

2 ejes
3



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

“OPERACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZOS”

T E S I S

CUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO GEOFISICO

P R E S E N T A :

HECTOR RICARDO CASTREJON PINEDA



Universidad Nacional
Autónoma de México



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.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA

FACULTAD DE INGENIERIA

Dirección
60-I-96

Señor CASTREJON PINEDA HECTOR RICARDO.
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 Profr. Ing.- Francisco A. Arroyo Carrasco, para que lo desarrolle como trabajo escrito para su Examen Profesional de la carrera de INGENIERO GEOFISICO.

"OPERACION DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZOS"

RESUMEN.

- I INTRODUCCION.
- II EQUIPOS DE REGISTRO.
- III OPERACION DE REGISTROS GEOFISICOS.
- IV OPERACIONES ESPECIALES Y DE TERMINACION DE POZOS.
- V OPERACION DE REGISTROS DE PRODUCCION.
- VI MANTENIMIENTO Y FALLAS.
- VII SEGURIDAD EN LA OPERACION.
- VIII CONCLUSIONES.
- REFERENCIAS.

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., abril 28 de 1986.

EL DIRECTOR

Dr. Octavio A. Rascón Chávez

5m
OARCH 'MRV,'gtg

CONTENIDO

Página

I - Introducción	
1.1. Registros Geofísicos de Pozos	I-1
1.2. Evaluación de Yacimientos	I-5
1.3. Perforación y Terminación de Pozos	I-11
II - Equipos de Registro	
2.1. Abreviaturas	II-1
2.2. Equipo de Superficie	II-1
2.2.1. Unidades Convencionales	
2.2.1.1. Unidad de Registro	
2.2.1.2. Tableros	
2.2.2. Unidades Computarizadas	II-21
2.2.2.1. Unidad de Registro	
2.2.2.2. Sistemas Computarizados	
Mecatrónica (Hardware)	
Logitrónica (Software)	
2.3. Equipo de Fondo, de Calibración y Auxiliar	II-43
2.3.1. Cables, Conductores y Conectores	
2.3.2. Herramientas	II-45
2.3.2.1. Componentes	
2.3.2.2. Herramientas Comunes	
2.3.2.3. Herramientas Nuevas	
2.4. Sistemas de Telemetría	II-62
2.5. Equipos Portátiles	II-64
2.6. El Gravímetro de Pozo	II-64
III - Operación de Registros Geofísicos	
3.1. Etapas de la Operación	III-1
3.2.1. Registros de Resistividad: Inducción, Enfocados, Microreg.	
3.2.2. Registros de Porosidad: Densidad, Neutrón, Sónico	
3.2.3. Registros Mecánicos: Echados	
3.2.3. Otros Registros: SP	
3.2.4. Registros Nuevos	
3.3. Registros Combinados	
3.4. Factores que Afectan los Registros	
3.5. Correcciones Ambientales	
3.6. Control de Calidad	
3.7. Productos y Programas de Interpret.	
3.7.1. Productos de las Unidades Computarizadas	
3.7.2. Productos de Centros de Computo	
IV - Operaciones Especiales y de Terminación de Pozos.	
4.1. Operaciones Especiales	IV-1
4.1.1. Punto Libre	
4.1.2. Cordón Explosivo	
4.1.3. Carga Cortadora	
4.1.4. Desintegrador de Barrena	
4.1.5. Registros del Pozo	
Registro de Geometría de Agujero	
Registro de Dirección del Pozo	
Detección de Tubería Perdida	
4.1.6. Operaciones de Terminación de Pozos	IV-8
4.2.1. Registros de Evaluación de Cemento	IV-9
Sónico de Cementación	
Evaluación de Cemento, Temperatura	
4.2.2. Registros de Rayos Gamma y Localizador de Coples	
4.2.3. Canasta Calibradora	
4.2.4. Anclaje de Empacadores	
4.2.5. Operación de Disparos	
4.2.6. Operaciones con Línea de Acero	
4.2.7. Equipo de Control de Presión	
4.3. Operaciones de Pesca:	IV-24
4.3.1. Pescados, Causas y Prevención	
4.3.2. Equipo de Pesca	
4.3.3. Técnicas de Pesca	
4.3.4. Pesca de Herramientas con Fuente Radioactiva	
V - Operación de Registros de Producción	
5.1. Registros de Producción	V-1
5.2. Registros de Presiones de Fondo	V-3
Registrador de Presión	
Termómetro	
Muestreador	
Barra Exploradora	
Calibrador	
5.3. Registros Continuos	V-8
Medidor de Flujo Continuo (Molinete)	
Gradiomanómetro	

	Termómetro	
	Monómetro	
	Localizador de Coples	
	Calibrador	
5.4.	Registros por estación	V-11
	Medidor de Flujo con Empacador	
	Medidor de Corte de Agua	
	Densímetro	
5.5.	Otros Registros de Producción	V-12
	Trazador Radioactivo	
	Registro de Tiempo de Decaimiento Termal	
	Registro de Condiciones de la Tubería	
	Herramienta Tapón Puente	
5.6.	Operación de Registros de Producción	V-17
VI -	Mantenimiento y Fallas	
6.1.	Programas de Mantenimiento	VI-1
6.2.	Programa de Mantenimiento en Unidades Computarizadas	VI-2
	Software para Pruebas y Diagnóstico	
6.3.	Prueba de Fuga de Radioactividad	VI-3
6.4.	Manuales de Mantenimiento	VI-3
VII -	Seguridad en la Operación	
7.1.	Seguridad en el Pozo	VII-1
7.2.	Explosivos	VII-2
7.2.1.	Pistolas	
7.2.2.	Explosivos y Cargas	
7.2.3.	Seguridad con Explosivos	
7.3.	Radiactividad	VII-8
7.3.1.	Fuentes Radiactivas	
7.3.2.	Detectores	
7.3.3.	Seguridad con Materiales Radiactivos	
7.4.	Seguridad en Operación con H ₂ S	VII-14
VIII -	Conclusiones	VIII-1

R E S U M E N.

Este trabajo incluye la operación de los registros geofísicos, los registros de producción, las operaciones especiales y de terminación de pozos. La descripción, funcionamiento y mantenimiento de las herramientas y equipos de registro. Y las reglas de seguridad en las operaciones.

Debido a la diversidad del contenido, se trata de una introducción a los temas, cada uno de los cuales es objeto de voluminosos manuales. Suple la carencia de un texto que abarque todos los aspectos de las operaciones de registros en pozos. Lo cual será de gran utilidad para los estudiantes de Ciencias de la Tierra y los profesionales que trabajen en la Evaluación de Formaciones.

El trabajo no está enfocado a un área de la industria, y los principios se pueden aplicar a cualquier tipo de pozo, haciendo las consideraciones necesarias en cada caso. Se puso énfasis en el equipo de registro "grande", pues al describirlo con diagramas de bloques y métodos de operación generales, se puede aplicar a los equipos portátiles particularizando. Se prefirió usar los nombres genéricos de los registros y herramientas hasta donde fue posible.

Está dividido en ocho capítulos, El primero establece el marco de referencia. Los dos siguientes abarcan el equipo y la operación de los registros geofísicos, se le da más importancia al principio de operación de las herramientas, al procesamiento de señales, a los sistemas computarizados, herramientas nuevas y a la calibración del equipo. En los capítulos III y IV, se describen en la misma sección los equipos y operación de los registros de producción y otras operaciones con cable. Es interesante conocer el tipo de mantenimiento del equipo, descrito en el cap. VI. y los riesgos que implica tomar los registros, en el cap. VII. En el último capítulo se hacen algunas consideraciones sobre el trabajo. Al final se incluye la bibliografía.

CAPITULO I

INTRODUCCION

1.1. REGISTROS GEOFISICOS DE POZOS.

El objetivo de los Registros Geofísicos es medir parámetros bien definidos de las formaciones atravesadas por un pozo, ya sea de exploración o de desarrollo, en agujero abierto o en agujero entubado. Esta medición es responsabilidad del Ingeniero Operador de Registros Geofísicos. Después, los valores de estos parámetros son analizados para el mejor aprovechamiento del pozo registrado; esta interpretación es responsabilidad del Ingeniero Analista de Registros.

