultáneamente hasta 15 pozos, es decir el Sistema Automático de Supervisión de la Perforación (SASPER) el cual se ampliará la información más adelante.

La supervisión brinda seguridad al equipo de perforación y al personal que lo opera, ya que capta y registra continuamente los datos de la perforación permitiendo optimizarla al ser utilizados en programas de aplicación adecuados. Así mismo indica la acumulación de hidrocarburos mediante el registro contínuo del gas contenido en el lodo de perforación.

Los datos se obtienen de sensores instalados en un equipo de perforación en operación (se ampliará la información más adelante).

Sistema para captura de datos.

- 1- Unidad remota de captación de datos URIMP.
- 2- Unidad local de captación de datos a base de microprocesador*.
- 3- Codificador para registros de pozos.

El sistema que está en desarrollo es (2).

1- Unidad remota de captación de datos:

Funciones:

Capta y muestra, en unidades de ingeniería, los parámetros de la perforación. Indica oportunamente los estados de prevención y alarma. Genera un registro histórico de los valores captados en cassette digital.

Características:

Tiene un sistema electrónico programable conformado por 5 tarjetas de circuito impreso, que establece la lógica del sistema, pantalla de televisión, gravadora digital y teclado de control.

Su operación automática con el encendido, permite la interacción con el operador para establecer valores límites de operación de cada parámetro. Cuando se ha rebasado alguno de los valores límites, alerta el personal en forma audible y visual.

2.- Unidad local de captación de datos a base de microprocesador.

Funciones:

Facilita al personal de piso, la captación y lectura de -

los datos relacionados con las operaciones mecánicas de la perforación.

Características:

Su costo es muy bajo en relación con los dispositivos comerciales, integrada por una tarjeta de circuito impreso, que implementa la lógica del dispositivo.

Trabaja con un voltaje de corriente directa de 5 volts, $\pm 20\%$ y 12 volts. $\pm 20\%$, su mantenimiento es mínimo, ocupa poco espacio y su operación es automática con el encendido.

3. Codificador para registros de pozos.

Funciones:

La codificación es el proceso, por medio del cual se organiza la información de acuerdo con un cierto código y formato, además de registrarla con un material que permite su fácil recuperación.

El codificador es un equipo electrónico para la grabación digital en el mismo lugar de los registros geofísicos del pozo, -- por lo que es una de las formas en que se puede tener acceso fácil y rápido a la computación de los registros geofísicos de pozos.

Características:

Es compatible con las herramientas convencionales. La información obtenida se graba en cassette normal, utilizando grabadoras de bajo costo y fácil adquisición.

También forma parte de un sistema integral para manejo de datos geofísicos de pozos. Por sus dimensiones se puede instalar - en las unidades de registros eléctricos de PEMEX. Contiene los circuitos electrónicos necesarios para acondicionar las señales de entrada, convertirlas analógico a digital, contar la profundidad, - desplegar la información y grabar en cassette normales hasta 6 parámetros cada 10 centímetros de profundidad del pozo.

SISTEMA AUTOMATICO DE SUPERVISION DE LA PERFORACION.

Antecedentes.

Las actividades de la perforación de pozos petroleros implican:

- 1) La dedicación de un alto porcentaje del presupuesto de PEMEX.
- 2) Un alto riesgo de accidentes que pueden originar pérdidas - - cuantiosas, tanto en materiales y equipo como humanos.

Para optimizar tales aspectos es necesario el conocimiento preciso y oportuno de los fenómenos que ocurren durante la per-

foración y no ha sido sino en la última década, cuando se ha desarrollado la tecnología que ha permitido acercarse a tal optimización. Esta tecnología ha implicado el desarrollo de:

- 1) Sensores confiables, precisos, de uso rudo y mínimo mantenimiento para la captación de datos.
- 2) Dispositivos electrónicos con capacidad para registrar y procesar tal información captada.
- 3) Programas de cómputo para supervisar el proceso de la perforación, manejar adecuadamente los datos y predecir el comportamiento del pozo y así tomar las decisiones pertinentes.

Tal es el caso del Sistema Automático de Supervisión de la Perforación (SASPER), el cual se desarrollo con el fin de integrar una red de dos estaciones remotas de captación y proceso de datos enlazados a una unidad central, para supervisar automáticamente la perforación de dos pozos.

Cada unidad remota ubicada en un equipo petrolero tiene como funciones fundamentales captar y mostrar los parámetros de la perforación, indicando cuando esto es necesario, estados de prevención y alarma.

ESQUEMA GENERAL DEL SASPER

En general, el sistema de acuerdo al diagrama adjunto -- (figura 1), establece primero la comunicación entre sensores instalados en los equipos petroleros (pozos No. 1, 2 y 3) y los subsistemas de captación de datos pertenecientes a las unidades satélites y posteriormente entre éstos y la unidad central. La comunicación puede establecerse por cable o radio.

Unidades Satélites.

Las unidades satélites contienen microcomputadoras y realizan las siguientes actividades:

- Captan y controlan datos de perforación provenientes de los sensores, distinguiendo "instantáneamente" si el equipo está perforando o no.
- Supervisan el proceso de la perforación de cada pozo, indicando:
 - a) operación normal.
 - b) estado de prevención (un posible brote).
 - c) estado de alarma.
- Muestran en monitores tanto al técnico como al perforador, alternativas de operación para manejar la perforación.

- Transmiten datos a control remoto.
- Reciben de la unidad central datos graficados en pantalla, - con opción de copiado.

La captación y control comprende un número aproximado de - 30 datos de la perforación. A continuación se consignan los más re- velantes:

Respecto del Lodo de perforación:

- a) densidad de entrada y salida del lodo.
- b) temperatura de entrada y salida del lodo.
- c) contenido de gas en el lodo, etc.

Respecto a la operación de perforación:

- a) relación de volúmenes de entrada y salida del lodo.
- b) nivel de las presas del lodo.
- c) perforabilidad de la roca (calculada).
- d) ritmo de penetración de la barrena (calculado).
- e) función de desgaste de la barrena.
- f) carga aplicada a la barrena.
- g) velocidad de rotación.
- h) presión de las bombas, etc.

Administrativas:

- a) reportes diarios, informativos para la gerencia y dirección.
- b) reportes técnicos por jornada de trabajo, etc.

Unidad Central.

La unidad central instalada en un trailer o habitación -- oficina prefabricada, puede ubicarse en centros de trabajos e inclusive en un equipo petrolero. Las actividades que realizan son:

- Encadena los diálogos con las unidades satélites seleccionando el mejor enlace.
- Registra en cintas magnéticas la información de cada pozo, -- por unidad de distancia perforada o de tiempo.
- Ejecuta programas de planeación y optimización de la perforación empleando datos grabados de cintas magnéticas, tales como:
 - a) inventario del área.
 - b) configuración de secciones estructurales mediante correlaciones cruzadas entre pozos.
 - c) control de desviaciones.
 - d) obtención de gradientes de presión de formación y fractura.

- e) programación de tuberías.
 - f) detección y control de brotes.
 - g) cálculo del sistema hidráulico y optimización de las variables correspondientes.
 - h) tiempos de introducción y extracción de tubería de perforación.
 - i) Selección de barrenas.
- Realiza el análisis cromatográfico del gas, contenido en el lodo cuando así se requiera.
 - Envía a cada pozo reportes y gráficas a control remoto.
 - Muestra en monitores la información que se requiere, con opción de impresión y/o graficado.

Versatilidad del Sistema.

El sistema es versátil porque permite al usuario resolver los problemas presentes y adaptarse a las aplicaciones futuras, -- por ejemplo: facilidad de mantenimiento e intercomunicación con -- otros sistemas de cómputo, capacidad de crecer conjuntamente con -- el avance de la tecnología electrónica y la de perforación para -- adaptar el manejo de programas de cómputo adicionales, etc.

Confiabilidad del Sistema.

El sistema es confiable ya que los productos electrónicos seleccionados son ampliamente utilizados en la industria como equipo estándar y de uso rudo. Por otro lado, las unidades satélites pueden ser independientes de la central cuando así se justifique, ya que el almacenamiento de programas se efectúa en memorias no volátiles, lo cual significa que si falla la energía, los programas regresan a ejecutarse a partir del punto en que se interrumpieron.

El sistema "SASPER" se probó con resultados satisfactorios en 1981 con la centralización, registro y proceso de datos provenientes de los pozos Samaria 161 y Jolote 1E, localizados en el estado de Tabasco. En esa ocasión una de las unidades satélites se comunicó por radio a la unidad central a una distancia mayor de 20km. y la información proveniente de los pozos se mostraban en pantallas blanco y negro a intervalos de 30 segundos. Esta supervisión se complementó con programas de ingeniería petrolera aplicados a la perforación. Se ratificó la imperiosa necesidad de construir en México:

- 1) Los sensores con semejantes o mejores características de uso que los importados.
- 2) Diversos dispositivos para facilitar la instalación y mantenimiento del sistema.

- 3) Unidades remotas de captación de datos importante unicamente los componentes que no son factibles de fabricarse en México.

S E N S O R E S .

SENSOR DE PROFUNDIDAD Y SENTIDO DE VIAJE DE LA BARRENA.

El sensor para medir la profundidad de perforación, se desarrolló utilizando dispositivos de efectos de Hall. Los cuales consisten básicamente de un interruptor que es accionado por la presencia de un campo magnético.

Este sensor esta en función del número de imanes colocados en la polea y del diámetro de esta. Sin embargo, el desplazamiento del cable del malacate no es el mismo que el de la barrena, debido a que se tiene un sistema de poleas entre ellos. De esta forma el desplazamiento de la barrena es igual a la distancia que recorre el cable del malacate dividido dos veces entre el número de poleas, es decir:

$$X = \frac{d}{\text{No. de líneas}} = \frac{\pi \phi \text{ m/vueltas}}{\text{No. de líneas}}$$

donde:

$$\pi = 3.1416$$

$$\phi = \text{diámetro de la polea (mts)}$$

Para obtener la distancia "X" en función del número de -- pulsos que se reciben, tenemos:

$$\text{No. de pulsos/vuelta} = \text{No. de imanes}/2$$

Así:

$$X = \frac{\pi \phi}{\text{No. de líneas (No. de pulsos/vuelta)}} \left(\frac{\text{m}}{\text{pulsos}} \right)$$

Entonces:

$$X = \frac{\pi \phi}{\text{No. de líneas (número de imanes}/2)} \left(\frac{\text{m}}{\text{pulsos}} \right)$$

Funciones:

Genera un pulso eléctrico para registrar el avance de la barrena, la distancia medida entre cada pulso depende del número de líneas utilizadas en el equipo de perforación. Además genera -- una señal de 5 volts. cuando la barrena viaja hacia el fondo del -- pozo y de 0 volts. cuando lo hace en sentido inverso.

Características:

- Tiene dos interruptores electrónicos que son accionados por la presencia del campo magnético con polaridad norte y se resta--blecen con polaridad sur.

- Trabaja con un voltaje de corriente directa de 5 volts. \pm 20%.
- No sufre desgaste mecánico.
- Soporta condiciones extremas de trabajo (temperatura, humedad, corrosión, vibración, etc.).
- Permite hacer mediciones hasta de 4.3 cms.
- Su instalación es oculta y que permite la continuidad de su -- trabajo.

Colocación:

Su instalación es en la polea fija, como se muestra en la figura 2 . En la instalación hay que tener presente la distancia máxima de separación entre la punta del sensor y la superficie del imán, estas distancias se determinan experimentalmente antes de la instalación ya que varía de acuerdo con las características in- - trínsecas del detector y de la potencia del imán, se recomienda el uso de imanes que generan campos uniformes y unidireccionales. Además la disposición de los imanes debe ser simétrica. Es importante identificar la polaridad del campo de cada imán antes de su insta- lación ya que dependiendo de las características del sensor, se sellecciona la polaridad de correcta del campo magnético.

SENSORES DE CARGA AL GANCHO

Como en todo equipo de perforación es necesario conocer la carga que se aplica a la estructura del mismo, durante las operaciones que se realizan en la perforación de un pozo, por lo cual se dispone de un transductor o sensor que convierte una tensión mecánica en una presión hidráulica proporcional, que acciona el indicador de peso del perforador. Esta tensión es ejercida por el ancla del equipo en forma proporcional al peso que soporta la polea viajera o gancho.

El ancla del equipo de perforación consiste en una base fija montada en el piso de la estructura del equipo de perforación y de una polea móvil con brazo, el cable de la línea muerta da 3 vueltas a la polea y termina en el brazo. El sensor está colocado (como se muestra en la figura 3), entre el brazo de la polea y la base del ancla, de tal forma que la tensión ejercida por la línea muerta es transmitida al sensor en forma proporcional al peso que soporta el gancho, tomando en cuenta el número de vueltas del cable en el sistema de poleas.

Para que la señal de carga pueda ser captada por el sistema de datos es necesario convertirla a señal eléctrica, para lo cual se utiliza un transductor de presión a señal eléctrica cuyo elemento sensor es una película metálica muy delgada en forma de un filamento continuo, depositado en un material no conductor. Este sensor está unido a un material elástico sujeto a esfuerzos - -

(presión hidráulica) de tal forma que dicho sensor sufre la misma deformación que el material elástico, y tiene la propiedad de cambiar su resistencia al cambiar su longitud por lo que al estirar o comprimir el sensor produce cambios en la resistencia del mismo.

En la figura 3 se muestra un diagrama del sensor de carga.

SENSOR DE PRESION DE ENTRADA

Este sensor de presión de lodo, tiene un protector de - - fluidos colocado sobre la línea de bombeo de lodo y un sensor de - presión conectado al protector a través de una línea hidráulica. También tiene como protección, basada en transmisión de presión - por medio de un diagrama, la presión transmitida varía de 0 a 5000 lb/pg² Tiene que ser colocado en posición vertical y se purga antes de ponerlo a funcionar, para ello se utiliza la bomba de mano que inyecta el líquido transmisor; por medio de una vuelta accesible en la parte superior del aparato, como se muestra en la figura 4 .

SENSORES DE FLUJO DEL LODO.

El sensor de flujo que se utiliza es del tipo paleta, como se observa en la figura 5 la paleta se introduce en la línea de descarga del lodo, de manera que la presión del fluido del lodo -

variará su posición de esta, moviendo a su vez la flecha de un potenciómetro colocado en la parte superior del sensor.

Su instalación es en la línea de descarga del lodo y es preciso hacer un agujero en el tubo de la línea.

SENSOR DEL VOLUMEN DE PRESAS.

Se utiliza un sensor tipo flotador para medir el nivel de la presa de succión. Como se puede ver en la figura 6 , se tiene un tubo totalmente cerrado que tiene en su interior una cadena, la cual a su vez un imán. Esta cadena al desplazarse mueve la flecha de un potenciómetro de presión que se encuentra en la parte superior. En el exterior tiene un flotador, que a su vez, en su interior tiene un anillo de freno, esto hace que al variar el nivel de la presa mueva el imán sujeto a la cadena y que a su vez mueva la flecha del potenciómetro, variando así su resistencia. De esta forma se registra el nivel de la presa. Para obtener el volumen total de esta, es necesario medirla en su largo y ancho, así el volumen será:

$$V = l \times a \times \text{nivel},$$

Colocación:

El sensor se instala verticalmente en la presa de succión, como se muestra en la figura 7 .

SENSOR DE DENSIDAD Y TEMPERATURA

Se utilizan dos sensores para registrar la densidad y temperatura del Lodo antes de entrar al pozo y después de que sale de éste.

Cada uno de los sensores consiste de dos partes, el de densidad, en una esfera desplazable fijada a una celda de carga electrónica, sumergida en el Lodo. La fuerza de flotación del Lodo ocasiona que la esfera presione sobre la celda de carga, la cual envía una señal a un amplificador localizado en una caja de unión en la puerta superior del sistema.

El sensor de temperatura se encuentra en la parte inferior del Sistema y envía una señal a otro amplificador que se encuentra también en la caja de unión.

Su colocación se muestra en la siguiente figura 8 .

SENSOR DE VELOCIDAD DE LA MESA ROTATORIA.

Su función es determinar el número de revoluciones de la mesa rotatoria por unidad de tiempo.