Las mediciones erróneas o incompletas conducen a una interpretación equivocada, sin que el analista, a veces, se de cuenta que el registro estuvo mal tomado. Considerando el costo enorme de una campaña de exploración que culmina con la perforación de un pozo, un registro de mala calidad, es más peligroso que la ausencia total del registro -el costo de los servicios de registros constituye -aproximadamente el 15% del costo total de la perforación-. Por lo que es necesario que el equipo sea operado por ingenieros altamente capacitados.

Un Registro Geofísico de pozo es la representación digital o analógica de una propiedad física que se mide contra la profundidad en un pozo, a diferencia de los otros métodos geofísicos que operan en la superficie de la Tierra.

Un Registro Geofísico representa alguna propiedad física del sistema roca-fluido de la formación, como: resistividad-conductividad, radioactividad natural, respuesta de neutrones, transmisión de ondas acústicas, temperatura, etc. El Registro Geofísico es un sistema lineal en el cual el equipo de registro (sistema), recibe una señal natural de la formación (entrada) que se transfiere a través de los circuitos electrónicos, ocasionando en la señal cierta distorsión característica del equipo al ser registrada (salida). En la interfase entre dos medios físicos el equipo recibe un impulso que detecta en función de la respuesta al impulso unitario del aparato. La curva registrada es equivalente a la convolución de la respuesta impulso del aparato con la secuencia de impulsos provenientes de las unidades litológicas (Fig. I-1). La señal registrada incluye información deseada y no deseada, ruido, el cual puede originarse dentro del pozo o por factores ambientales y equipo en la superficie.

Todos los registros se obtienen introduciendo al pozo una sonda, mediante un cable conductor aislado a través del cual se reciben las señales en la superficie en el equipo registrador. El equipo utilizado se ha hecho más sofisticado conforme avanzan las necesidades de obtener mayores recursos del subsuelo. Hay equipos muy sencillos que se usan para fines geohidrológicos, geotécnicos y miné

ros. La industria petrolera, por razones técnicas y económicas, cuenta con -- grandes equipos que actualmente tienen una computadora integrada para realizar ciertos procesos en la operación de campo.

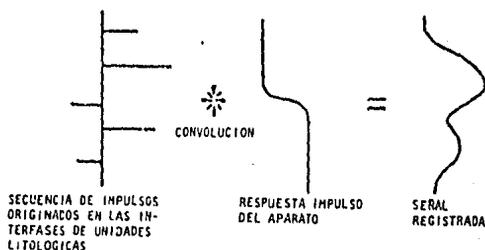


FIG. I-1.- El Registro como resultado de un proceso de convolución.
(Arroyo C., 1984)

Actualmente hay una gran variedad de tipos de registros, los cuales pueden clasificarse en tres grandes grupos: 1) los que registran propiedades que existen en forma natural en las rocas o debidas a fenómenos generados espontáneamente al perforar el pozo, por ejemplo, el potencial natural; 2) los que en vian algún tipo de señal a través de la formación, cuyo nivel de energía propia o transformada por las propiedades de las rocas, se mide después de una -- cierta distancia recorrida, por ejemplo, un registro sónico; 3) los que sirven de complemento a la interpretación aunque no midan alguna propiedad, por ejemplo, el caliper. Otros registros son útiles durante la explotación del pozo, como los registros de producción.

Por la propiedad física con que operan, los registros se pueden dividir en:

- a) Eléctricos y Electromagnéticos
- b) Radioactivos
- c) Acústicos
- d) Térmicos
- e) Mecánicos

También se puede hacer una clasificación en base a la propiedad física -- que detectan de una manera directa o indirecta en:

- a) Resistivos: Investigación profunda
 Investigación media
 Investigación somera
- b) De Porosidad: Sónico
 Neutrón
 Densidad
- c) Mecánicos

Por lo general los Registros Geofísicos de Pozos son más utilizados en -- el sector Petrolero, pero también se emplean en Geohidrología, Minería y Geo-- técnica. Se aplican en análisis o estudios cualitativos y cuantitativos como:

- 1.- Correlación y límites entre capas
- 2.- Diferenciación entre rocas duras y blandas.
- 3.- Localización de cuerpos permeables

- 4.- Determinación de los contactos agua-aceite-gas
- 5.- Determinación del diámetro del agujero y enjarre. Así como la geometría y trayectoria del pozo
- 6.- Salinidad del agua de formación
- 7.- Determinación del volumen de arcilla
- 8.- Localización de zonas con agua potable
- 9.- Determinación cuantitativa de porosidad e índice de saturación de --- fluidos
- 10.- Pronóstico de fluidos a producir
- 11.- Determinación de porosidad secundaria
- 12.- Determinación de litología
- 13.- Profundidad y espesor del yacimiento
- 14.- Determinación de las características estructurales y estratigráficas
- 15.- Selección de intervalos de producción
- 16.- Pronóstico de la permeabilidad
- 17.- Determinación de la productividad del pozo y cuantificación de reservas
- 18.- Determinación del volumen de aceite movable
- 19.- Determinación de la calidad de cementación
- 20.- Determinación de daños a la tubería del pozo
- 21.- Localización de coples
- 22.- Medición de temperatura y presión
- 23.- Medición de gasto de fluidos
- 24.- Localización de zapatas en tuberías de revestimiento
- 25.- Localización de pescados
- 26.- Localización de fracturas y fallas
- 27.- Localización de minerales metálicos y no metálicos
- 28.- Determinación del firme para cimentaciones
- 29.- Determinar si es costeable la terminación del pozo
- 30.- Simulación matemática del yacimientos
- 31.- Para determinar las propiedades mecánicas de las rocas

Estas son algunas de las aplicaciones de los Registros que intervienen en varias etapas de la realización de los pozos: durante su perforación, terminación y durante el proceso de producción.

En agujero abierto, proporcionan información como: el espesor del yacimiento, porosidad, saturación de fluido, litología, ambiente geológico de deposición, presión, permeabilidad, etc. En agujero entubado, los servicios por cable permiten la realización de diversas operaciones de control: evaluación de cementación, producción, reevaluación de intervalos; así como operaciones especiales de disparo y colocación de instrumentos (tapones, empacadores), etc.

Los principales factores que influyen en la respuesta de los Registros -- son: 1) litología, 2) porosidad, 3) contenido de fluidos. También hay influencia de condiciones ambientales en la operación, como: diámetro del agujero, espesor de la capa, temperatura, etc.

La historia de los Registros Geofísicos es muy reciente, pues aunque las primeras mediciones en pozos datan de 1669, cuando se realizaban lecturas de -- temperatura, no es sino hasta 1912 cuando Conrad Schlumberger efectuó el primer experimento de exploración al hacer mediciones enviando corriente eléctrica en el subaueo. H. G. Doll realizó el primer registro eléctrico en un pozo verti-

cal en 1927 en Francia, aplicando un método desarrollado por los hermanos Schlumberger.

Posteriormente los Registros Geofísicos han ido evolucionando, desarrollándose equipos de medición muy sofisticados. En 1928, se empezó a utilizar el efecto del potencial espontáneo en la interpretación de los yacimientos. Al primer registro se le llamó curva Lateral y fue estandarizado en 1936. En 1932, -- los hermanos Schlumberger introducen la curva Normal Corta y en 1934, la curva Normal Larga con un mayor radio de investigación.

En 1939, se empezaron a tomar registros que medían las propiedades físicas de las rocas, el cual podía tomarse en agujero adorado. En 1941, para encontrar zonas porosas en calizas masivas se introdujo el registro de neutrones. En 1948 se utilizó corriente alterna para registrar en pozos con lodos base aceite, desarrollándose el registro de inducción, cuya profundidad de investigación fue incrementándose.

Para efectuar medidas en la pared del pozo, en 1949, se introduce un micro registro, cuyos electrodos estaban en un patín pegado a la pared, conociéndose -- también el diámetro del agujero para poder determinar el enjarre. En este año, también se desarrolla el registro Laterolog, para medir la resistividad de la -- formación en presencia de lodos muy salados, enfocando la corriente. Por estas fechas también se empiezan a hacer mediciones de las propiedades acústicas de -- las rocas, midiendo el tiempo de tránsito y relacionándolo con la porosidad.

En 1952, se desarrollan los registros microenfocados para medir la resistividad de la zona lavada. En 1953, se desarrolló el registro de Densidad, para -- poder determinar la densidad de la roca en el lugar y ayudar al Geofísico a -- determinar sus variaciones con la profundidad en la Prospección Gravimétrica. En 1958, apareció el registro de Proximidad para medir directamente la resistividad de la zona lavada.

En la actualidad las herramientas desarrolladas miden casi directamente -- los valores de resistividad de la formación. En 1963, aparecieron el registro -- de Doble Inducción y el Doble Laterolog, ambos con dos radios de investigación. En 1970, empieza la era del procesamiento de Registros, con la gran ayuda de las computadoras en los centros de procesamiento, a los cuales llega la información. Las unidades de servicio se han acondicionado con sistemas computarizados, los -- cuales procesan a mayor velocidad las mediciones y permiten hacer interpretaciones rápidas en el pozo. Se han desarrollado una gran diversidad de herramientas que se combinan para correrse en un sólo servicio de registro. Con la ayuda de las unidades computarizadas, gran parte de las señales se procesan en la herra-- mienta de fondo, en los sistemas de comunicación por cable y de telemetría. Se está desarrollando un cable para la transmisión de las señales por fibras ópti--

cas. Así mismo se han desarrollado técnicas sísmicas de pozo, como son el Sísmograma Sintético y el Perfil Sísmico Vertical.

1.2. EVALUACION DE YACIMIENTOS.

Los estudios individuales de un pozo (exploratorio) o proyectos más importantes como la evaluación de un yacimiento en desarrollo, son vitales para la explotación exitosa de cualquier yacimiento, y son un proceso continuo desde la fase exploratoria hasta la etapa de producción.

El estudio de las reservas de un yacimiento y de los mecanismos de su producción, requiere la aplicación de varias disciplinas de las Ciencias de la Tierra, especialmente de la Ingeniería Geofísica, para lograr el análisis completo de la información disponible: registros de pozos, pruebas, núcleos y datos de superficie, ya sean geofísicos o geológicos (Tabla 1). La explotación completa de un campo comprende varias etapas: exploración, evaluación, desarrollo y producción (Fig. I-2).

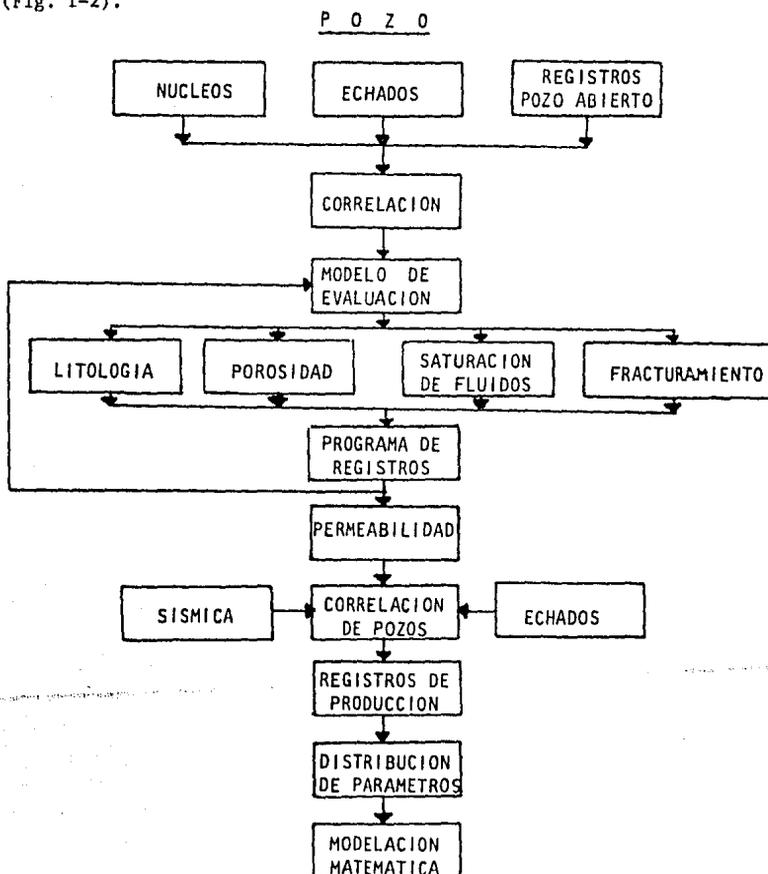


FIG. I-2.- Diagrama de Flujo de la Evaluación de Yacimientos.

PARAMETRO

	Datos Sísmicos				Datos de Pozos								Datos de Producción								
	TIEMPO	VELOCIDAD	AMPLITUD	CARACTER	RAZON DE BARRENACION	REGISTROS DE LODO	CORTES (RE)	NUCLEOS	PRUEBAS DE FORMACION	REGISTRO ELECTRICO	REGISTRO ACUSTICO	REGISTRO DE DENSIDAD	REGISTRO NEUTRON	REGISTRO RAYO GAMA V	PRUEB. DE LINEAS DE ACERO	MUESTRAS DE PARED	PRUEBAS	ESTUDIOS DE PRESION	AGUA CORTADA	RAZON GAS PETROLEO	HISTORIA
PROFUNDIDAD	B	B			C	C	B	A	A	A	A	A	A	A	A						
EXTENSION AREAL	B	A	C	C					D								D	B	D	D	B
ESPESOR	B	B		C	B	B	C	B		A	A	A	A	A							
ESPESOR NETO			B	B	C	C	D	A	D	B	B	B	B	B		C					C
LITOLOGIA		B	B	C	C		B	A		C	B	B	B	B		A					
PROPIEDADES MECANICAS		B	C	C	C		C	A			B	B	C	B		C					
CONTACTOS		B	B	B		D	D	D	C	A	A	A	A		A	B	A		C	C	C
PRESION		B	C			D			B	C	C	C			B		B	A			B
POROSIDAD		B	B	C	D		D	A		C	A	A	A			C		D			D
PERMEABILIDAD				D			D	A	B	C	C	C	C		C	C	C	B			C
PERMEABILIDAD RELATIVA								A									D	C	C	D	D
SATURACION DE FLUIDOS		C	C	C		D	D	C	B	A	B	B	B		B	C	D	C	C	C	C
TAMAÑO DE LOS POROS							B	A		C	D	D	D	D		D	D	C	D		
MECANISMOS DE PRODUCCION	C	C	C	C					D	C									B	B	A
PROPIEDADES DE HIDROCARBUROS		D	D			D	D	D	B		D	D	D		C	D	A				
PROPIEDADES DEL AGUA								D	B	C					C		A				
RAZON DE PRODUCCION								C	B		D	D	D		C	D	A	C			B

A = Una de las mejores fuentes disponibles
 B = Buena
 C = Util

D = Inferido en combinación con otras fuentes.

* = Un campo de desarrollo

Tab. 1-1.- Fuentes disponibles para la obtención de los parámetros en la evaluación de yacimientos.

En cada etapa los estudios realizados tienen distinta finalidad, requieren diferentes clases de datos y utilizan diversas metodologías. La característica común de todos los estudios es obtener la mayor cantidad de información correlacionándola con los registros de pozos, ya que estos son las únicas mediciones tomadas directamente en el pozo en forma continua en función de la profundidad. Otros datos, como el análisis de núcleos o los resultados de pruebas, se utilizan para calibrar y afinar la evaluación de cada pozo.

Durante la fase de exploración se realiza una descripción estática del yacimiento, extendiendo a todo el campo el resultado de las evaluaciones de cada pozo, con el apoyo de la Geología y de la información geofísica en la superficie. La configuración del yacimiento se presenta en forma de mapas tridimensionales de litología, cimas, porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos. Estos resultados serán la base en la etapa posterior de desarrollo del campo, para establecer modelos dinámicos de simulación del yacimiento.

En la fase de exploración y evaluación de un campo nuevo, se obtiene la mayor cantidad de información de los yacimientos potenciales, para establecer programas de registros, adaptados a las condiciones particulares de las formaciones, de cortes de núcleos y de pruebas en los pozos claves que ocupan una posición estratégica dentro de la estructura del yacimiento. Se complementan los datos de sísmica de superficie con los de sísmica de pozo, para delimitar la estructura con una mayor precisión y diseñar un programa eficiente y económico de explotación.