Características:

- Genera un pulso eléctrico de 5 volts. por cada revolución de la mesa rotatoria.
- Su interruptor electrónico se acciona bajo la presencia de un campo magnético.
- Su mantenimiento es mínimo.
- Opera con un voltaje de corriente directa de 5 volts \pm 20%.
- No sufre desgaste mecánico.
- No requiere de un ambiente limpio.
- Su instalación es oculta (como se muestra en la figura 9), pero lo que, no está expuesta en las labores rutinarias del -- mantenimiento del equipo de perforación, lo que permite continuidades en su función.

SENSORES DE VELOCIDAD DE LAS BOMBAS DE LODO.

Sirve para determinar el número de emboladas por unidad de tiempo de las bombas de lodo del equipo de perforación:

Características:

- Genera un pulso eléctrico de 5 volts. por cada embolada.

- Interruptor electrónico que se acciona en presencia de un campo magnético.
- Opera con un voltaje de corriente directa de 5 volts \pm 20%
- Su mantenimiento es mínimo y no sufre desgaste mecánico.
- Soporta condiciones extremas de temperatura, corrosión, vibración y humedad.
- Su instalación es oculta, como se puede apreciar en la figura 10.

SENSORES DE TORQUE.

Se utiliza como sensor de torque una resistencia de - - - (0.05 mohms), conectada en serie entre el generador de corriente directa (CD) y el motor de la mesa rotatoria. La caída en esta resistencia es alimentada por un amplificador, que entrega una señal de 0 a 10 volts. en una resistencia de 10 kohms.

Las unidades en que se mide el torque son en Amperes.

REGISTRADOR DE PERFORACION

Este registrador tiene dos funciones importantes en los -- equipos de perforación; en primer lugar, proporciona una indicación visual continua de una a ocho variables de profundidad con respecto al tiempo; en segundo lugar, proporciona un registro permanente -- otras variables en forma de gráfica, que se describen a continua-- ción:

Peso. La medición es suficientemente exacta para detectar en la profundidad los cambios tan pronto ocurren. Se registra el -- peso en suspensión. El peso en la broca se determina restando el -- peso en suspensión del peso total de la línea barrenado.

Penetración. Mediante una marca corta, el instrumento in-- dica cada pie barrenado y mediante una marca más larga indica cada cinco pies barrenados. Muestra el tiempo transcurrido por cada pie barrenado. El número de pies barrenados por unidad de tiempo se -- puede obtener. Un contador muestra la profundidad total del agujero.

Rotación en R.P.M. Que es correlacionable con otras va-- riables para obtener, una óptima velocidad de penetración.

Torsión. Registra con precisión la profundidad a la que -- se encuentran las patas de perro conos trabados, barrenas con --

los conos obstruidos durante la perforación.

Coeficiente de Bombeo. Este registro permite calcular con exactitud el volumen del fluido bombeado al sistema de circulación. Comparando el coeficiente de bombeo y la presión del fluido se facilita el análisis de los problemas de circulación de fluido.

Presión del Fluido. Registra la presión del sistema de - - fluido. Un cambio en la presión del fluido sin cambio en la operación de la bomba indica un posible problema como un derrumbe, un agujero en la sarta o una obstrucción o mayor área de trabajo en - las toberas de la barrena.

Nivel del Pozo. Registra el nivel del lodo en el pozo, y la indicación del volumen de fluido que ha circulado en el sistema. Un aumento o disminución en el nivel del pozo es una advertencia de problemas.

Flujo de Fluidos. Registro relativo del flujo de fluidos en la línea de regreso. Los cambios significantes en el flujo podrán indicar pérdida de circulación, una fuga de gas, a una afluencia de la formación del fluido.

Características:

Tiene desde 1 a 8 plumas.

- . Es ajustable para 4,6,8,10 ó 12 líneas de trabajo.
- . Es ajustable a cualquier grosor de marca de la plumilla.
- . Tiene un reloj y gráfica de 12 ó 24 horas.
- . Gráficas en duplicado (con papel carbón).
- . Sistema de unidades metricas o inglesas.
- . Tiene unidad detectora de peso de tipo diafragma.
- . Tiene un embrague con mando a distancia.
- . Registra de 5 pies o un metro para velocidades de penetración - alta.

DETECTOR-TRANSMISOR DEL REGISTRADOR DE LA BARRENA.

Peso. La medición de la carga del indicador se alcanza detectando la carga en el punto máximo, empleando un diafragma o usando un transformador de presión conectado al perceptor tipo D,E, FS ó G en el punto máximo del ambaje. El diafragma (que señala al punto máximo) convierte la tensión en señal de presión hidráulica que se transmite al registrador del perforador por medio de mangueras para alta presión. Los diafragmas fueron diseñados para acoplarse a líneas desde 19mm (3/4") hasta 38mm (1-3/4"). Los rangos de operación son: 0-400.000 ó 0-800.000 libras, en el sistema inglés, - - - 0-180.000 ó 0-360.000 kg en el sistema métrico.

Presión del fluido. Se detecta por medio de un diafragma instalado en la línea de alta presión entre la bomba y el tubo de soporte. El diafragma aísla al lodo del fluido hidráulico y trans-

mite la señal de presión al registrador de perforación. Los rangos de operación: 0-2500 ó 0-5000 psia= lb/pg² en el sistema inglés, y 0-200 ó 0-400 Atm. en el sistema métrico.

Rotación en Revoluciones por minuto e impulsos de la bomba por minuto. Se usa un generador para medir la rotación de la mesa en revoluciones por minuto e impulsos de la bomba por minuto. - La flecha puede girar en cualquier dirección. El generador produce corriente directa de 0-4 MaDC (0-10 VDC). Se conecta de cualquiera de las tres maneras siguientes: 1) Una polea y banda V, 2) con un acoplamiento directo flexible, 3) mediante 1 ó 2 metros de chicote flexible, con una transmisión en ángulo.

La salida de 0-10 VDC del generador se convierte a señal neumática de 3 a 15 lb/pg² para transmitir al registrador de perforación. Como característica única del sistema es la habilidad de proporcionar una señal de 15 lb/pg² con velocidades de entrada tan bajas como 250 r.p.m. Esto se alcanza mediante el ajuste de los límites y el rango en el convertidor.

En sistemas eléctricos de perforación, la rotación R.P.M. se puede medir con un convertidor voltaje/neumático. El voltaje en el embobinado del motor de corriente directa es proporcional a las R.P.M. Este convertidor detecta el voltaje de la armadura (máximo 1400 voltios de corriente directa) y lo convierte a señal neumática de 3 a 15 lb/pg² para transmitirlo al registrador de perforado.

Estos convertidores tienen una cubierta a prueba de explosión.

Torsión. Puede medirse hidráulicamente o eléctricamente -- dependiendo de la manera como se active el sistema de perforación. Para mediciones hidráulicas, se instala un detector de torsión en el fondo de la cadena rotatoria o en la segunda cadena en el malacate. Esta unidad convierte la tensión de la cadena en señal hidráulica con rango: 0-500 libras, o 0-200 kgs.

En sistemas eléctricos de perforación, un derivador de corriente detecta el cambio de esta en el motor del malacate. El derivador se conecta al circuito del motor y el voltaje generado se convierte en una señal neumática de 0-15 lb/pg² que se transmite al registrador. Estos convertidores tienen una cubierta a prueba de explosión. El rango: 0-100%.

Flujo del Lodo. La unidad se instala en la línea de regreso del fluido y proporciona un método confiable para indicar el flujo en esta línea. La señal de 3-15 lb/pg² se transmite al registrador de perforación, con rangos de 0-100% de flujo.

Nivel del pozo. Se detecta por medio de un flotador vertical o por un detector de palanca. Se puede instalar en cualquier combinación para medir el nivel en dos ó más pozos. Los mediadores están disponibles para instalaciones con pozos múltiples. La señal

de ambas unidades es de 3-15 lb/pg² de salida para el registro de -
barrenado.

Procedimiento del modelo del "REGISTRADOR DE PERFORACION".

Ejemplo: DR 8 W P T R S L F
Número de plumillas ↘ Variables de la operación de barre
nado. ↙

Donde:

DR: Penetración.

W: Peso, lb o kg.

P: Presión de Bombeo lb/pg² o kg/cm².

T: Torsión (hidráulico).

T(E): Torsión (eléctrica).

R: Rotación, R.P.M.

S: Embolado por minuto de la bomba 1 canal sencillo.

S(2): Embolado por minuto de la bomba 2, canal doble.

L: Nivel del lodo en las presas, %.

F: Flujo del Lodo, %.

SISTEMA DE ALARMA TRIP FLO-ALERT.

Este sistema de alarma consta de un contador de ciclos de bombeo, digital de estado sólido (ya sea con pantalla doble o sencilla) interconectado con interruptores (hasta para cuatro bombas de Lodo); un detector de flujo de lodo, alarma; registrador y un -

medidor opcional de lectura directo del flujo del lodo. El sistema proporciona un método confiable y exacto para registrar las -- condiciones de flujo del lodo, por ejemplo, al encontrar súbita-- mente gas; fluido de formación en el lodo ó pérdida de circulación de este. La construcción de este sistema es resistente, seguro y opera con suministro de aire de 20 lb/px² y 115volts. A.C. Hz.

CONTADOR DIGITAL DE BOMBEO.

Hay dos de contadores de bombeo: 1) La unidad de pantalla sencilla, se usa para registrar sistemas dobles de bombeo de Lodo, 2) el de pantalla doble, registra hasta 4 bombas. Por su construcción facilita su servicio y mantenimiento, el uso de pantallas de cristal líquido de 25mm. de espesor, facilita la lectura inclusive en luz solar. El funcionamiento del instrumento no se ve afectado por variaciones de la frecuencia de voltaje. Ambos -- contadores satisfacen los requisitos del Código Nacional Eléctrico (NEC), Clase 1, División 1, Grupo D para áreas peligrosas cuando se purga en el aire. Cada aparato tiene un sistema electrónico de auto comprobación y un sistema visual y audible (sirena) de -- alarma. Durante una condición de alarma, la sirena se puede desconectar más no así la alarma visual que permanece activada:

Los contadores tienen 4 funciones:

1) CICLOS DE LLENADO. Se usa durante el viaje para cambio de --

barrena e indican el regreso del lodo cuando el pozo se ha llenado.

- 2) CICLOS POR MINUTO. Se usa mientras se perfora para conocer la velocidad de la bomba en emboladas por minuto.
- 3) TOTAL DE EMBOLADAS. Se usa mientras se perfora y totaliza los ciclos de la bomba.
- 4) Volumen total de lodo empleado durante el viaje.

El circuito del instrumento está relacionado con estas -- cuatro operaciones de manera que activa la alarma cuando se encuentra alguna condición anormal en el pozo.

DETECTOR DE FLUJO DE LODO.

El detector proporciona un método confiable para la indicación y registro del flujo en la línea de regreso, y provee las señales neumáticas para activar el contador digital de la bomba. La unidad está hecha de materiales resistentes a la corrosión y está atornillada a una base que se suelda de la línea de retorno del lodo. La paleta suspendida en el lodo reacciona a los cambios de flujo; las señales neumáticas que proceden del detector y que son proporcionales al ángulo a la paleta, activan el registrador. La información, dada en porcentaje de flujo total, se registra -- permanentemente en una gráfica circular de 24 horas, cuyo diáme--

tro es de 30,5 cm (12"). Las altas y bajas del flujo activan la alarma audio-visual. Esto alerta al perforista para que se tomen acciones correctivas. El flujo del lodo se puede detectar en un registrador, graduado de 0-100%.

CONSOLA DE CONTROLES DEL LODO.

Las consolas de Lodo fueron diseñadas para proporcionar un paquete compacto de instrumentos que requiere espacio mínimo. Proporciona una lectura fácil para examinar rápidamente y continuamente los datos, además proporcional al perforador indicaciones al minuto de las funciones claves. Las consolas generalmente contienen los siguientes instrumentos:

- . Registrador para volumen de lodo en el pozo.
- . Registrador del flujo del lodo.
- . Registrador del volumen del tanque.
- . Registrador para pérdidas y ganancias del lodo con alarma.
- . Contador digital de Bombeo.

DETECTOR DE TEMPERATURA.

El detector de temperatura puede indicar la temperatura de lodo en la línea de regreso o en el pozo dentro de los rangos de -18 a + 121°C (0 a + 250°F) de -18 a + 260°C (°0 a + 500°F). Se usa un transmisor neumático con salida de 3-15lb/pq² propor--

cional al rango de temperatura, esta señal se puede usar para activar instrumentos indicadores o registradores convencionales.

El conjunto es resistente a la corrosión y a daños por impactos cortantes. Las gráficas circulares también disponen de graduaciones en el sistema métrico equivalente al rango del detector. Los sensores remotos también se pueden calibrar para coincidir -- con las gráficas.

SISTEMA DEL NIVEL EN LAS PRESAS DE LODO.

Los sistemas neumáticos para el nivel de las presas miden y registran el volumen existientemente de lodo desde uno a seis pozos. Salidas de gas, flujo de fluidos y pérdidas de circulación, son indicaciones anormales de cambios de volúmenes en el pozo. El sistema mide el volúmen del lodo en el pozo en barriles o porcentaje de volúmen, mediante detectores montados verticalmente en cada pozo. Para acomodar a los pozos por su diferente profundidad, se pueden instalar detectores ajustables de 3,66 mts. (12 pies). El flotador de cada detector mide automáticamente el nivel del Lodo y el transmisor neumático proporciona la señal dentro del rango de 3-15 lb/ft² que corresponde a la altura del flotador. Las señales de salida del detector son promediadas por un relevador de 4 a 6 entradas, que proporciona una señal neumática del rango anterior para un registrador de alarma (indicador de pérdida/ganancia de lodo), da rápidamente al perforador valuable información -

del volúmen del lodo en el pozo. Se puede usar también como indicación de cuanto lodo para llenar el agujero durante los viajes - para cambio de barrena. El volumen del pozo se registra en forma continua en una gráfica circular de diámetro de 30.5 cms. durante 24 hrs. con graduación en barriles (250, 500 ó 1000 barriles). porcentaje 0-100 o en pulgadas de profundidad (0-75"). La alarma, automáticamente alerta al perforador cuando el volumen del pozo excede o baja de los niveles seleccionados para una operación normal. Los sensores remotos se pueden instalar como equipo opcional en la consola junto con el indicador de pérdidas/ganancias. Los sensores también son calibrados para 250, 500, 1.000 (barriles) o 0-100%. El detector de tipo palanca para el nivel del lodo es para pozos profundos que requieren de este tipo de detector. El conjunto del flotador y el brazo es de aproximadamente 2,14mts. (7 - pies). de largo.

Los sistemas anteriores (detectores e indicadores) también cuentan con caracteres del sistema métrico. El indicador de ganancias/pérdidas muestra cambios del volúmen en el pozo ± 10.4 a ± 20 metros cúbicos. Las gráficas circulares graduadas en el sistema métrico y los sensores remotos se pueden calibrar para volúmenes en el mismo sistema.

CONJUNTOS INDICADORES DE TORSION.

Con los exorbitantes costos de perforación de pozos, los operadores no pueden afrontar el perder tiempo tratando de rescatar conos perdidos o tuberías retorcidas. El tiempo es dinero, en todas las operaciones, por lo que es necesario estos indicadores de torsión rotatoria, ya que previene estas situaciones anteriores antes de que se presentan.

- . Indica las condiciones a la profundidad que se perfora.
- . Determina las condiciones de la barrena y los cambios de for-
ción.
- . Es esencial para operaciones donde se requiere agrandar el --
diámetro de la etapa a perforar.

ANCLAS PARA INDICADORES DE PESO.

Estas anclas proporcionan fijación segura, de tal manera que no se dañan las líneas. También proporcionan un método rápido y seguro para deslizar la línea. El ancla está compuesta de una base que se acopla al piso o a la subestructura de perforación, y de un tambor giratorio. Una celda de carga hidráulica se monta entre el barco del tambor y la base estacionaria. Esta celda -- transmite una señal altamente sensible y exacta al indicador de peso.

MEDIDORES DE PROFUNDIDAD.

Los medidores de profundidad son instrumentos rápidos y exactos para la medición de profundidad en los pozos en trabajos de limpieza y perforación, y están clasificados como herramientas normal en los equipos de perforación y/o reparación de pozos.