Las etapas principales del estudio son: determinación de los elementos de correlación y del modelo de evaluación, estimación de la permeabilidad y por último la representación tridimensional de los parámetros del yacimiento.

En la determinación de los elementos de correlación se deben identificar las secuencias verticales de depósito entre los pozos del área. Para esto se utilizan las muestras de canal y los análisis de núcleos, cuyo porcentaje de recuperación depende de las zonas de interés. En esta etapa es importante la calibración de las respuestas de los registros mediante la descripción macroscópica de los núcleos. Es necesario que los datos de los registros y núcleos estén corregidos a la profundidad vertical real, este ajuste de profundidades se logra con histogramas de computadora de los diferentes parámetros.

Los registros de echados permiten detectar laminaciones y secuencias sedimentarias, así como la cantidad de fracturamiento. Esto cuando a electrofacies determinadas por programas de computadora permite correlacionar las facies o litologías observadas de los núcleos, con registros tomados en otros pozos que carecen de muestras. El registro de Espectroscopía de Rayos Gamma Naturales puede ser utilizado también para correlacionar, proporcionando además una indica--

ción sobre el ambiente de depósito de la roca.

Después de efectuada la corrección de los registros a su profundidad real la zonificación y la correlación con los núcleos, se determina el modelo de evaluación de las zonas de interés. Este permitirá calcular, a partir de los registros, los parámetros que determinan el aspecto económico del desarrollo del campo, como son: la litología, la porosidad, la saturación de fluidos y el fracturamiento.

Para determinar la litología se utilizan programas de computadora. Los minerales presentes se determinan por la descripción de los núcleos, ésta litología es utilizada para la calibración de las respuestas de los registros. Los registros nucleares y electromagnéticos responden a la composición química de la roca, el Sónico a la naturaleza química y a la textura. Se requieren varias corridas del programa antes de que la litología quede determinada.

Para determinar la porosidad se usan varios registros: los sónicos, de densidad de la formación y neutrónicos, que tienen características que dependen principalmente de la porosidad de la formación. Son afectados por ciertas propiedades de la matriz, que actúa en distinta forma en cada uno, por lo que se combinan dos o tres para obtener un valor más real de porosidad y litología.

Un parámetro importante obtenido directamente de los registros es la resistividad, se usa esencialmente para determinar la saturación de fluidos en las diferentes zonas alrededor del pozo (Fig. I-3). Los datos de resistividad junto con los de porosidad y la resistividad del agua de formación se usan para determinar la saturación de agua. En una formación limpia, prácticamente todas las ecuaciones de saturación se reducen a la ecuación de Archie. La salinidad del agua de formación se determina por los análisis de muestras recuperadas o de las pruebas en un intervalo acuífero, obtenidas con el Multiprobador de Formación. Con un registro de medición de presión se obtienen gradientes que junto a las saturaciones computadas y a las mediciones de presión capilar efectuadas sobre los núcleos, proporcionarán conclusiones sobre el comportamiento del yacimiento.

Al confirmarse el modelo de evaluación se determina el juego óptimo de registros para analizar exhaustivamente las formaciones en los próximos pozos. También se determina el juego mínimo indispensable de registros a tomar en caso de problemas de perforación, para tener una estimación adecuada de la porosidad y contenido de fluidos. Los registros deben ser calibrados en otros pozos antes de aplicar el modelo de evaluación.

En los yacimientos carbonatados es necesaria la identificación de fracturas y la determinación de su orientación, así como el cálculo de la porosidad secundaria, los cuales son parámetros muy importantes para la explotación. Se

utilizan con éxito diversas técnicas para la identificación de fracturas, pero todos estos programas son únicamente indicadores.

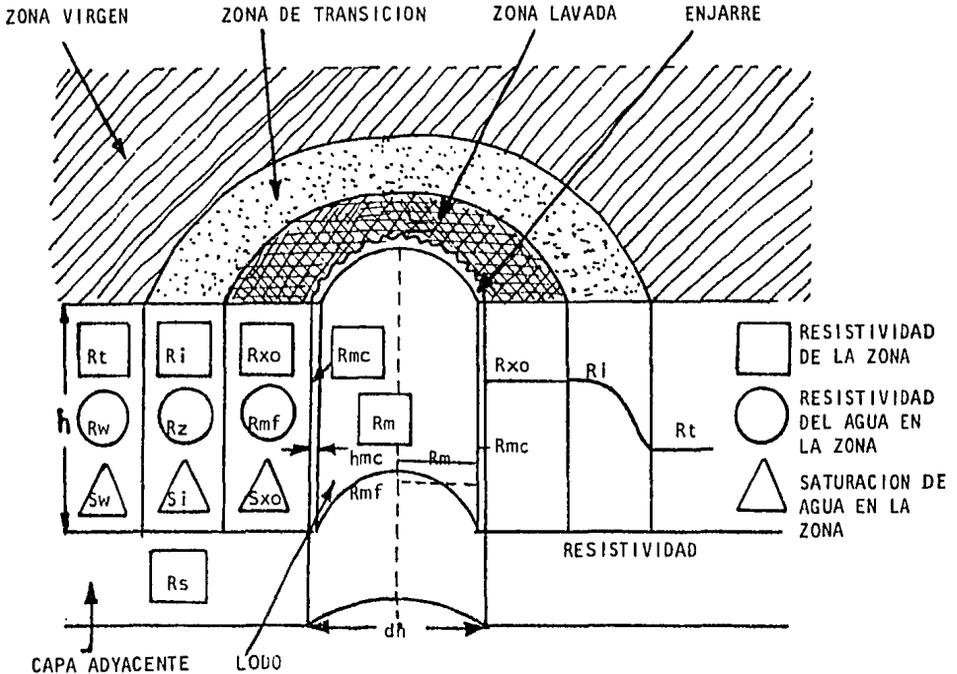


FIG. 1-3.- Distribución de las zonas de saturación y resistividad alrededor del pozo.

Es necesario conocer la distribución tridimensional de la permeabilidad de la roca del yacimiento, para comprender el mecanismo de producción y simularlo. La permeabilidad sólo puede ser estimada relacionando las respuestas de registros y resultados computados. Puede ser estimada mediante varias técnicas, como: medición sobre los núcleos, pruebas de producción, análisis de incrementos de presión, o con el Multiprobador de Formación; cada una de las cuales tiene sus propias limitaciones.

A esta altura es posible calcular el volumen de fluidos y construir mapas con los siguientes parámetros: espesor, cima y base de las unidades litológicas, porosidad, saturación de agua y permeabilidad. Para esto hay que tomar en cuenta la localización de los pozos dentro del campo, la calidad de los datos para cada pozo, la continuidad espacial de las variables interpoladas, y otra información relevante como: secciones sísmicas y registros de echados.

En la fase posterior de desarrollo del campo una gran cantidad de datos

es disponible a medida que se van perforando más pozos, con esto se pueden afinar los modelos construidos en la fase de evaluación previa del campo. El enfoque del estudio ahora es dinámico, pues se trata de determinar el volumen de -- producción en un periodo mínimo de explotación.

Si el pozo es productor de fluidos, una vez puesto en producción se tiene más información de las características dinámicas del yacimiento. El estudio se puede dividir en: a) Observación de las condiciones de producción: control de -- la producción, pruebas de interferencia, control de la presión y control de la saturación. En esta etapa los registros de producción son de vital importancia. b) Modelación matemática del pozo para simular el comportamiento del yacimiento con lo que se puede lograr: la descripción mejorada del yacimiento, análisis -- del comportamiento del pozo, investigar alternativas de terminación o de producción, optimización del programa de pruebas, interpretación de las pruebas de -- producción. c) Evaluación de Sistemas Artificiales de Recuperación de Fluidos.

El objetivo de los Registros Geofísicos de Pozos es evaluar la productividad de las formaciones encontradas por la perforación. Las áreas en las que -- los registros ofrecen gran utilidad, son:

Petróleo.- Es la rama en donde más se utilizan los registros de pozos. Se contratan los servicios de compañías con equipos sofisticados a muy alto costo. Se emplean para determinar si se perforan otros pozos en el campo estudiado, a partir del cálculo de las propiedades petrofísicas y determinación del comportamiento del yacimiento. Se utilizan todos los tipos de registros.

Geohidrología.- Su utilización es menor dados los altos costos. En este caso la perforación es más sencilla, se determinan acuíferos permeables y su salinidad, para ver el uso que se le puede dar al agua. Por lo general, se utiliza equipo sencillo. Se emplean más el registro de Potencial Natural, registros de Resistividad, Nucleares, Rayos Gamma Naturales, de Temperatura y Medidor de Flujo; aunque también se emplean otros como los registros Acústico, de Inclinación, Televiwer y Calíper para detección de fracturas y el Perfil Sísmico Vertical.

Geotermia.- En esta área se emplean los registros tanto en la etapa exploratoria como en la etapa de producción de los pozos. Se utilizan registros radioactivos como el de Neutrón, calibrado en rocas ígneas y metamórficas. Y Registros de producción, especialmente los registros de Temperatura y de Presión.

Minería.- Los Registros tienen poco uso. Se emplean para determinar paquetes de roca que contengan algún mineral económicamente explotable. Se utiliza varios registros, por ejemplo: los de radiación natural, Resistivos como el de Inducción y Mecánicos como el de Echados.

Geotecnia.- Se emplean poco los registros y por lo general se utiliza e--

quipo sencillo. Sirven para determinar el grado de compactación de las rocas y sus módulos de elasticidad, por lo que se podría emplear registros de sísmica - de pozo.

1.3. PERFORACION Y TERMINACION DE POZOS.

Las localizaciones de pozos se hacen después de una serie de estudios y a análisis hechos por grupos de geólogos y geofísicos, para decidir sobre el resultado de la interpretación.

Una vez aprobada la perforación del pozo, se construye un camino de acceso y se transporta el equipo de perforación, que consta de (Fig. I-4):

- Máquinas motrices.- para accionar el malacate, la mesa rotatoria y las - bombas de circulación
- Malacate.- sirve para subir o bajar el elevador para sacar y meter la tubería de perforación.
- Cable del malacate.- es de acero de 6 torones para subir y bajar la po-- lea viajera.
- Bombas de Lodo.- circulan el fluido de perforación desde las presas por la tubería de perforación hasta el fondo del pozo, de - donde regresa por el espacio anular.
- Mesa rotaria.- su potencia la toma por transmisión de la flecha del mala cate, sirve para hacer girar la tubería de perforación -- dándole a la barrena un movimiento de rotación.
- Flecha (Kelly).- es la parte superior (cuadrada) del tubo de perforación.
- Swivel.- es la unión giratoria en el extremo de la flecha, para evitar - que el movimiento se transmita al block y a la manguera de lodo.
- Gancho.- es parte de la polea viajera, sirve para colgar la flecha.
- Cafas.- soportan el peso de la tubería al sacarla.
- Block.- también se llama patesca o polea viajera, sirve para diversas maniobras de perforación.
- Corona.- es parte del polipasto, va fija en la parte superior de la torre.

Con el equipo de perforación ya instalado, primero se hace el contrapozo de 3m x 3m x 1m, en donde se instalarán los cabezales, y a un lado se perfora el hoyo de ratón para guardar el kelly. La perforación se hace con la sarta que consiste de barrena, herramienta (drill collar) y tubería de perforación.

A medida que avanza la profundidad del pozo la tubería (de 10 a 15 cm. de diámetro) conectada a la herramienta se va agragando una a una. Los materiales desprendidos por la barrena son desalojados por el espacio anular entre la tubería de perforación y la tubería de ademe o las paredes del pozo, mediante la -- circulación del lodo.

El lodo de perforación tiene por objeto aumentar la velocidad de perforación, evitar derrumbes en el agujero y contaminaciones por medio de la película que forma en la pared del pozo, transportar los recortes de perforación a la superficie, lubricar y enfriar la barrena, controlar la presión del pozo y ser el medio conductor en los registros.

El fluido de perforación está constituido por una fase continua y una fa-

se dispersa; dependiendo de la fase continua se le clasifica en:

- Fluido base agua: dulce, salada, alta salinidad y sulfatada.
- Fluido base aceite: a) Emulsión directa: fase cont. agua, fase disp. a-- aceite, b) Emulsión: inversa: fase cont. aceite, fase disp. agua.
- Fluido de bajo contenido de sólidos: base acuosa, base oleosa.
- Fluido base aire: aireados, espumas.

De la fase dispersa dependen las propiedades físicas y químicas: viscosidad aparente, viscosidad plástica, punto de cedencia, gelatinosidad, densidad, filtra--do, salinidad, alcalinidad y resistividad.

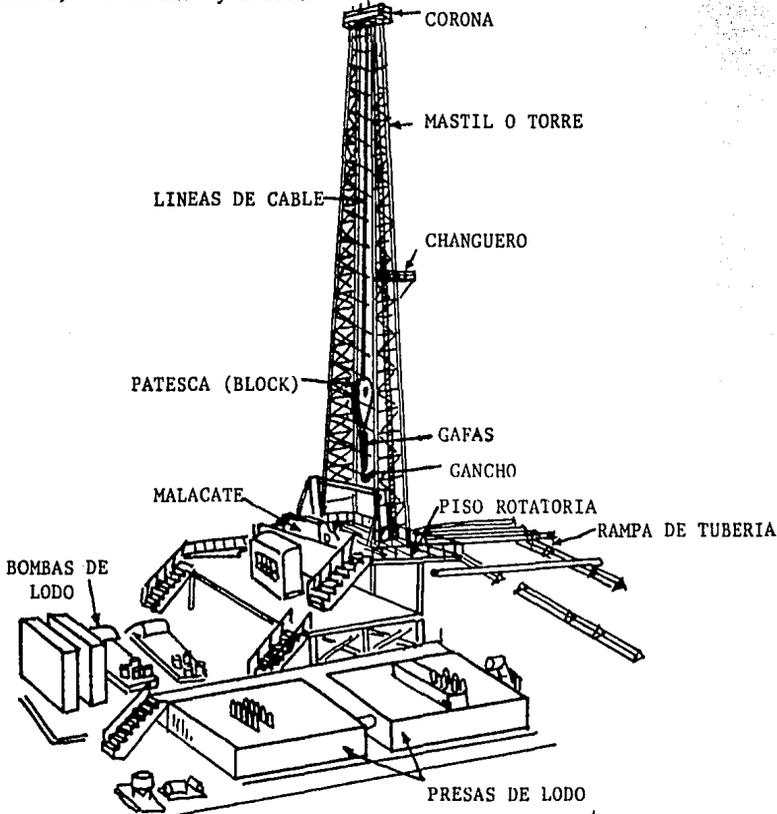


FIG. I-4.- Distribución de componentes de un equipo de perforación.

Las barrenas se gastan y deben ser cambiadas, es necesario sacar la tubería de perforación por lingadas (3 tubos) que se van colocando en los peines laterales de la torre. Para evitar derrumbes y aislar los diferentes intervalos, las paredes del pozo deben ser revestidas con tubería de acero, la cual se introduce a determinada profundidad y su diámetro exterior es ligeramente menor - al de la perforación. Para anclar firmemente la tubería de revestimiento (ca--

ing), se inyecta cemento a través de la tubería de perforación hasta que alcanza el fondo de la perforación y sube por el espacio anular hasta la superficie.

Se espera el fraguado del cemento de 8 a 48 hrs. para continuar la perforación con una barrena de menor diámetro. A profundidades mayores se adema nuevamente el pozo con tubería de menor diámetro y se cementa. Para determinar la calidad de la cementación y la profundidad a la que quedó el tope de cemento, - se toman registros de Evaluación de cemento (Ver sec. 4.2.1). También se prueba la tubería aplicándole presión (40 kg/cm^2) para comprobar que no hay fuga.