SISTEMA "VISULOGGER"

Este sistema ayuda a reducir los costos de perforación, ya que el personal de perforación puede anticiparse a los problemas y aumentar la eficiencia de operación. Este sistema computador controlado, reúne información crítica procedente de los detectores de la plataforma de perforación; digitaliza los datos; los compara con los límites predeterminados por el perforador; muestra la información en una pantalla de televisión y periódicamente imprime los valores de los parámetros en un lugar remoto, como por ejemplo en una caseta.

El sistema Visulogger consta de una unidad Visulogger -- "Permalugger" impresor, registrador remoto para el perforador, -- unidad de alarma (sirena y luz) detectores, y caja de interco-- nexiones.

En la pantalla de televisión "Visulogger" se observan todos los parámetros de perforación, fecha y hora simultáneamente.-

Cuando el parámetro monitorizado cambia, se muestra instantáneamente en la pantalla toda la información de perforación, programas, los datos de alarma, hora, fecha, etc. se indican en el teclado del Visulogger. El volumen total de uno a seis presas de lodo, o un tanque de material se pueden registrar a través de interruptores en el panel de control. Se pueden colocar en el sistema de alarma a alto y bajo nivel para cada parámetro de perforación (hasta 24). Cuando el parámetro excede los límites pre-determinados, el sistema de alarma activa una luz y una sirena la cual se puede silenciar.

El "Permalogger" registra permanentemente e inalterablemente los registros y datos de perforación en papel común de impresión. Puede imprimir hasta cuatro copias en papel carbón. Los intervalos de impresión se pueden seleccionar de uno a treinta minutos. Esta unidad también contiene una alarma audible de fuera de límites la cual se puede silenciar. Esta unidad se puede instalar normalmente en una unidad (caseta) móvil.

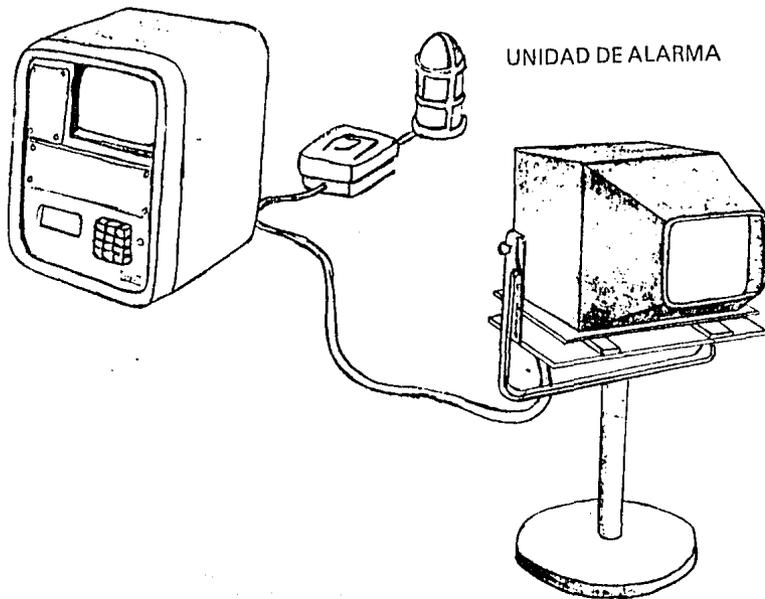
INDICADORES DE PESO TIPO ANCLA.

Estos indicadores muestran en un indicador de dos carátulas la carga total en el gancho y el peso neto en la barrena.

La carátula interior muestra la carga total del gancho, - el peso neto en la barrena, se indica en la carátula exterior. Para mayor sensibilidad, la escala del peso en la barrena tiene una relación de cuatro a uno con respecto a la escala de carga en el gancho.

El indicador recibe señales de una celda de carga colocada en el cable del ancla. Los rangos de carga son de 400.000, - - 500.000, 600.000, 800.000, 1.000.000, y 1.200.000 libras. Las carátulas se pueden calibrar en libras o kilogramos.

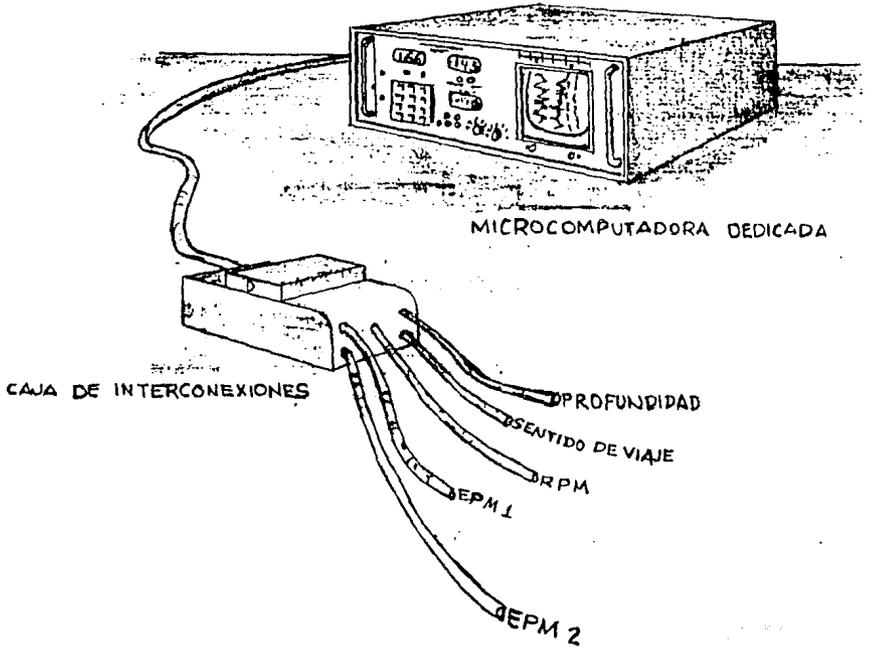
Su colocación es sencilla, con la barrena girando sin tocar el fondo, se hace indicar cero la carátula de peso de la barrena. Cuando se aplica peso a ésta se puede leer directamente en el indicador. Su colocación puede ser en la consola de perforación o en un gabinete (que tenga una protección). El gabinete normal - tiene espacio adicional hasta para tres sensores de 15cms. (6"), estos pueden ser el de torsión rotativa, presión de bombeo y rotación en R.P.M.



UNIDAD DE ALARMA

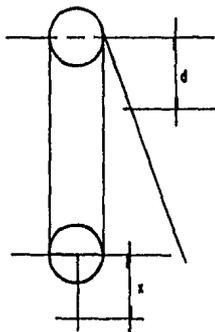
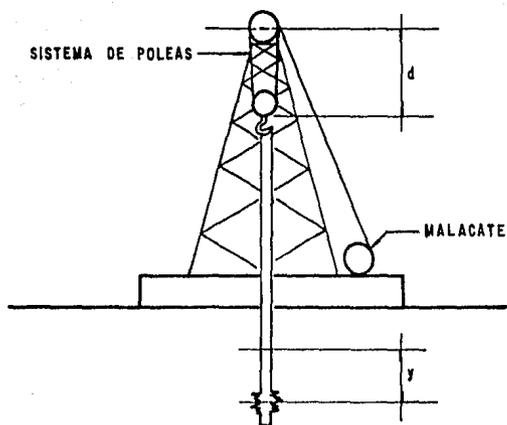
MONITOR DEL PERFORADOR

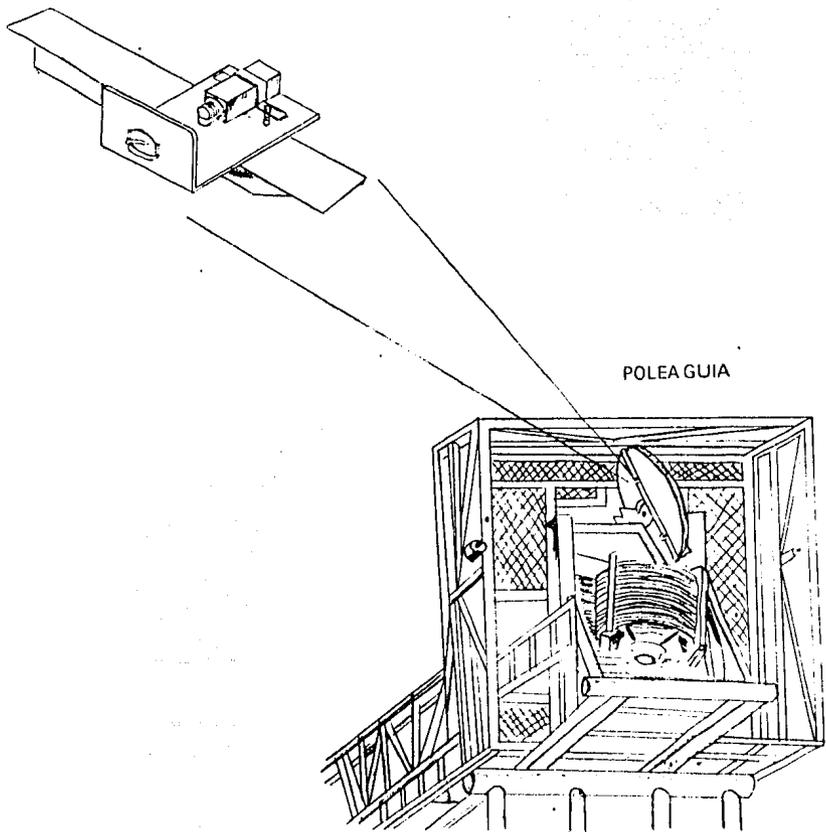
UNIDAD REMOTA DE CAPTACION Y REGISTRO DE DATOS.



UNIDAD LOCAL DE CAPTACION DE DATOS A BASE DE
MICROPROCESADOR.

FIGURA 2.- SENSOR DE PROFUNDIDAD.



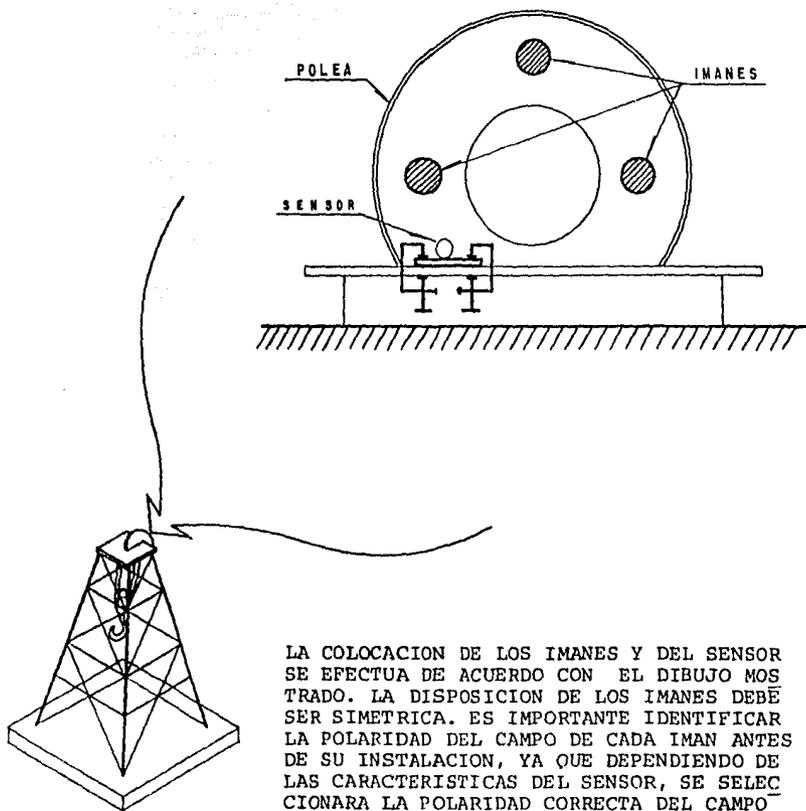


POLEA GUIA

FIGURA 2

SENSOR DE PROFUNDIDAD Y SENTIDO DE VIAJE DE LA BARRENA.

COLOCACION



LA COLOCACION DE LOS IMANES Y DEL SENSOR SE EFECTUA DE ACUERDO CON EL DIBUJO MOSTRADO. LA DISPOSICION DE LOS IMANES DEBE SER SIMETRICA. ES IMPORTANTE IDENTIFICAR LA POLARIDAD DEL CAMPO DE CADA IMAN ANTES DE SU INSTALACION, YA QUE DEPENDIENDO DE LAS CARACTERISTICAS DEL SENSOR, SE SELECCIONARA LA POLARIDAD CORRECTA DEL CAMPO MAGNETICO.

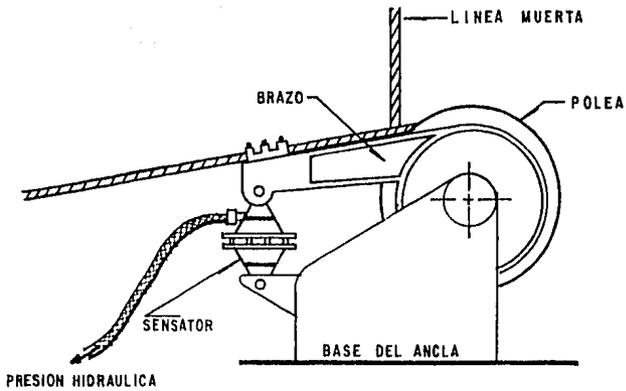


FIGURA 3. ANCLA DE LA LINEA MUERTA

COLOCACION

La colocación del sistema se realiza como se muestra en el dibujo, generalmente se tiene disponible el protector, por lo que únicamente se deberá instalar el sensor de presión en un lugar cercano al protector. Generalmente se debe de tomar una derivación de la línea hidráulica para la instalación del sensor utilizando una conexión tipo "T" para este propósito, sin olvidar purgar la manguera y el sensor antes de su instalación final.