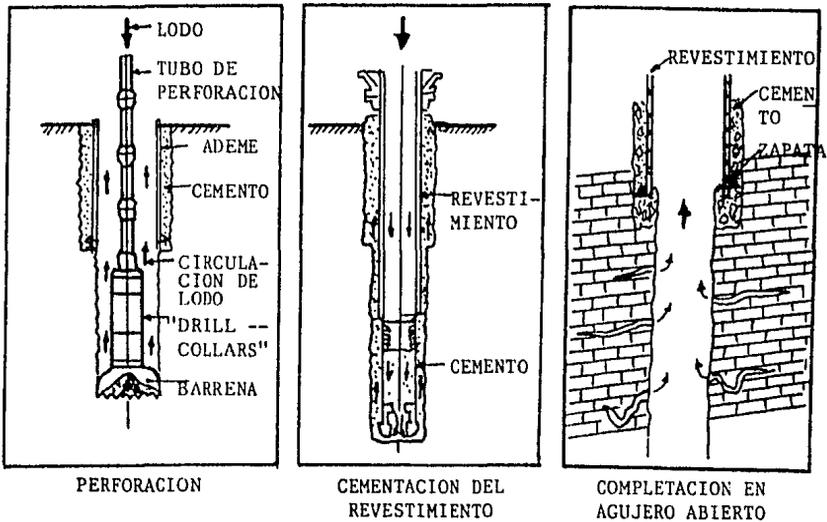


FIG. I-5.- Perforación y Terminación de un pozo.

Durante la perforación se extraen periódicamente "núcleos" de roca con la ayuda de un taladro especial. La aplicación de los registros es muy importante; para determinar la geometría y trayectoria del pozo se utilizan los registros de Geometría del Pozo, Echados, Echado Estratigráfico y de Giro Continuo (Ver sec. 4.1.5). Para detectar pérdidas de circulación se utilizan los registros de Temperatura y de Ruidos (Ver Secs. 5.3 y 5.5). Para determinar presiones de poro y propiedades mecánicas de las rocas, se utiliza el registro Sónico. Y para determinar la mineralogía se utilizan combinaciones de registros como Neutrón, Litodensidad y Gamma Espectral. Cuando se presentan problemas durante la perforación se efectúan operaciones especiales, por ejemplo para restablecer la circulación en la barrena se realizan disparos; para detectar revestimientos de pozos próximos se utiliza el registro de Espaciamento Ultra largo; para liberar y recuperar tubería se efectúan las operaciones de "punto libre", "cordón explosivo", "carga cortadora" y "desintegrador de barrena" (Ver Cap. IV).

Una vez que la perforación ha determinado que se trata de un yacimiento - productor, se selecciona el intervalo a explotar y se define el tipo de terminación (tubería de producción, empacador y árbol de válvulas) que debe darse al pozo, lo cual va a depender de las características del pozo y del yacimiento. - Las terminaciones se pueden hacer en pozo abierto, en tubería de revestimiento, o en tubería "liner". Existen varios tipos de terminaciones: sencilla, doble, triple y terminaciones especiales; el número y tipo de tuberías empleadas y los intervalos a explotar son los que determinan el nombre (Fig. I-6).

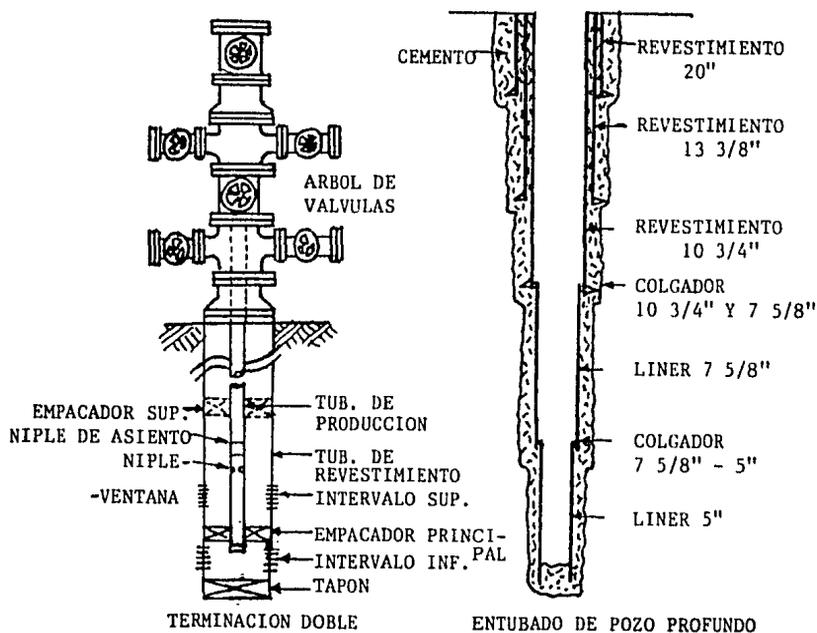


FIG. I-6.- Terminación de Pozos.

Después de tomar el registro de Evaluación de Cemento, se corre un registro de Rayos Gamma con Coples (GR/CCL), para correlacionarlo con el registro GR en pozo abierto y ubicar la profundidad del intervalo productor a disparar (Ver Sec. 4.2.2). Posteriormente se hace un reconocimiento para determinar la profundidad a la que quedó el tapón de cemento, y se limpia la tubería con una canasta calibradora (Ver Sec. 4.2.3).

Para poner el pozo en producción se tienen 2 métodos: 1.- perforar la tubería de revestimiento y después bajar el aparejo de producción, 2.- bajar el aparejo de producción y después perforar la tubería de revestimiento (Ver Fig. - IV-13). La tubería de producción se baja junto con un empacador (Ver Sec. 4.2.4), en su extremo inferior lleva un cople de campana y se conecta en la superfi

cie al árbol de válvulas (preventores).

Se hace el cambio de fluidos desplazando el lodo por agua o diesel con la finalidad de que el pozo fluya, al perforar la tubería de revestimiento con operaciones de disparos (Ver Sec. 4.2.5), correlacionados previamente con un registro de Coples. Si la presión es insuficiente para hacer fluir el pozo se succio na con un émbolo o se procede a hacerle un tratamiento con ácidos.

1.4. COSTO DE SERVICIOS DE REGISTRO.

Estadísticamente los servicios de registros representan el 15% del costo - total de la perforación de un pozo, aunque ésta cifra varía dependiendo del tipo de yacimiento, de las características y terminación del pozo y del equipo de registro empleado. Las compañías de registros cobran cargos predeterminados por cada servicio, entre los que destacan:

- a) Contrato de Servicio exclusivo:
 - cargo por equipo
 - movilización del equipo
 - facilidades de equipo que debe proporcionar el cliente
 - personal
 - movilización de personal
 - facilidades de personal que debe proporcionar el cliente
 - garantía mínima sobre contrato de servicio exclusivo
- b) Cargos Especiales:
 - equipo y personal
 - cables y herramientas especiales
 - unidad desmontable
 - personal especializado
 - cargo por kilometraje
 - cargo por copias
- c) Procesamiento de datos:
 - evaluaciones
 - productos de buzamiento y direccional
 - computaciones sísmicas
 - transmisión de datos
 - productos de la unidad computarizada
- d) Cargos Varios de Operaciones:
 - cargo básico
 - servicios combinados de perfilaje
 - secciones repetidas
 - escalas adicionales
 - operaciones incompletas y canceladas
 - operaciones en pozos profundos
 - operaciones en pozos calientes
 - pozos desviados
 - recargo por presencia de sulfuro de hidrógeno
 - cargo por control de presión y mástil portátil
- e) Perfilajes:
 - resistividad
 - microresistividad
 - buzamientos y direccional
 - radioactivos
 - sónico
 - sísmicos

- muestras de formación
- f) Servicios:
- servicios auxiliares
 - disparos
 - reparación y pesca
 - control de producción

CAPITULO II

EQUIPOS DE REGISTRO

2.1. ABREVIATURAS.

En la industria en general por lo común se utilizan abreviaturas nomotécnicas ^{para} identificar instrumentos, herramientas, equipos y hasta rutinas de trabajo y mantenimiento. Los fabricantes de las diferentes marcas de Registros utilizan abreviaturas para cada tipo y modelo de sus equipos de registros. Casi todos siguen reglas semejantes para construir las abreviaturas, las cuales pueden obtenerse directamente, en la mayoría de los casos, del nombre en inglés. Con esto se evita que el Ingeniero Operador tenga que recordar símbolos arbitrariamente. Las reglas de construcción nemotécnicas más comunes se describen a continuación:

- 1.- Las abreviaciones por lo general son 3 o 4 caracteres.
- 2.- Si el nombre es de una sola palabra, se usan los primeros 4 caracteres.
- 3.- Si el nombre en inglés es de varias palabras, se usa el primer caracter de cada palabra.
- 4.- Si el nombre en inglés es de 2 palabras, se usa el primer caracter de la primera y los tres primeros de la segunda.
- 5.- Los símbolos del alfabeto griego son deletreados, por ejemplo PHI para -porosidad.
- 6.- Los símbolos con subíndice son escritos tal como se leerían.
- 7.- Para datos no corregidos, ni calibrados, se antepone una R (raw).
- 8.- Para datos provenientes de un detector cercano se antepone una N (near) y de uno lejano se antepone una F (far).
- 9.- Los datos computados asociados con una herramienta, se les antepone la primera letra que identifica la herramienta; ejemplo: SPHI es la porosidad del sónico.
- 10.- El tipo o modelo de una herramienta o equipo particular se indica con -- una letra o número después de la abreviatura.