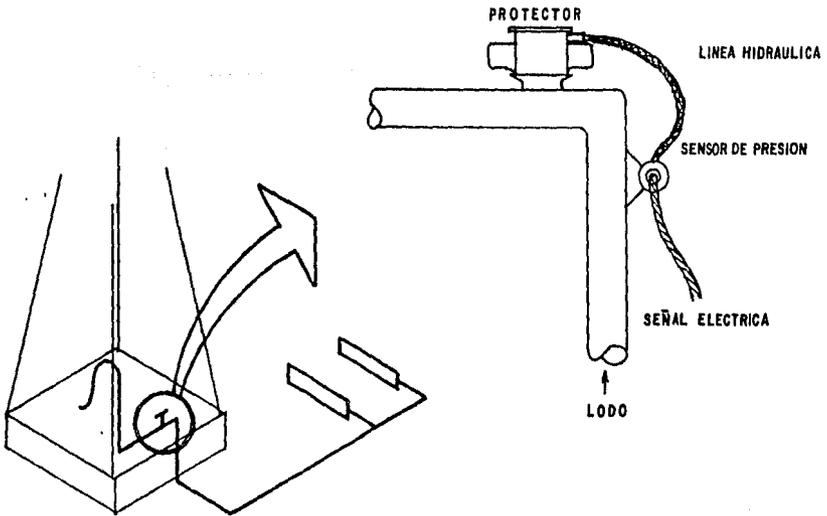


FIGURA 4

FIGURA 4

SENSOR DE PRESION DE ENTRADA DEL LODO

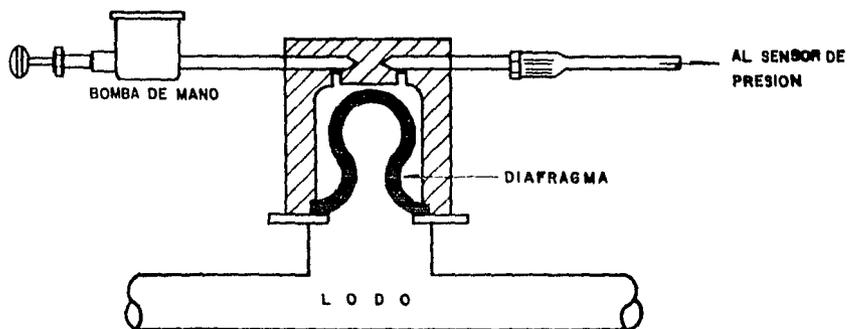
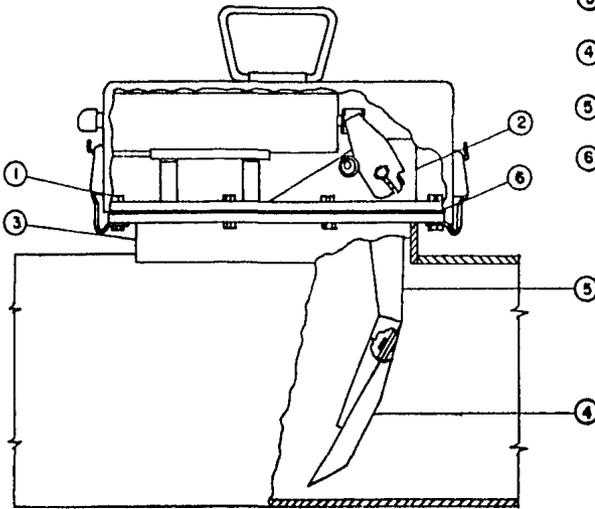


FIGURA 5
SENSOR DE FLUJO DEL LODO

- ① TORNILLO DE SEGURIDAD O
ARANDELA DE SEGURIDAD
- ② ARMAZON, CAJA
- ③ BASE
- ④ PALETA
- ⑤ BRAZO O PALANCA
- ⑥ EMPAQUE



SENSO DE VOLUMEN DE LAS PNEUMAS DE L'AUTO

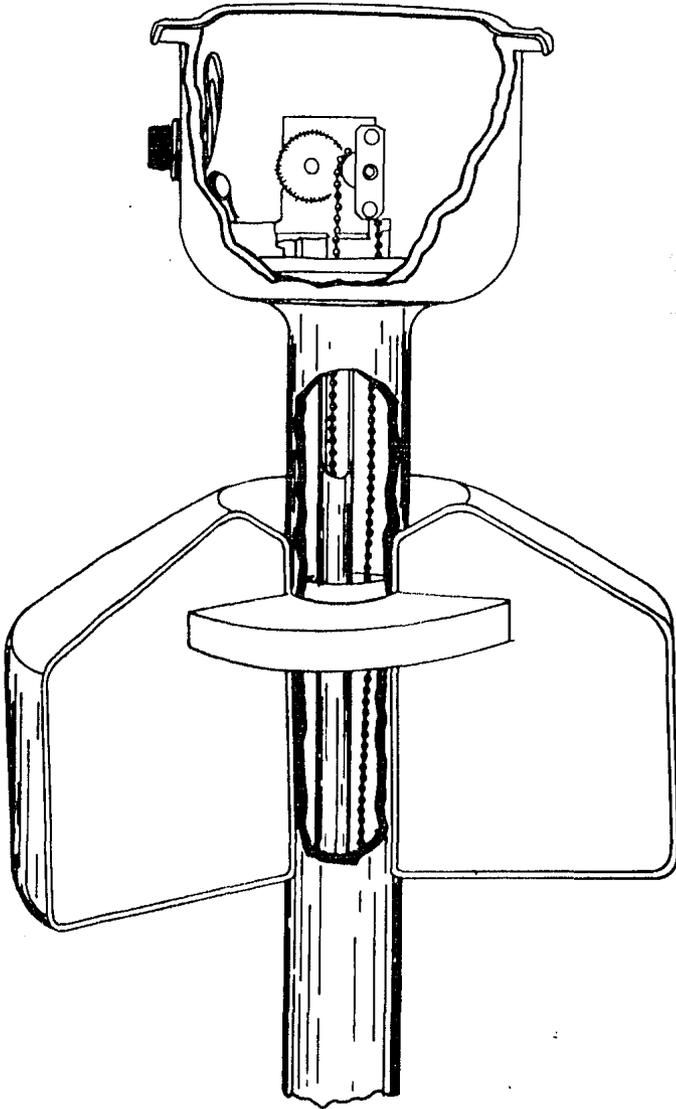
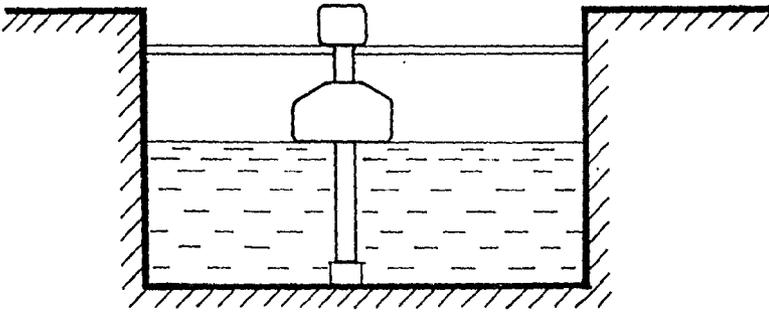


FIGURA 6

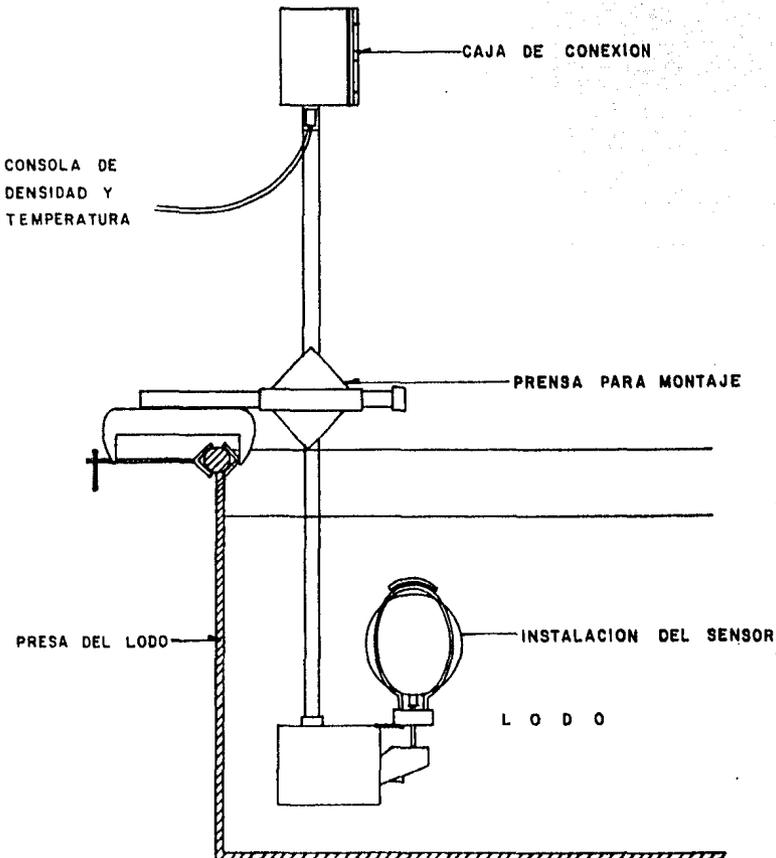
FIGURA 7

COLOCACION

El sensor se instala verticalmente en la presa de succión.



SENSOR DE DENSIDAD Y TEMPERATURA



El sensor de temperatura y densidad de entrada se coloca en la presa de succión, y el de salida se coloca en la presa de asentamiento.

FIGURA 8

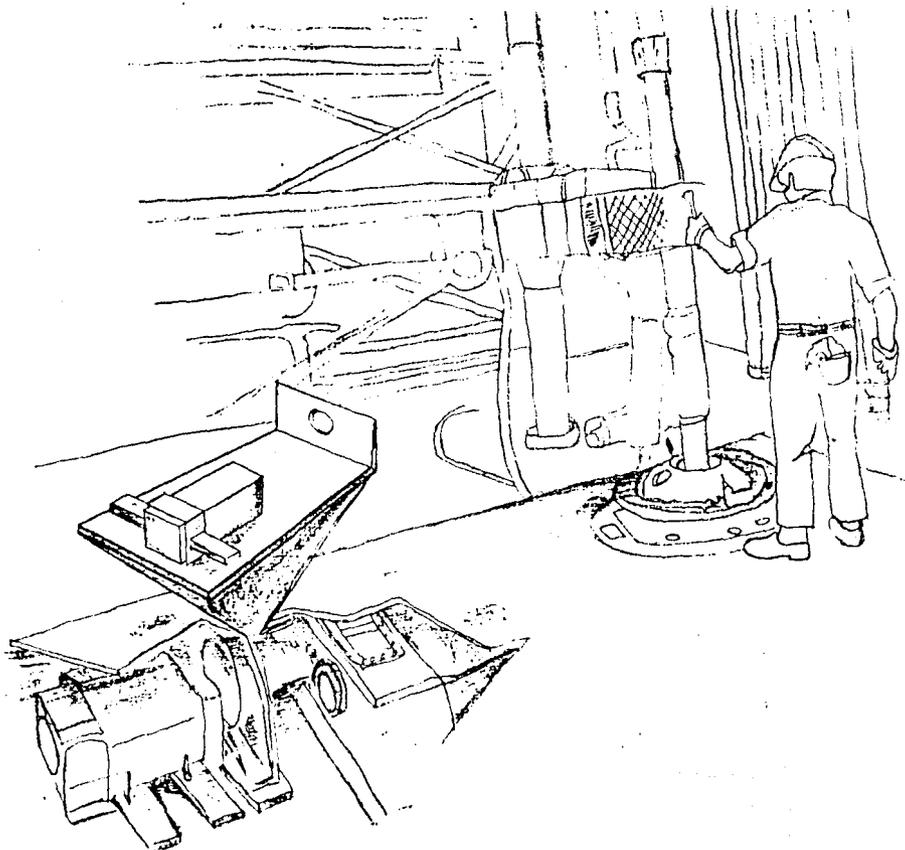


FIGURA 9
SENSOR DE VELOCIDAD DE LA MESA ROTATORIA

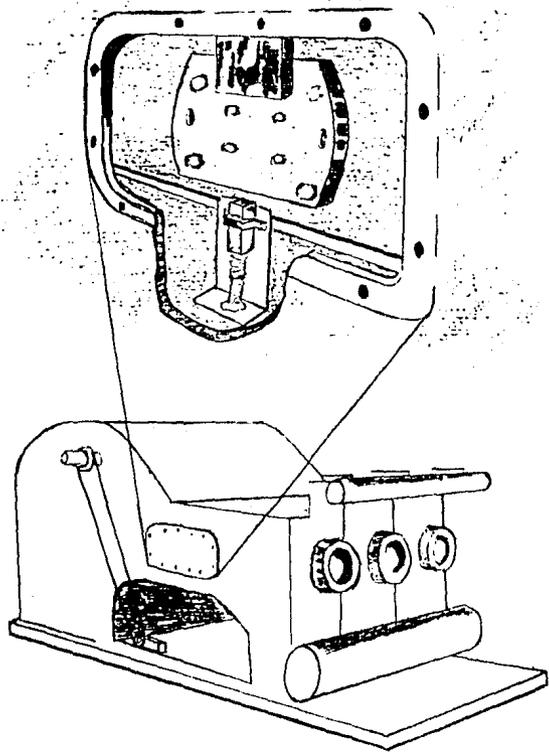
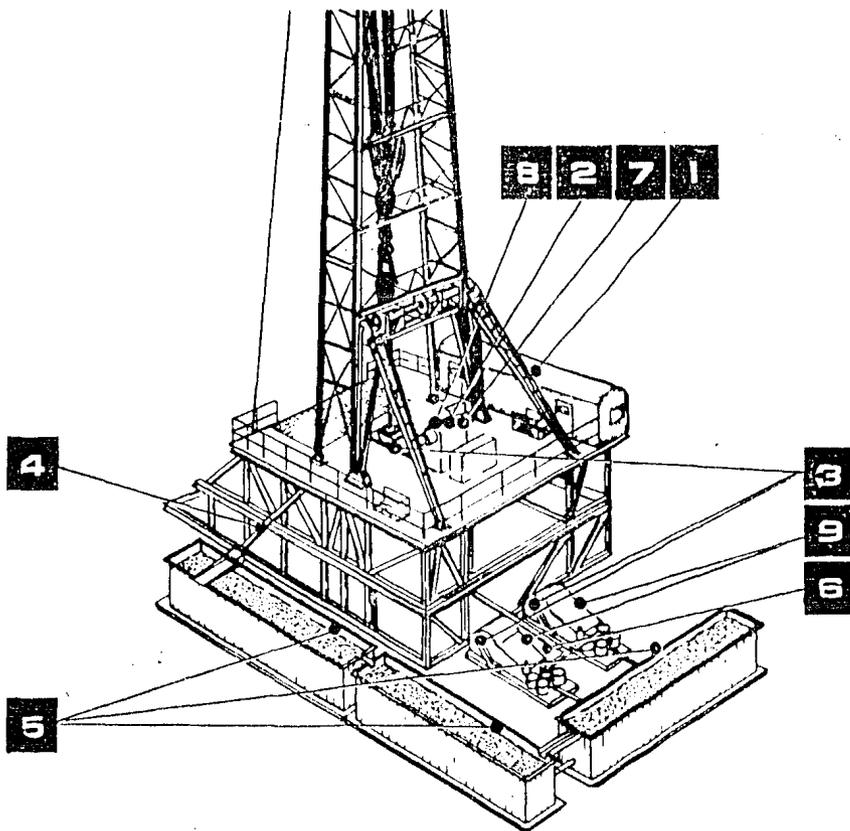
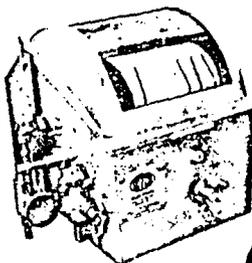


FIGURA 10. SENSOR DE VELOCIDAD DE LAS BOMBAS DE LODO.



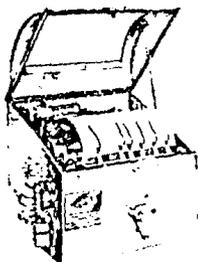
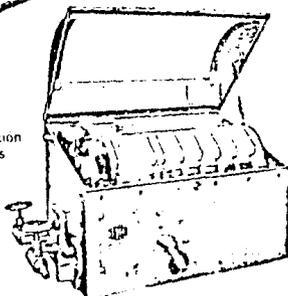
Los números se refieren a la colocación de los sensores e --
instrumentos en equipos de perforación de pozos petroleros. Y ca-
da uno de estos se muestran en las siguientes páginas.