2.2 EQUIPO DE SUPERFICIE:

2.2.1 UNIDADES CONVENCIONALES.

2.2.1.1. UNIDAD DE REGISTRO.

El equipo de superficie se encuentra en la Unidad de Registro, la cual puede ser terrestre integrada sobre un camión o marina en una cabina sobre la plataforma. El equipo de superficie (en la mayoría de las compañías de registro) consta de:

- Tableros de control para cada tipo de registro
- Cámara de registro
- Planta eléctrica
- Fuente de poder
- Rectificador de corriente
- Unidad y tablero indicador de tensión
- Contador de profundidad
- Cuarto obscuro

- Resistivímetro y prensa de lodo
- Caja de puentes para los conductores
- Panel del operador del malacate
- Malacate con carrete de hasta 8 000 m. de cable
- Chairot
- Colector
- Sistema de tierras

La distribución de cada una de estas partes se muestra en la Fig. II-1.

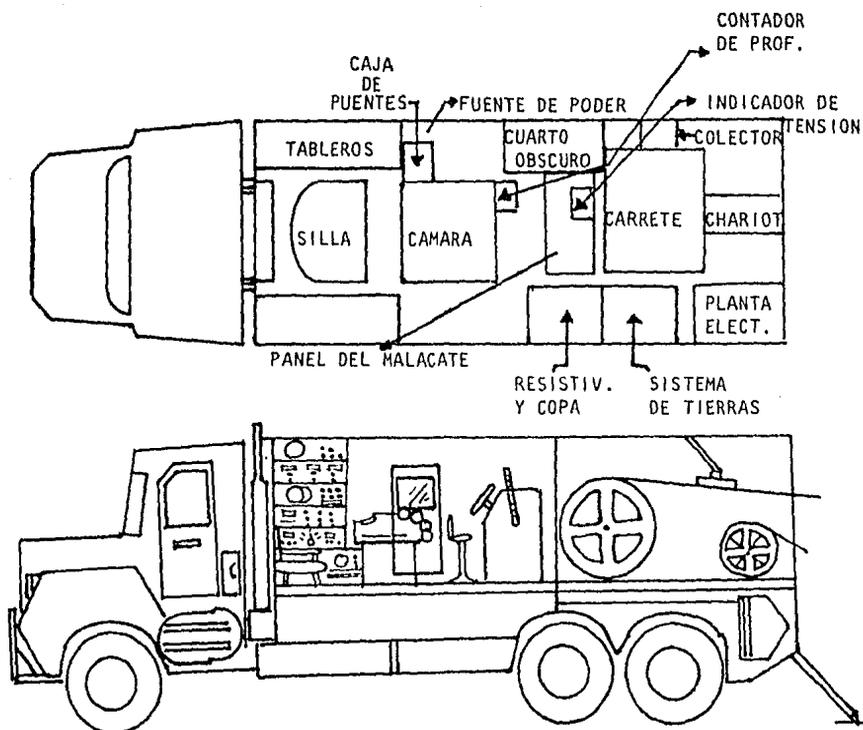


FIG. II-1.- Camión Convencional con Equipo Superficial.

A continuación se describe el equipo de superficie. En la Fig. II-2 se --- se muestra el cableado de la unidad de Registros, es distinto entre una y otra pe ro siempre hay puntos comunes.

TABLEROS DE CONTROL.-

Se tienen uno o varios tableros para cada servicio de registro, se descri-- ben en la siguiente sección.

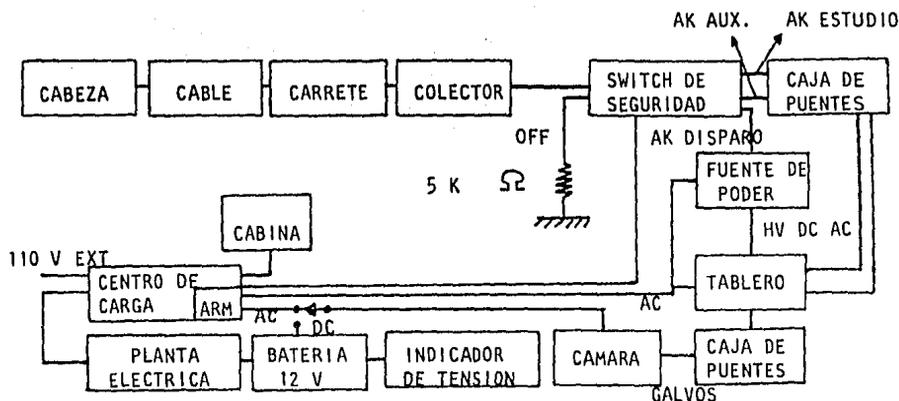


FIG. 11-2.- Cableado de la Unidad de Registros.

CAMARA DE REGISTRO (Fig. 11-3).-

Es un registrador fotográfico de las señales eléctricas enviadas por las sondas a través de los tableros, que funciona automáticamente con un sistema de embrague de engranes para mover la película acoplada al movimiento del cable por medio de varillas de transmisión. La cámara graba una película con un haz de luz y a la vez manda la señal a la pantalla del observador. La película es contenida en dos magazines y es recibida por dos receptores. Esto es para poder registrar en dos escalas diferentes de profundidad.

Además, la cámara consta de dispositivos ópticos para la grabación en la película de las líneas longitudinales y transversales. Para las líneas longitudinales puede usarse una escala lineal o logarítmica. También tiene dispositivos ópticos para grabar los números de profundidad cada 50 metros.

La cámara está formada por 9 galvanómetros D'Arsonval con un espejo montado, el cual por medio del reflejo de un haz de luz traza las deflexiones proporcionales a las señales eléctricas que se graban sobre la película en movimiento. Un selector de relación de engranes en la transmisión del movimiento, permite elegir una escala de profundidad entre varias calculadas y fijas. Se pueden seleccionar varias ventanas para el trazo de los galvos, y que cada uno cubra un carril determinado. también se puede seleccionar el tipo de trazo del galvo (codificación) (Fig. 11-4).

La corriente de alimentación para la cámara puede ser de 12 VCD de la batería o de 12 VCA de la planta eléctrica, seleccionándose con un switch. La corriente alimenta una lámpara principal que es la fuente de emisión de rayos de luz con los que hacen los trazos los galvanómetros, el rayado de la película y la grabación de los números de profundidad. La intensidad de la luz se varía mediante el control de un reostato.