I



Registrador de Perforación
de Una a Cuatro Plumas

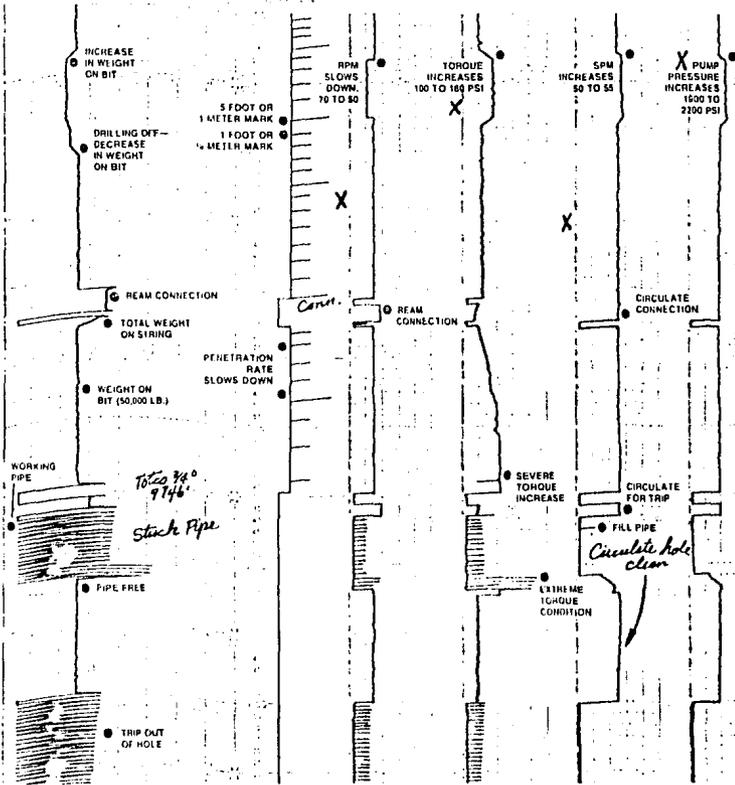
Registrador de Perforación
de Siete u Ocho Plumas



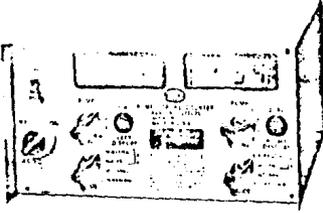
Registrador de Perforación
de Cinco o Seis Plumas

DURING PROCEED

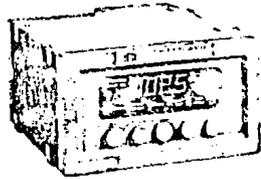
Active Prod. 17 Oklahoma
USA Prod. Imperial 9201
18 Jan 1975



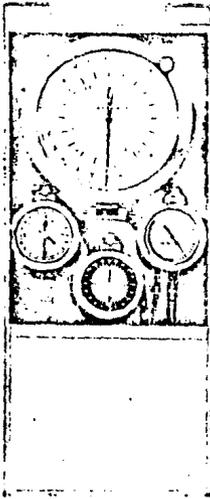
2



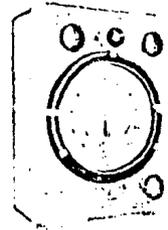
Contador de Ciclos de Bombeo de Pantalla Doble



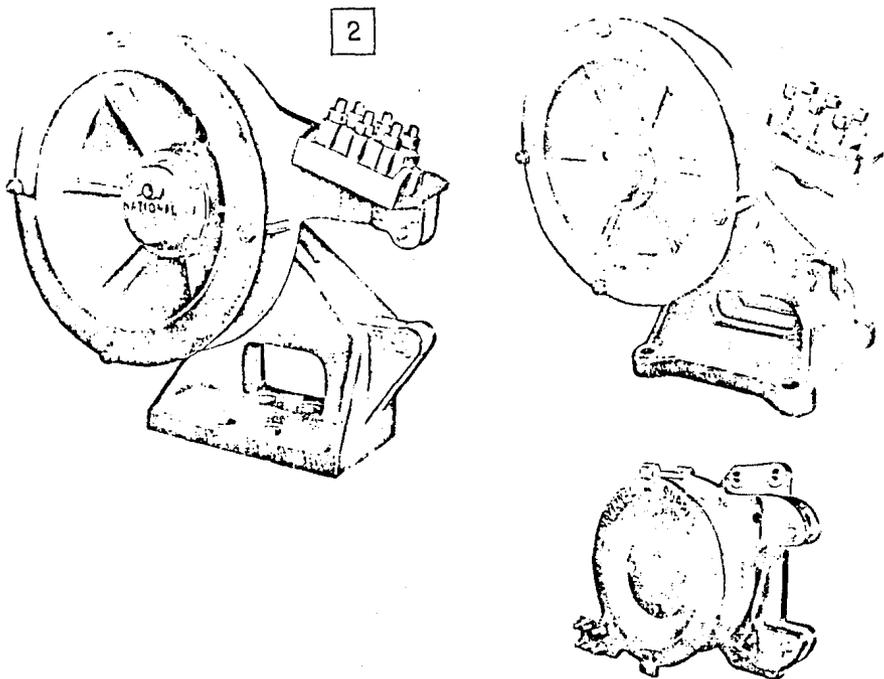
Contador de Ciclos de Bombeo de Pantalla Sencilla.



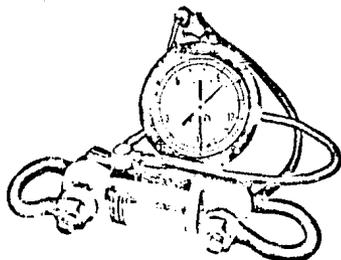
Indicadores de Paso Tipo Ancla



Marcador de Pérdidas y Ganancias

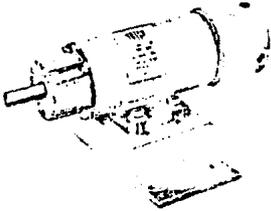


Anclas para Indicadores de Peso



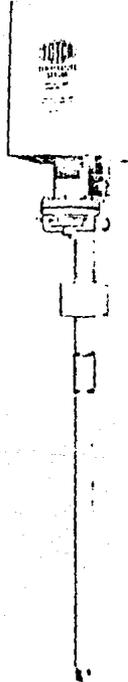
Medidores de Torsión

3



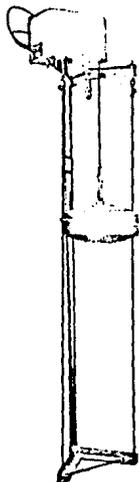
Generador para Tacómetro

4



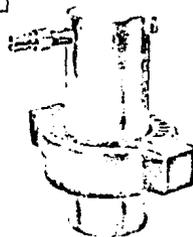
Detector de Temperatura

5



Detector de Profundidad para el volúmen de las Presas de Lodo.

6



Medidor de Presión de Lodo.

7

INDICADOR DE PESO
Muestra el peso de la broca
y la carga total del gancho

PRESION DE LA BOMBA
Indica la velocidad
de la bomba en im-
pulsos por minuto.

IMPULSOS DE LA BOMBA
Indica la velocidad
de la bomba en im-
pulsos por minuto.

TORSION
Selección jalón de
línea o torsión en
pies o libras.

TORSION ROTATORIA
Indica la torsión en la
masa rotatoria.

ROTACION RPM
Indica rotación de la mesa
en revoluciones por minuto.

PRESION DE AIRE
Indica la presión del sistema
de suministro de aire.

Espacio disponible para manó-
metro de 15 cms. (6") desig-
nado para el cliente.

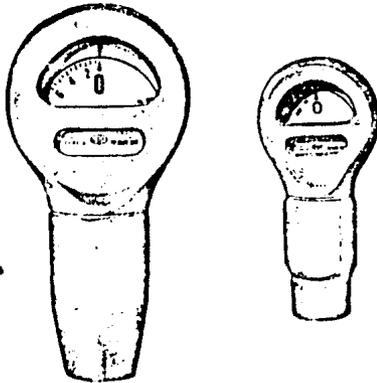
Consola Normal de Instrumentos de Perforación.

8



Medidor de Torsión Rotatoria

9



Medidores para Lodo.

C A P I T U L O I I I

APLICACION DE LOS DATOS EN LA PERFORACION

El desarrollo de la perforación rotatoria se puede dividir en cuatro períodos: Período de conocimiento de 1900-1920, Período de desarrollo de 1920-1948, Período Científico de 1948-1968 y Período de Automatización de 1968 en adelante.

En la figura 11 se muestra el impacto de la tecnología para la perforación optimizada en la última parte del período científico.

El costo por pozo se incremento en un 14% de 1958 a 1967, sin embargo el costo por pozo perforado se mantuvo en \$7,668.96 - por metro. Otros costos se incrementaron en un 21% (servicios de apoyo, T.R., etc.). De no haberse tenido el desarrollo en la perforación hoy, el costo por metro perforado sería de \$1,650.00 más de lo actual (aproximadamente).

Definición y Filosofía de la Automatización.

Estrictamente un programa óptimo de perforación no existe, ya que muchas variables se salen del control, por ejemplo, para incrementar la velocidad de penetración podría lograrse usando agua en lugar de lodo, mayores velocidades de rotación e incremenu

to de peso en la barrena así como de la potencia hidráulica y mecánica, esto limita el balance adecuado entre las variables para tener máxima eficiencia en la perforación. Estos límites influyen al factor principal que es la vida de la barrena, como segundo factor en importancia es la estabilidad del pozo.

Aunque el agua es el líquido más rápido en la perforación, en algunos lugares es necesario tener sólidos coloidales para la estabilidad del pozo. En otros lugares el peso sobre la barrena está limitado por la inclinación de la formación. Por lo tanto el menor costo de perforación se obtiene maximizando la velocidad de penetración, la vida del equipo y la estabilidad del pozo.

Concepto General de la Optimización Aplicado a la Perforación.

Como se muestra en la tabla 1, matemáticamente las variables en la perforación se clasifican en alterables e inalterables. Esta clasificación no es tan estricta, por ejemplo, cambiar el tipo de lodo, puede originar un cambio en el tipo de barrena, ocasionando una perforación más rápida. Los esfuerzos de Tensión y Compresión en la roca permanecen constantes, pero la perforabilidad de la roca ha sido "alterada" al cambiar el tipo de barrena y lodo.

Existen interdependencias entre las variables alterables, por ejemplo, la viscosidad del lodo y la pérdida del lodo, están

influenciados por el tipo y cantidad de sólidos.

El peso sobre la barrena y la r.p.m. están interrelacionados al incrementar uno se reduce el otro y viceversa.

Al seleccionar las variables para optimización matemáticamente cuatro son alterables y dos son inalterables, como se muestra en la tabla 2.

La interacción entre las variables se puede determinar experimentalmente. Esta interacción existe cuando el incremento simultáneo de dos o más variables no producen un efecto diferente -- comparativamente en los efectos individuales. El significado de interacción entre variables se ilustra en la figura 12.

Programa de cálculo que ayuda a optimizar la perforación.

Resumen

Se presenta como optimizar el peso sobre la barrena y la velocidad de rotación, a partir de la evaluación de cinco pruebas de perforación realizadas en el mismo lugar, condiciones actuales de operaciones del equipo de perforación, costos e impedimentos. - El programa puede emplearse en campo, se incluye su metodología, - un ejemplo y sus instrucciones para ser usado en una computadora HP-41 C.V.

En muchas operaciones de perforación, el peso de la barrena y la velocidad de rotación se fija a partir de la práctica en lugar de ser calculado. Si las condiciones anteriores difieren drásticamente de los valores óptimos, con estos valores es posible reducir considerablemente los costos de perforación.

La combinación óptima del peso sobre la barrena y velocidad de rotación requerida para minimizar el costo del metro perforado, cambia para cada tipo de barrena, equipo de perforación, tipo de formación y conjunto de condiciones de operación. Por lo tanto deben calcularse el óptimo peso a la barrena y la óptima velocidad de rotación para cada barrena en particular, para tener el mínimo costo total por metro perforado.

Se desarrolló un programa en HP-41 CV, como una herramienta, para determinar el peso sobre la barrena y la velocidad de rotación óptimas a partir de un mínimo de datos. Puede ser corrido en el mismo sitio de la perforación con o sin impresora. Los valores de pesos sobre la barrena y velocidad de rotación se obtendrán rápidamente.

La metodología del programa y las ecuaciones siguen la técnica de Young^(*) con algunas modificaciones.

Metodología del programa.

La ecuación de velocidad de perforación usada se ha encontrado ser muy cerca a las velocidades de perforación de campo, -- cuando las constantes; M, λ y K se determinan de cinco pruebas de perforación en el mismo lugar. La velocidad de perforación R en -- pies por hora, se expresa como:

$$R = K (W-M) N^{\lambda} / (1+C_2H)$$

donde:

W = Peso sobre la barrena, (lbs)

M = Peso sobre la barrena extrapolado a una velocidad de perforación de cero, (lbs).

λ = Exponente que expresa el efecto de la velocidad de rotación sobre la velocidad de perforación.

C_2 = Constante que expresa el efecto del desgaste del diente de la barrena sobre la velocidad de rotación.

N = Velocidad de rotación, r.p.m.

H = Altura normal del diente, igual a uno para formar un diente completamente gastado, y cero para un diente -- nuevo.

M es calculado a partir de cinco pruebas de perforación de campo usando la siguiente ecuación:

$$M = 0.50 (W_2 - R_2 (W_2 - W_5 / R_2 - R_5) + W_3 - R_3 (W_3 - W_4 / R_3 - R_4))$$

El exponente de velocidad de rotación, λ , se calcula con la siguiente ecuación:

$$\lambda = 0.50 (\ln(R_3/R_2)/\ln(N_3/N_2) + \ln(R_4/R_5)/\ln(N_4/N_5))$$

El factor de perforabilidad de la formación K se calcula para cada punto de prueba y se obtiene un valor promedio usando la siguiente ecuación:

$$K=0.25((R_2/(W_2-M)N_2^\lambda) + (R_3/(W_3-M)N_3^\lambda) + (R_4/(W_4-M)N_4^\lambda) + (R_5/(W_5-M)N_5^\lambda))$$

Las cinco pruebas de perforación en campo se realizan para determinar los valores de R_1 a R_6 . Los resultados de una prueba se muestran en la figura 13. También se enlistan los valores de esas pruebas. Si de los resultados de las cinco pruebas de perforación en campo, R_1 y R_6 (que fueron corridas con el mismo peso y la misma velocidad) concuerdan dentro de un 15% los resultados de la prueba se consideran aceptables. Si la diferencia es mayor al 15% es posible que durante la prueba haya ocurrido un cambio litológico y deberá repetirse la prueba. Si la litología es demasiado errática para obtener una prueba válida de las cinco pruebas de perforación en campo, entonces M puede ser supuesta o tomada en pruebas anteriores del área. Una velocidad de penetración por encima de los 50 pies (15.24 metros) perforados o una sección suficientemente grande para obtener una velocidad de penetración media, puede ser calculada como el valor de R. Conocidos M, λ , R, -

W y N puede calcularse K y meterla directamente al programa, usando la ecuación:

$$K = R / (W-M) N^{\lambda}$$

La vida de los cojinetes de la barrena B_1 en horas se expresa en la siguiente ecuación:

$$B_1 = B/NW^{\sqrt{\quad}}$$

Donde:

B = Desgaste normal de los baleros o cojinetes, cero para cojinetes nuevos y uno para cojinetes usados.

$\sqrt{\quad}$ = Exponente que expresa el efecto del peso sobre la barrena en el uso del cojinete.

El exponente sobre la barrena ($\sqrt{\quad}$) puede ser obtenido en la pendiente de una gráfica doble logarítmica del peso sobre la barrena en miles de lbs. Vs la vida de la barrena en horas, para una barrena del mismo tipo en un fluido de perforación similar. En el caso de la ausencia de datos reales de campo pueden usarse el valor de 1.5 para $\sqrt{\quad}$.

La vida del diente T_1 en horas se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$T_1 = (-D_1 W + D_2 (1 + C_1/2)) / 0.001 Af (PN + QN_3)$$

Donde:

Af = Factor de abrasividad de la formación.

C_1, Q y P = Constantes del uso del diente de la barrena, de la tabla 3.

D_1 y D_2 = Parámetros del diámetro de barrena, de la tabla 4.

La tabla 3 ha sido grabada en la memoria del programa, de manera que los valores de P , Q y N pueden reclamarse para una barrena en particular, empleando el código IADC.

Los resultados de la tabla 4 se derivan de las ecuaciones:

$$D_1 = 0.2708 D^{-0.6207}$$

$$D_2 = 2.7057 D^{0.3817}$$

D es el diámetro de la barrena en pulgadas. Estas ecuaciones están incluidas en el programa para hacerlo factible de aplicar en el mismo lugar de la perforación.

El costo por pie perforado ($\$/m$) F_c en dólares por pie se expresa en la siguiente ecuación:

$$F_c = (C_b + C_r (R_t TT S C)) / F_t$$

Donde:

C_b = Costo de la barrena en dólares

C_r = Costo total de la operación de aparejo

R_t = Tiempo total de operación de la barrena, igual a la menor vida del cojinete en horas.

TT = Tiempo de viaje redondo en horas.

S = Tiempo de conexión en horas

F_t = Profundidad total perforada por la barrena en pies.

Ejemplo:

De los siguientes datos el peso sobre la barrena y la velocidad de rotación serán optimizados para minimizar el costo por pie perforado. La figura 14 muestra como fueron medidos los datos al programa.

Resultados de las cinco pruebas de perforación.

$W_1 = 35,000$	$N_1 = 120$	$R_1 = 20.8$
$W_2 = 25,000$	$N_2 = 100$	$R_2 = 15.2$
$W_3 = 25,000$	$N_3 = 140$	$R_3 = 18.4$
$W_4 = 40,000$	$N_4 = 140$	$R_4 = 25.3$
$W_5 = 40,000$	$N_5 = 100$	$R_5 = 21.6$
$W_6 = 35,000$	$N_6 = 120$	$R_6 = 21.9$

Datos de la barrena que se usa:

Profundidad

12 495 pies.

Costo de operación	27 500 #/día
Tiempo redondo	1 050 pies/hora
Tiempo de conexión y estudio	6.5 horas/1000 pies
Tamaño de la barrena	8 1/2 pulgadas
Código IADC.	1-2-4.

Datos previos de la barrena;

Peso sobre la barrena	35 000 lbs.
Velocidad de rotación	120 r.p.m.
Tipo de diente	T - 6
Condiciones del conjinete	B - 8
V D P inicial	22 pies/hora
V D P promedio	18.1 pies/hora

Restricciones operativas.

En el ejemplo se encontró un empuje hidráulico a 55,000 - (lbs) y 200 r.p.m. Solo 50,000 lbs de las lastrabarras están -- disponibles con un 15% de factor de seguridad para evitar poner -- la tubería de perforación --e compresión. El fabricante de barre-- nas recomienda una velocidad máxima de rotación de 250 r.p.m. -- y un peso sobre la barrena de 51,000 lbs. y en la perforación o-- rientada recomienda que al menos sea de 25,000 lbs. y 100 r.p.m. para mantener el ángulo y la dirección. Bajo esas restricciones -- mediante el programa se determina el peso óptimo sobre la barre-- na y r.p.m. a 50,000 lbs y 130 respectivamente (fig. 14). En la -- nomenclatura usada en la figura 14 INC, ese valor numérico usado para incrementar el peso sobre la barrena o velocidad de rotación $S + C$ es el tiempo de estudio y conexión y se usa para represen-- tar λ que es el exponente de la velocidad de rotación..

Las instrucciones para su uso y los parámetros de almacenamiento están en la tabla 5 y 6. La figura 15 muestra el diagrama de flujo y el listado del programa en la tabla 7.

4

Tabla 1. Variables de perforación

<u>Alterables</u>	<u>Inalterables</u>
<u>Lodo de Perforación</u>	Tiempo (condición atmosférica)
Tipo	Ubicación
Contenido de sólidos	Condiciones del aparejo de perforación.
Viscosidad	Flexibilidad del aparejo de -- perforación.
Pérdida de filtrado	Gases corrosivos
Densidad	Temperatura de fondo.
<u>Hidráulica</u>	Tiempo de viaje de ida y vuelta
Presión de bomba	Propiedades de las rocas.
Velocidad de chorro	Formación perforada
<u>Tipo de Barrena</u>	Eficiencia del personal.
Peso sobre la barrena	Profundidad.
Velocidad rotatoria	

Tabla 2. Variables consideradas en la optimización

<u>Alterables</u>	<u>Inalterables</u>
Lodo de Perforación	Formación perforada
Hidráulica	Profundidad
Tipo de Barrena	
Peso - rpm.	

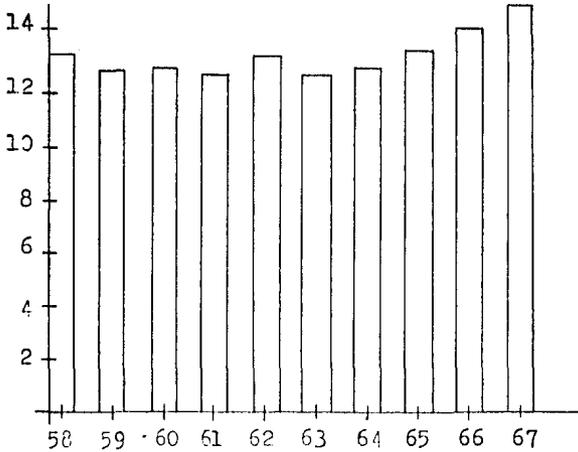


FIGURA: 11 TENDENCIA DE LOS COSTOS EN LA INDUSTRIA PETROLERA (1958-1967).

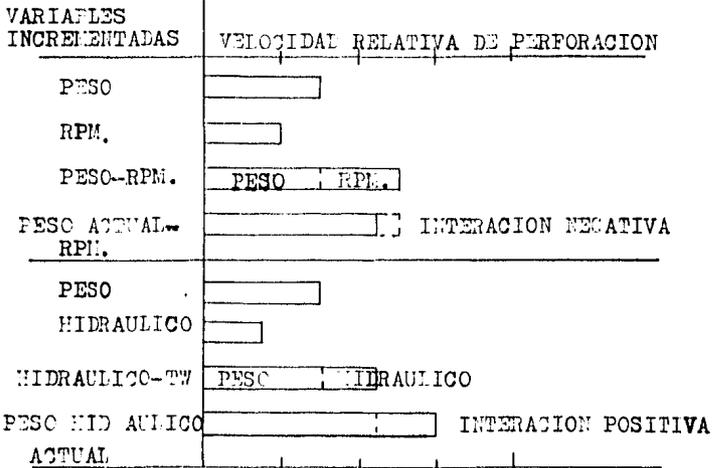
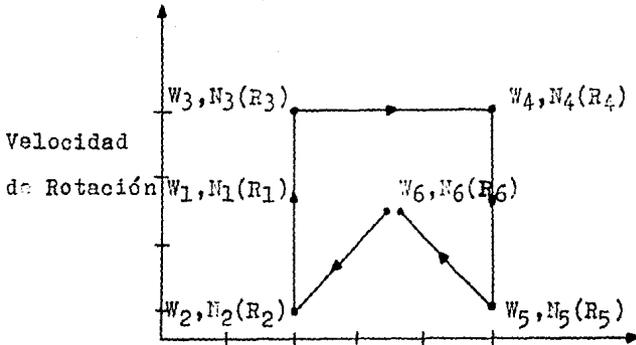


FIGURA: 12 INTERACION POSITIVA Y NEGATIVA.



Peso sobre la Barrena

Valores del Ejemplo.

$W_1 = 35,000$	$N_1 = 150$	$R_1 = 98$
$W_2 = 30,000$	$N_2 = 135$	$R_2 = 80$
$W_3 = 30,000$	$N_3 = 175$	$R_3 = 95$
$W_4 = 45,000$	$N_4 = 175$	$R_4 = 125$
$W_5 = 45,000$	$N_5 = 135$	$R_5 = 105$
$W_6 = 35,000$	$N_6 = 150$	$R_6 = 102$

Figura 13.- Resultado del ejemplo de cinco pruebas de perforación en el campo mostrado esquemáticamente. El cambio de velocidad de rotación y peso sobre la barrena se ilustra en las relaciones usadas en estas pruebas.

Tabla 3.- Parámetros del desgaste de los dientes de la barrena de tres conos.

Series	Clasificación	Tipo	P	Q	C ₁ .
1	Diente de acero, suave.	1	2.5	0.0001090	7
		2	2.0	0.0000870	6
		3	2.0	0.0000870	6
2	Diente de acero, medio.	1	2.5	0.0000653	5
		2	1.2	0.0000522	4
		3	0.9	0.0000392	3
3	Diente de acero, duro	1	0.65	0.0000283	2
		2	0.50	0.0000218	2

Tabla 4.- Diámetros de Barreas

Diámetros de Barrenas (in)	D ₁	D ₂
6 1/4	0.088	5.50
6 3/4	0.083	5.61
6 7/8	0.074	5.94
8 5/8	0.071	6.11
9 5/8	0.066	6.38
9 7/4	0.065	6.44
10 3/4	0.062	6.68
12 1/4	0.058	7.15

Tabla C. Datos de entrada en RP-433V.

- R01 Profundidad en, pies.
- R02 Costo de operación del equipo en, \$/hora.
- R03 Tiempo de viaje en, 1,000 pies/hora.
- R04 Tiempo de conxión, hora/ 1,000 pies.
- R05 Diámetro de la barrena, pulgadas.
- R06 Costo de la barrena, \$ (dolares).
- R07 D_1
- R08 D_2
- R09 C_1
- R10 Q
- R11 P
- R12 M
- R13 λ
- R14 K
- R15 Peso sobre la barrena inicial, 1,000 libras.
- R16 Velocidad de la rotaria inicial, rpm.
- R17 Tiempo de trabajo efectivo de la barrena inicial.
- R18 Desgaste del diente de la barrena inicial.
- R20 Desgaste del cojinete de la barrena inicial.
- R21 Velocidad de penetración de la barrena inicial.
- R22 Velocidad de penetración de la barrena promedio inicial.
- R23 A_f
- R25 Peso mínimo sobre la barrena.
- R26 Vida de la barrena calculada en horas.
- R28 B
- R29 Vida del cojinete de la barrena calculada en horas.
- R30 Velocidad mínima de la rotaria.
- R31 Costo de la perforación en, \$/pie.
- R32 Desgaste del diente de la barrena calculado.
- R33 Desgaste del cojinete de la barrena calculado.
- R34 Velocidad de penetración promedio calculado.
- R35 Tiempo de trabajo efectivo de la barrena calculado.
- R36 Profundidad calculada en pies.
- R40 Velocidad mínima de la rotaria.
- R41 Incremento de peso sobre la barrena.
- R43 Incremento de la velocidad de la rotaria.
- R45 Peso mínimo sobre la barrena.
- R46 Peso máximo sobre la barrena.
- R47 Velocidad máxima de la rotaria.

R51 Código IAD7.

R53 Velocidad de penetración inicial calculada.

Tabla.5. Instrucciones para el usuario.

1. Size 060
2. Leer las 9 tarjetas (17 lados)
3. Ejecuta "NOFF" para correr el programa.
4. Ejecuta A para correr las cinco pruebas de perforación.
5. Ejecuta B para cambiar los datos actuales de la barrena.
6. Ejecuta C para cambiar los datos anteriores de la ---
barrena.
7. Ejecuta D para cambiar los datos operacionales.
8. Ejecuta E para cambiar o introducir las constantes ---
operacionales e imprimir o mostrar los calculos para
todas las combinaciones de pesos sobre la barrena y
velocidad de la rotaria.

Tabla 7. Listado del Programa.

01+LBL 'YOPT'	58 RCL 09	115 ENTER1	172 +	232 STO 12	292 STO 10
02 SF 12	59 ENTER1	116 RCL 19	173 RCL 16	233 * Y?*	293 .0000653
03 +THE ROUND*	60 RCL 12	117 +	174 +	234 PROMPT	294 STO 11
04 AVIEW	61 -	118 2	175 /	235 STO 13	295 5
05 *OPTIMIZER*	62 /	119 -	176 /	236 * K?*	296 STO 09
06 AVIEW	63 RCL 01	120 STO 20	177 STO 19	237 PROMPT	297 GTO 03
07+LBL 01	64 X<Y	121 *+*Y?*	178 FIX 6	238 STO 14	298+LBL 66
08 CF 12	65 -	122 RCL 20	179 *+*+*+*	239 119	299 1.2
09 ADV	66 STO 15	123 AVIEW	180 RCL 19	240 ENTER1	300 STO 10
10 *5-SPOT-16*	67 RCL 02	124 RCL 01	181 AVIEW	241 RCL 51	301 .0000522
11 *FULL-OFF-TEST*	68 RCL 03	125 RCL 17	182+LBL 02	242 X<Y?	302 STO 11
12 AVIEW	69 -	126 -	183 ADV	243 GTO 33	303 4
13 *-----*	70 RCL 10	127 RCL 05	184 FIX 2	244 149	304 STO 09
14 *-----*	71 +	128 RCL 20	185 *CURRENT BIT RUN*	245 ENTER1	305 GTO 03
15 AVIEW	72 RCL 10	129 Y!X	186 * DATA *	246 RCL 51	306+LBL 69
16 ADV	73 RCL 11	130 *	187 AVIEW	247 X<Y?	307 7.9
17 *MOB-2?*	74 -	131 RCL 09	188 *-----*	248 GTO 39	308 STO 10
18 PROMPT	75 /	132 /	189 *-----*	249 219	309 .0000392
19 STO 01	76 RCL 02	133 1/X	190 AVIEW	250 ENTER1	310 STO 11
20 *MOB-3?*	77 X<Y	134 STO 13	191 ADV	251 RCL 51	311 3
21 PROMPT	78 -	135 RCL 02	192 *DEPTH IN FT?*	252 X<Y?	312 STO 11
22 STO 02	79 STO 16	136 RCL 17	193 PROMPT	253 GTO 63	313 GTO 03
23 *MOB-4?*	80 RCL 15	137 -	194 STO 01	254 229	314+LBL 93
24 PROMPT	81 ENTER1	138 PCL 06	195 *OPER COST 4-?*	255 ENTER1	315 .65
25 STO 02	82 RCL 16	139 PCL 20	196 PROMPT	256 RCL 51	316 STO 10
26 *MOB-5?*	83 +	140 Y!X	197 24	257 X<Y?	317 .0000283
27 PROMPT	84 2	141 *	198 /	258 GTO 66	318 STO 11
28 STO 04	85 /	142 RCL 10	199 STO 02	259 239	319 2
29 *RPM-2?*	86 STO 17	143 -	200 *ROUND TT FT, HR?*	260 ENTER1	320 STO 03
30 PROMPT	87 *+*+*+*	144 1/X	201 PROMPT	261 RCL 51	321+LBL 96
31 STO 05	88 RCL 17	145 STO 14	202 STO 03	262 X<Y?	322 5
32 *RPM-3?*	89 AVIEW	146 RCL 03	203 *SVC HR/1000 FT?*	263 GTO 69	323 .0000218
33 PROMPT	90 RCL 10	147 RCL 12	204 PROMPT	264 319	324 STO 11
34 STO 06	91 ENTER1	148 -	205 STO 04	265 ENTER1	325 2
35 *RPM-4?*	92 RCL 09	149 RCL 07	206 *BIT SIZE 1M?*	266 RCL 51	326 STO 09
36 PROMPT	93 /	150 RCL 20	207 PROMPT	267 X<Y?	327 GTO 03
37 STO 07	94 LH	151 Y!X	208 STO 05	268 GTO 93	328 STO 10
38 *RPM-5?*	95 RCL 06	152 *	209 -.6207	269 400	329+LBL 03
39 PROMPT	96 ENTER1	153 RCL 11	210 Y!X	270 ENTER1	330 ADV
40 STO 08	97 RCL 05	154 /	211 2700	271 RCL 51	331 *RCL+GHS*
41 *ROP-2?*	98 /	155 1/X	212 *	272 X<Y?	332 * BIT RUN DATA *
42 PROMPT	99 LH	156 STO 15	213 CHS	273 GTO 96	333 AVIEW
43 STO 09	100 /	157 RCL 04	214 STO 07	274+LBL 33	334 *-----*
44 *ROP-3?*	101 STO 10	158 RCL 17	215 RCL 05	275 2.5	335 *-----*
45 PROMPT	102 RCL 11	159 -	216 .3017	276 STO 10	336 AVIEW
46 STO 10	103 ENTER1	160 RCL 08	217 Y!X	277 .0000109	337 ADV
47 *ROP-4?*	104 RCL 12	161 RCL 20	218 2.7057	278 STO 11	338 *BIT W LBS?*
48 PROMPT	105 /	162 Y!X	219 *	279 7	339 PROMPT
49 STO 11	106 LH	163 *	220 STO 08	280 STO 09	340 1000
50 *ROP-5?*	107 RCL 07	164 RCL 12	221 *BIT COST 1?*	281 GTO 03	341 /
51 PROMPT	108 ENTER1	165 /	222 PROMPT	282+LBL 39	342 STO 15
52 STO 12	109 RCL 03	166 1/X	223 STO 06	283 2	343 *ROTARY SPD RPM?*
53 RCL 01	110 /	167 STO 16	224 *BIT W EXP?*	284 STO 10	344 PROMPT
54 RCL 04	111 LH	168 RCL 13	225 PROMPT	285 .0000087	345 STO 16
55 -	112 /	169 RCL 14	226 STO 24	286 STO 11	346 *ROTATING HRST?*
56 RCL 09	113 STO 19	170 +	227 *INCH CUBE?*	287 6	347 PROMPT
57 +	114 RCL 10	171 RCL 15	228 PROMPT	288 STO 09	348 STO 17
			229 STO 51	289 GTO 03	349 *TOOTH GRABING?*
			230 * N?*	290+LBL 63	350 PROMPT
			231 PROMPT	291 1.5	351 0

352 /	412 /	472 RCL 35	532 *-----*	592 RCL 48	652 STO 80
353 STO 18	413 1	473 RCL 26	533 *-----*	593 INT	653 RCL 31
354 *BEARING GRADING*	414 -	474 /	534 AVIEW	594 100	654 STO 51
355 *?*	415 RCL 18	475 STO 52	535 ADV	595 *	655 RTN
356 PROMPT	416 /	476 8	536 *MAX WOB?*	596 STO 25	656*LBL 8?
357 8	417 STO 17	477 *	537 PROMPT	597 RCL 59	657 FIX 8
358 /	418 CTO 84	478 STO 32	538 STO 46	598 STO 49	658 SF 12
359 STO 28	419*LBL 8?	479 RCL 35	539 *MIN WOB?*	599 XEQ 11	659 *WOB?*
360 *INITIAL POP?*	420 TONE 9	480 RCL 29	540 PROMPT	600 ISG 48	660 RCL 25
361 PROMPT	421 RCL 25	481 /	541 STO 25	601 CTO 18	661 AVIEW
362 STO 21	422 1800	482 8	542 STO 45	602 STOP	662 * RPN?*
363 *AVERAGE POP?*	423 /	483 *	543 *WT INC?*	603*LBL 11	663 RCL 38
364 PROMPT	424 STO 85	484 STO 33	544 PROMPT	604 RCL 49	664 AVIEW
365 STO 22	425 RCL 07	485 RCL 25	545 STO 41	605 INT	665 ADV
366 RCL 87	426 RCL 85	486 RCL 12	546 *MAX RPN?*	606 STO 38	666 CF 12
367 RCL 15	427 *	487 -	547 PROMPT	607 *CQ 80	667 FIX 2
368 *	428 RCL 88	488 RCL 38	548 STO 47	608 XEQ 87	668 *FOOTAGE CO?*
369 RCL 80	429 /	489 RCL 13	549 *MIN RPN?*	609 ISG 49	669 RCL 31
370 *	430 RCL 89	490 YXK	550 PROMPT	610 CTO 11	670 AVIEW
371 RCL 89	431 ENTER1	491 *	551 STO 38	611 RTN	671 *INITIAL POP?*
372 ENTER1	432 1	492 RCL 14	552 STO 48	612*LBL 8?	672 RCL 53
373 1	433 *	493 *	553 *INC RPN?*	613 ADV	673 AVIEW
374 *	434 2	494 STO 53	554 PROMPT	614 180000	674 *AVERAGE POP?*
375 2	435 /	495 RCL 52	555 STO 51	615 STO 51	675 RCL 34
376 /	436 *	496 RCL 17	556 ADV	616 XEQ 85	676 AVIEW
377 *	437 STO 26	497 *	557 SF 12	617*LBL 14	677 *FOOTAGE FT?*
378 STO 23	438 RCL 38	498 1	558 * OPTIMUM*	618 RCL 48	678 RCL 36
379 RCL 16	439 3	499 *	559 AVIEW	619 INT	679 AVIEW
380 3	440 YXK	500 /	560 *WOB AND RPN?*	620 100	680 *TOOTH LIFE ADS?*
381 YXK	441 RCL 11	501 STO 34	561 AVIEW	621 *	681 RCL 26
382 RCL 11	442 *	502 RCL 35	562 * * * * *	622 STO 25	682 AVIEW
383 *	443 RCL 38	503 *	563 AVIEW	623 RCL 59	683 *BEARING LIFE HR?*
384 RCL 16	444 ENTER1	504 STO 36	564 ADV	624 STO 49	684 *S?*
385 ENTER1	445 RCL 18	505 1800	565 CF 12	625 XEQ 15	685 RCL 23
386 RCL 18	446 *	506 *	566 RCL 47	626 ISG 48	686 AVIEW
387 *	447 *	507 RCL 84	567 1800	627 CTO 14	687 *ROTATING HR?*
388 *	448 RCL 23	508 *	568 /	628 RCL 58	688 RCL 35
389 RCL 17	449 *	509 STO 15	569 RCL 43	629 STO 25	689 AVIEW
390 *	450 *001	510 RCL 81	570 ENTER1	630 RCL 88	690 FIX 8
391 *.891	451 *	511 RCL 36	571 180000	631 STO 38	691 *TOOTH DULL COMP?*
392 *	452 RCL 26	512 /	572 /	632 XEQ 88	692 *?=?*
393 RCL 18	453 /	513 RCL 83	573 *	633 XEQ 87	693 RCL 32
394 /	454 1/X	514 /	574 RCL 38	634 CTO 24	694 AVIEW
395 RCL 23	455 STO 26	515 STO 16	575 *	635*LBL 15	695 *BEARING DULL CO?*
396 /	456 RCL 85	516 RCL 35	576 STO 49	636 RCL 49	696 *WOB?*
397 1/X	457 ENTER1	517 RCL 15	577 STO 59	637 INT	697 RCL 33
398 STO 23	458 RCL 24	518 *	578 RCL 25	638 STO 38	698 AVIEW
399 RCL 15	459 YXK	519 RCL 16	579 100	639 XEQ 88	699 RTN
400 ENTER1	460 RCL 38	520 *	580 /	640 RCL 51	700*LBL 24
401 RCL 24	461 *	521 RCL 82	581 RCL 46	641 RCL 31	701 BEEP
402 YXK	462 RCL 28	522 *	582 180000	642 XEQ 16	702 TONE 9
403 RCL 17	463 /	523 RCL 36	583 /	644 ISG 49	703 TONE 9
404 *	464 1/X	524 /	584 *	645 ISG 15	704 TONE 9
405 RCL 11	465 STO 29	525 STO 31	585 RCL 41	646 RCL 19	705 ADV
406 *	466 RCL 26	526 RTN	586 1800000	647 BEEP	706 ADV
407 RCL 28	467 *X-Y?*	527*LBL 8?	587 /	647 RTN	707 ADV
408 *	468 STO 35	528 CF 12	588 *	648*LBL 16	708 ADV
409 STO 28	469 RCL 29	529 *OPERATIONAL?*	589 STO 48	649 RCL 25	709 ADV
410 RCL 21	470 X-Y?*	530 *CONSTRAINTS?*	590 RTN	650 STO 58	710 .END.
411 RCL 22	471 STO 35	531 AVIEW	591*LBL 18	651 RCL 38	

Continuación de la Tabla 7. Listado del Programa.

KEO 'YOPT'
 THE YOUNG
 OPTIMIZER

5-SPOT-DRILL-OFF-TEST-

CURRENT BIT RUN DATA

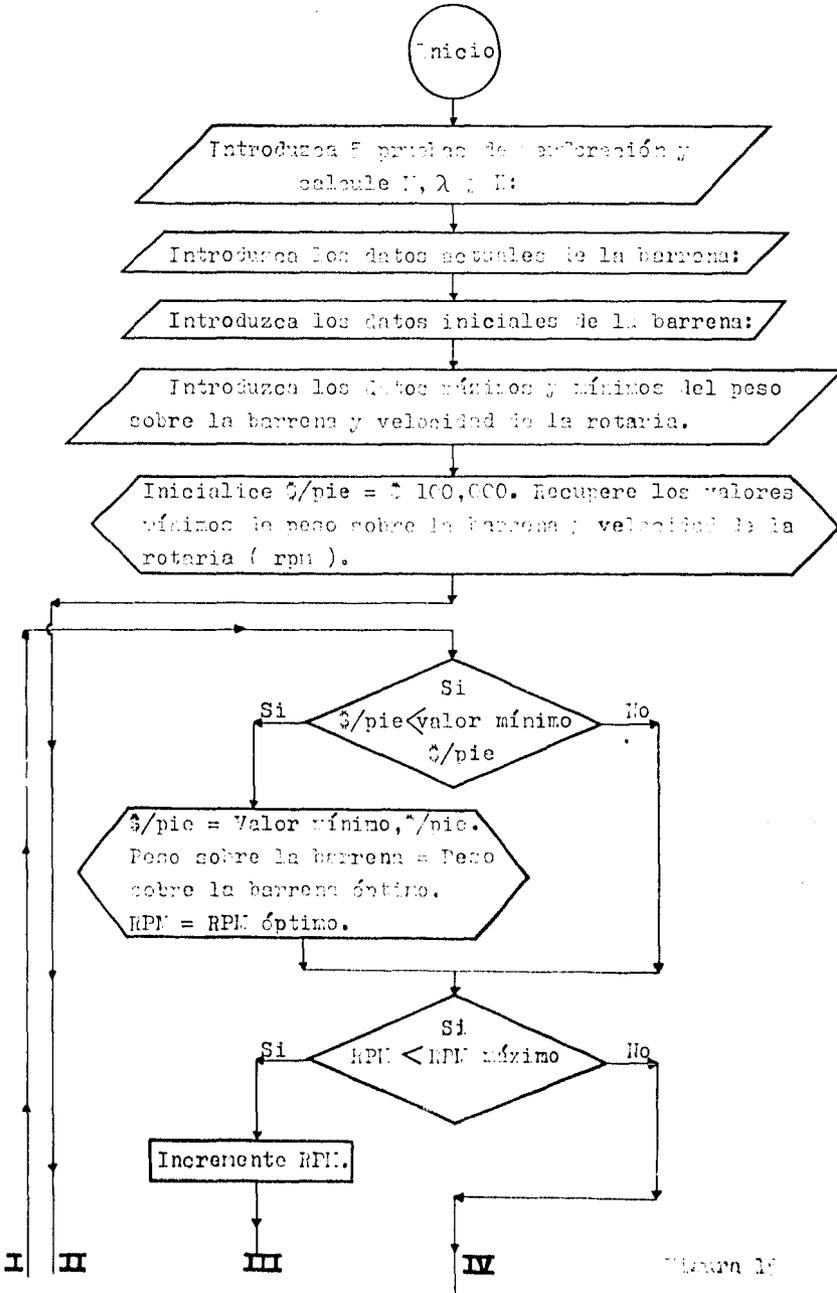
PREVIOUS BIT RUN DATA

OPERATIONAL CONSTRAINTS

5-SPOT-DRILL-OFF-TEST-		CURRENT BIT RUN DATA	PREVIOUS BIT RUN DATA	OPERATIONAL CONSTRAINTS
WOB-2?	25,000.00 RUN	DEPTH IN FT? 12,495.00 RUN	BIT WT LBS? 35,000.00 RUN	MAX WOB? 50,000.00 RUN
WOB-3?	25,000.00 RUN	OPER COST \$/D? 27,500.00 RUN	ROTARY SPD RPM? 120.00 RUN	MIN WOB? 25,000.00 RUN
WOB-4?	40,000.00 RUN	ROUND TT FT/HR? 1,050.00 RUN	ROTATING HRS? 36.00 RUN	WT INC? 5,000.00 RUN
WOB-5?	40,000.00 RUN	S+C HR/1000 FT? 6.50 RUN	TOOTH GRADING? 6.00 RUN	MAX RPM? 200.00 RUN
RPM-2?	100.00 RUN	BIT SIZE IN? 0.50 RUN	BEARING GRADING? 0.00 RUN	MIN RPM? 100.00 RUN
RPM-3?	140.00 RUN	BIT COST \$? 1,450.00 RUN	INITIAL ROP? 22.00 RUN	INC RPM? 10.00 RUN
RPM-4?	140.00 RUN	BIT WT EXP? 1.50 RUN	AVERAGE ROP? 10.10 RUN	
RPM-5?	100.00 RUN	IADC CODE? 124.00 RUN		
ROP-2?	15.20 RUN	M? -12,813.00 RUN		
ROP-3?	18.40 RUN	Y? .52 RUN		
ROP-4?	25.30 RUN	K? .000037 RUN		
ROP-5?	21.60 RUN			
***M=-12,812.50				
***Y=0.52				
***K=0.000037				
				OPTIMUM WOB QND RPM * * * * * WOB=50,000. RPM=130. FOOTAGE COST=\$83.88 INITIAL ROP=29.21 AVERAGE ROP=24.51 FOOTAGE FT=476.99 TOOTH LIFE HRS=29.16 BEARING LIFE HRS=19.46 ROTATING HRS=19.46 TOOTH DULL COND=T-5. BEARING DULL COND=B-8.

Figura 14. Datos del Programa.

DIAGRAMA DE FLUJO



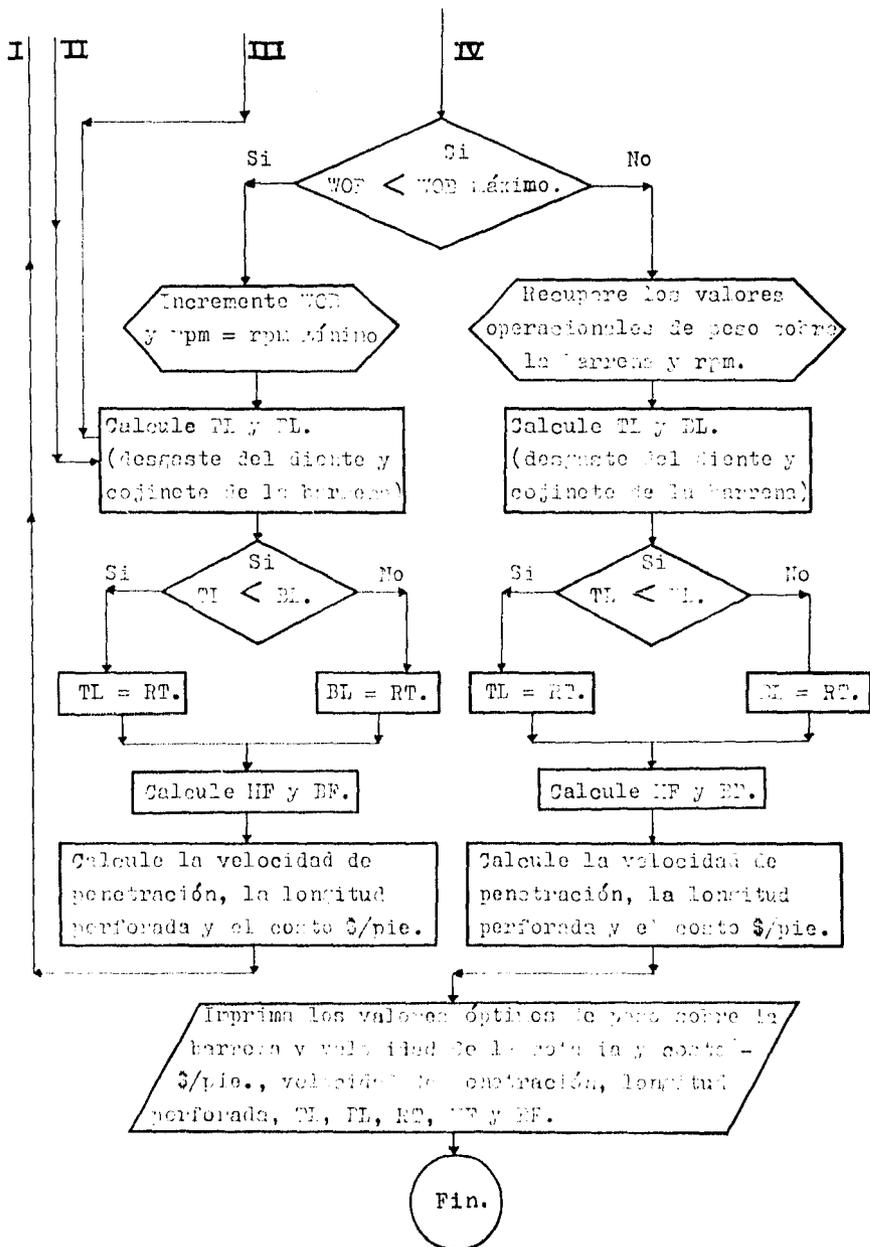


Figura 15.

C A P I T U L O I V

PERSPECTIVAS DE LOS SISTEMAS DE SUPERVISION Y CONTROL DE POZOS PETROLEROS.

La Medición durante la perforación, es la medición en el fondo del pozo de los parámetros más importantes y su transmisión simultánea a la superficie.

En el pasado, los procesos de evaluación durante la perforación es un proceso complicado con muchas incertidumbres. Debido al desconocimiento de lo que pasa adentro del pozo, la perforación se ha considerado más que una ciencia un arte. Los parámetros más importantes que se deben de controlar con éste proceso son; las propiedades físicas de la formación (y los fluidos de la misma) y el tiempo de la perforación. Existen pequeños y grandes errores sin embargo, todos ocasionan pérdidas de tiempo y dinero. Los registros convencionales (Densidad, eléctricos, rayos gamma, etc.) también son muy caros y problemáticos.

Lo primero que se escribió sobre los sistemas de medición fue en los años 30s, en Estados Unidos. El primer sistema aplicado con éxito fue el de J.J. Arps' en 1950. En los 60s Exxon y Texaco hicieron también mediciones de fondo durante la perforación.

La ausencia de un buen sistema electrónico, dispositivos de memoria y otros sistemas de captura de datos hicieron su uso poco atractivo. La Teledco introdujo el primer sistema de Medi-

ción Automatizada.

Adquisición de Datos.

Cuando se escoge un sistema de medición automatizada se debe especificar la información que se desea obtener y la frecuencia de esta, alguna se refiere al tiempo y otra a la longitud perforada. La figura 16 muestra un ejemplo de esto y es además una guía del uso que se le puede dar a los sistemas de medición automatizada.

Métodos Telemétricos (medición de distancias entre objetos lejanos)

Por muchos años la Telemetría fué difícil de lograr, sin embargo, se han hecho muchos intentos los cuales incluyen pulsos electromagnéticos, acústicos y por línea.

Gracias al avance en los sistemas acústicos y electromagnéticos la telemetría halogrado mediciones instantáneas dentro -- del pozo. La telemetría por línea no tiene gran aplicación, mientras que la telemetría a través del lodo es más atractiva, la Medición a través del lodo es un método para transmitir información a través de la columna de lodo de perforación en este proceso la presión del lodo es alterada por un medio mecánico a una profundidad dada, y la respuesta de presión resultante es medida por un -- sensor de presión localizado en la superficie, ver figura 17. Se han empleado diferentes métodos para generar los pulsos de presión. Se agrupan en tres: Pulsos positivos, figura 17a, Pulsos negativos figura 17b y de Onda continua, figura 17c.

Los sistemas comerciales para procesar y almacenar la información que se obtiene del pozo, los procesa directamente --- y los graban en el sistema de medición automatizada. Los registros obtenidos a partir de éstos datos son de gran calidad.

Sensores de Fondo.

El principal uso del sistema de medición automático es en pozos direccionales. Este sistema de mediciones del ángulo del pozo y del azimut, además de mediciones direccionales se puede obtener, mediciones de rayos gamma y resistividad de la formación. Otros medidores incluyen el peso sobre la barrena, presión de fondo, temperatura y torsión. La medición de rayos gamma se hace con tubos Geiger-Muller o Scintilómetros. Cuando el ritmo de penetración es bajo, el número de rayos gamma por metro es grande, ya que la densidad del flujo es constante para una cierta formación. Por otro lado, mientras más rápida es la perforación dicho registro es menor detallado. La calidad del registro depende del tipo de detectores, el tamaño del mismo y la velocidad de penetración.

Algunas compañías emplean un sensor calibrado, sin embargo, los registros de rayos gamma son diferentes, debido a la presencia de los lastrabarreras. En la figura 18. Se muestra un registro de rayos gamma.

Cinco compañías de dar servicio del sistema de medición automatizada incluyen registros de resistividad. Algunas compañías utilizan un registro eléctrico, que requiere un lodo conductivo y tiene un radio de investigación somero. Si la distancia entre -

la herramienta y la pared del pozo y el radio de invasión son pequeños, esta herramienta proporciona excelentes resultados.

Otra compañía ofrece servicios de registro de inducción. Esta herramienta no requiere que el lodo sea conductivo, tiene mayor penetración hacia la formación y muy buena resolución vertical. Ver figura 18.

La última compañía ofrece mediciones del tipo Laterolog - el cual puede operar en cualquier tipo de lodo, sin embargo, su radio de penetración es menor, lo mismo que la resolución vertical.

A diferencia de los rayos gamma, la medición de la resistividad es instantánea, ya que no depende de la velocidad de perforación, y los registros obtenidos son de mejor calidad. Esto requiere de un procesador de fondo y de memoria para almacenar los datos rápidamente.

Potencialidad de la Medición Automatizada.

Los beneficios a la perforación direccional han sido significativos debido al desarrollo de mejores herramientas y una mejor aplicación de los motores de fondo.

Estos implementos reducen el costo de la perforación. -- Aún se espera un mayor progreso cuando se disponga de sensores -- del peso sobre la barrena y torsión.

Las ventajas de la ecaluación de formaciones usando la - medición automatizada son múltiples, en muchos casos se han em---pleado registros de línea, en lugar de registros de medición automatizada. La utilización de registros múltiples abre una nueva di

mensión en la evaluación de formaciones.

La seguridad de la perforación también ha sido incrementada con el uso de la medición instantánea de la resistividad de la formación, al mejorarse la evaluación de la presión de formación y la predicción de la tendencia de la misma.

La utilización del sistema de Medición Automatizada ha ido incrementándose, pues representa un medio para reducir el riesgo y costos en la exploración y desarrollo de reservas de Hidrocarburos.

La supervisión brinda seguridad al equipo de perforación y al personal que lo opera, ya que capta y registra continuamente los datos de la perforación, permitiendo optimizarla al ser utilizados en programas de aplicación adecuados.

Hecho un buen programa de perforación y lleva de a cabo de igual manera, las ventajas que se pueden obtener son las siguientes:

- 1.- Mayor velocidad de penetración
- 2.- Mayor vida de la barrena
- 3.- Mejor control en las zonas de pérdidas de circulación.
- 4.- Daño mínimo a las formaciones.
- 5.- Detección continua de Hidrocarburos
- 6.- Menor costo del fluido de perforación.
- 7.- Reducir los costos de operación.

Actualmente la perforación de pozos petroleros, se lleva cada vez a mayor profundidad, por lo que los sistemas de Supervisión y Control de Pozos, ayudará al personal de perforación anticiparse a los problemas antes de que estos sucedan y aumentar la edifiencia de las operaciones, maximizando la velocidad de penetración y reducir los costos.

Con la implantación de estos sistemas en todos los equipos de perforación de pozos petroleros se aumentará la eficiencia de la explotación de los hidrocarburos.

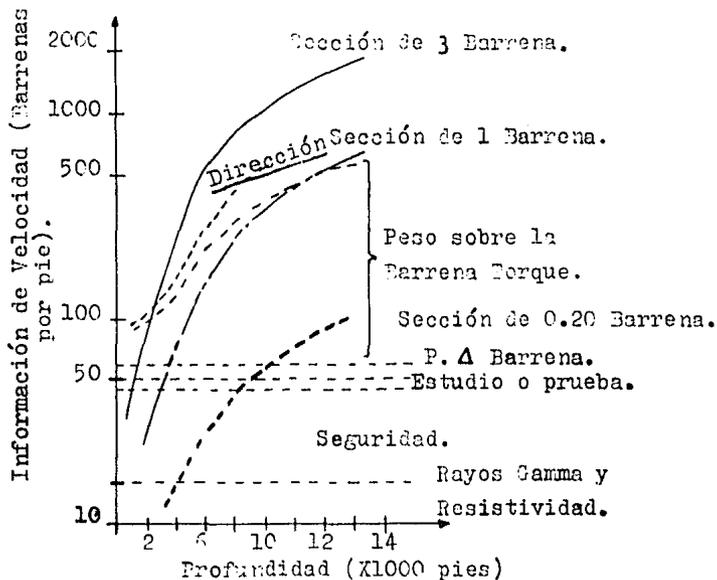


Figura 16. Medición de datos obtenidos a través del lodo de perforación (en el Golfo de México).

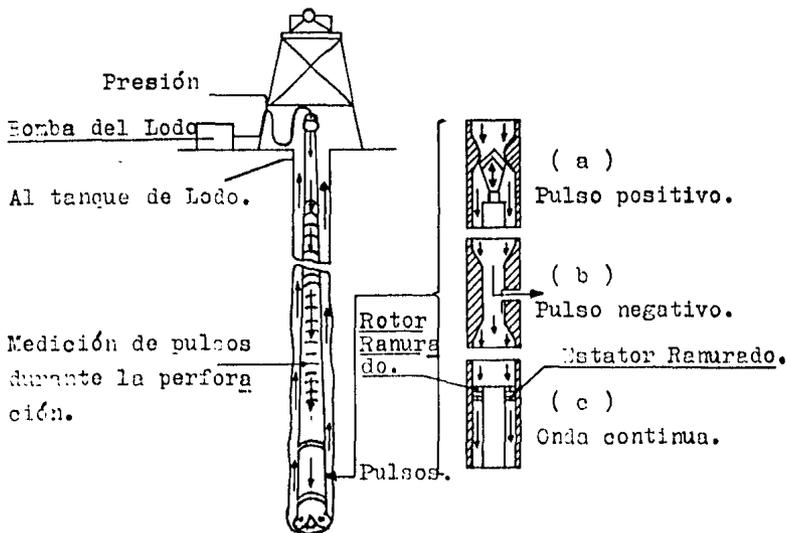


Figura 17. Medición a través del lodo (Telemetría).

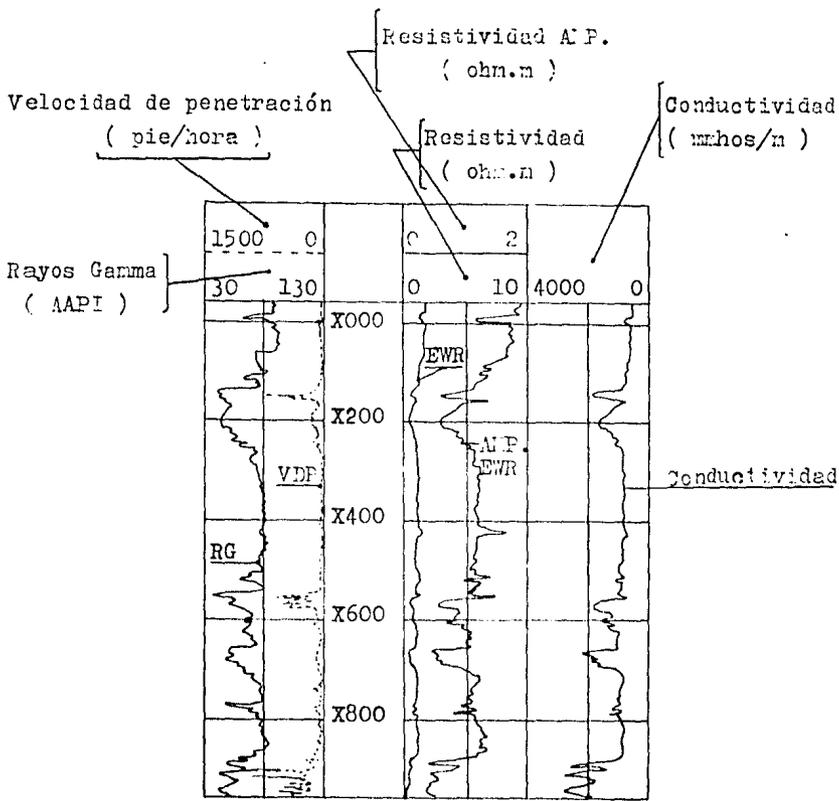


Figura 18. Registro de los Rayos Gamma, Resistividad y Conductividad.

CONCLUSIONES:

Durante la perforación de un pozo es importante conocer los valores de parámetros, tanto del sistema de circulación de fluidos, como del sistema de perforación (equipo), con el objeto de conocer el estado del Pozo (paredes de pozo, lodo de perforación, barrena, etc.), así como del tipo de formación que se pretende alcanzar, y evitar problemas tales como: pérdidas de circulación, atascamiento de la tubería, etc.

Por lo que reviste una gran importancia, el contar con sistemas de captura de datos oportunos y confiables que permitan trabajar en una forma más segura y más rápida para que los costos de perforación de un pozo disminuyan.

El Sistema Automático de Supervisión de la Perforación (SASPER), también conocido en Ciudad del Carmen Campeche como Teledrill se emplean para integrar una red de estaciones remotas de captación y proceso de datos (instalados tanto en plataformas como en tierra) enlazados a una unidad central que supervisa automáticamente la perforación de los pozos, ya que indica estados de prevención y alarma, por ejemplo; cojinetes perdidos, tuberías retorcidas, las condiciones a la profundidad que se perfora, condiciones de la barrena, los cambios de formación, etc.

Este sistema ayuda a reducir los costos de perforación ya que el personal de perforación puede anticiparse a los problemas y aumentar la eficiencia de las operaciones, maximizando la velocidad de penetración y reducir los costos.

En el capítulo III se presentó como optimizar el peso -- sobre la barrena y la velocidad de rotación, a partir de la evaluación de cinco pruebas de perforación.

Claro que con el valor adquisitivo de nuestra moneda -- con respecto al dolar, se tiene que actualizar los costos de cada uno de los componentes de los equipos de perforación, debido a la devaluación del Peso Mexicano.

Por lo tanto, tomando las consideraciones anteriores es importante los sistemas de captura de datos durante la perforación de pozos petroleros.

B I B L I O G R A F I A

- 1.- Moore, L.P. y Cole W.F., "Drilling Operations Manual", The Petroleum Publishing Co., Tulsa, Oklahoma.
- 2.- Euclid Paul Worden, "Bit Programs For Optimized Drilling", Congreso Panamericano de Ingeniería del Petróleo, Irvine, California, U.S.A.
- 3.- Robert A. Balusek & Douglas H. Threath, Biometrics División/ - BRP, "A Computerized Data Adquisition System", USAF Scholl of Aerospace Medicine Brooks AFB, Texas.
- 4.- Pedro D. Martorano F., Lagoven S.A. Tía Juana, Venezuela, "Problemas en los Hoyos en la Perforación de Pozos Petroleros. Petróleo y Tecnología.
- 5.- Alberto L. Landoni, "Importancia de la Determinación de los Pa^{ra}mámetros Optimos de la Perforación Rotativa en los Pozos de - Avanzada". Congreso Panamericano de Ingeniería del Petróleo, - Argentina.
- 6.- Ings. Salvador Casas Lecona y Adalberto Incháustegui (Técnicos del I.M.P.), "Modelo del Costo de Perforación de Pozos en México". Revista de Ingeniería Petrolera, Mayo de 1972, Págs. -- 5-15.

- 7.- Michael A. Simpson, Sr., "Hand-held calculator program helps-
Optimize drilling", WORLD OIL, April 1984, págs. 97, 98, 99 -
100 y 101
- 8.- T. O. Anderson, Hallibarton Services. "Automated Mud Mixing--
System". "The Drilling Contractor", November-December 1977, -
págs. 38 y 39
- 9.- Mario Zamora, Héctor Villareal, IMCO Services, A División of-
Hallibarton Co., "How to size computers for drilling optimiza-
tion". "Oil & Gas Journal", Dec. 3, 1979. Technology. Págs. -
85-89
- 10.- William Terbrack & George S. Stevens, "Drilling Rig Instru--
ments Promote Efficiency, Safety", Martin-Decker División, -
Gardner Denver Corp., Petroleum Engineer International, May,
1979. Págs. 76, 78, 80, 82.
- 11.- F. S. Young Jr., "Computerized Drilling Control Society of -
Petroleum Engineers of Aime" 6200 North Central Expressway, -
Dallas, Texas 75206
- 12.- James L. Lummus, "Drilling Optimization", Journal of Petro--
leum Technology, November, 1970.
- 13.- Walle and Woods, "Variable Weight and Rotary Speed for Lowest

Drilling Cost", 1ADC, Sept. 25/27, 1970.

14.- Flores Alvarez, Francisco, "Optimización de la Perforación".
Método de Análisis por Regresión Lineal Múltiple. Tesis. Fo-
lio: 2480009

15.- Fontenot, Jonh E., "Measurement While Drilling A New Tool",-
Journal of Petroleum Technology, February 1986. Págs. 128, -
129 y 130.