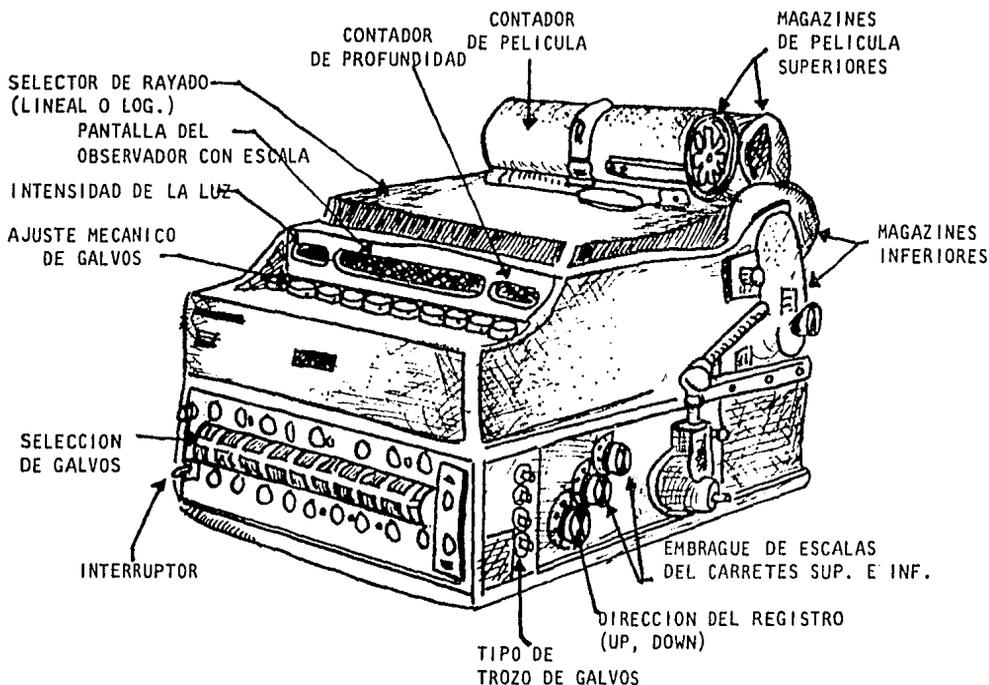


FIG. 11-3.- Cámara de Registro del Equipo Convencional.
(Schlumberger)

La película de 21 cm. de ancho tiene una capa de protección especial para a asegurar resistencia a la abrasión. Además está hecha para registrar a alta velocidad, sus características son: secado y fijado rápido, mayor claridad y contraste visual y base estable de poliéster.

PLANTA ELECTRICA.-

Es un generador eléctrico de 110 VCA que se encuentra instalada dentro de uno de los compartimientos laterales en la parte trasera del camión. Proporciona la alimentación del equipo, junto a una batería de 12 VCD.

FUENTE DE PODER.-

Esta fuente de poder se utiliza para alimentar con alta tensión alterna o directa los tableros que lo necesitan, o para mandar el voltaje necesario para abrir y cerrar sondas. También se utiliza en operaciones de disparos y sacamuestras, y para desmagnetización del cable o del tambor.

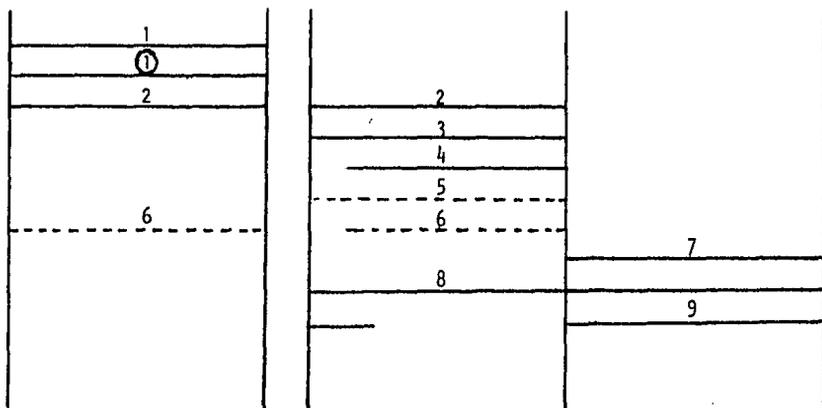


FIG. 11-4.- Ejemplo de ventana y codificación del trazo de los galvanómetros en cada carril.

Además cuenta con otros circuitos para un Localizador de Coples para control de profundidad en operaciones de disparos y un circuito para potencial natural.

RECTIFICADOR DE CORRIENTE.-

Este tablero reemplaza a las baterías en operaciones de registro en donde la corriente necesaria no es superior a 750 miliampers. Utilizándose en operaciones como microregistros y Punto Libre. Si la carga de la corriente se pasa de un Amp, el tablero se desconecta automáticamente.

UNIDAD Y TABLERO INDICADOR DE TENSION.-

Se tiene un dispositivo que indica la tensión que tiene el cable; va colgado a la torre del pozo y de él pende el cable. En el camión se tiene un tablero que indica la tensión del cable y los incrementos de esta en diferentes escalas.

CONTADOR DE PROFUNDIDAD.-

Son indicadores mecánicos de profundidad que están a la vista del operador y del malacatero, en ellos se puede leer los metros del cable dentro del pozo. - Están unidos con un sistema de engranes al chairot.

CUARTO OSCURO.-

Para el revelado de la película de registro se corre una cortina de lona - en una de las esquinas de la unidad, quedando iluminadas con una lámpara de luz roja las bandejas con el revelador, fijador y agua limpia. Además hay ganchos - para colgar a secar la película.

RESISTIVIMETRO Y PRENSA DE LODO (Fig. II-5).-

Se emplean para medir la resistividad de una muestra de lodo del interior del pozo. La copa de lodo es un cilindro de hule de un dm^3 . en el cual se vacía el lodo a medir, en medio lleva electrodos de medida conectados al resistivímetro.

El resistivímetro mediante un puente de wheatstone con un potenciómetro, balancea a cero la corriente en la resistencia desconocida del lodo y de esa manera mide la resistividad.

La resistividad del lodo (R_m) se mide conectando la copa de lodo al resistivímetro, anotando la temperatura a la que se midió.

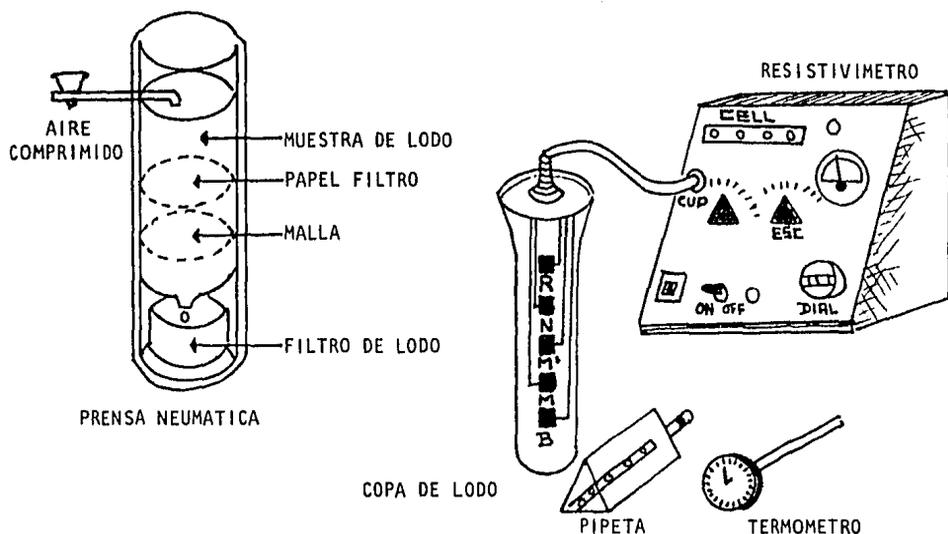


FIG. II-5.- Equipo para medir las resistividades R_m , R_{mf} y R_{mc} .

La prensa de lodo es un cilindro conectado a un compresor de aire. Se coloca una muestra de lodo sobre un papel filtro y al aplicar la presión neumática se filtra la porción líquida en una celda, quedando una capa de enjarre sobre el filtro.

Para medir la resistividad del filtrado (R_{mf}) se saca una muestra de la celda de la prensa con la pipeta del resistivímetro, insertándola en el medidor. Para medir la resistividad del enjarre (R_{mc}) se recoge una muestra de enjarre del papel filtro de la prensa, untándolo en el canal de la pipeta e insertándolo en el medidor del resistivímetro.

CAJA DE PUENTES PARA LOS CONDUCTORES.-

Es una caja de puentes flexibles entre los conductores del cable de registro y del cable a los tablero, con los cuales se pueden cambiar las señales que van por un conductor del cable a otro del tablero y viceversa. Separa el circuito exterior (fondo) del interior (unidad). Es de especial utilidad cuando hay fallas. También sirve para checar la continuidad y aislamiento de los conductores entre la conexión a la unidad y la cabeza de la herramienta.

Hay otra caja de puentes flexibles para la cámara, con los cuales se pueden cambiar de galvanómetro las señales, para usar otros carriles y codificaciones de trazo.

PANEL DEL OPERADOR DEL MALACATE.-

Consta de los siguientes instrumentos y controles (en general en la mayoría de las unidades de las diferentes compañías): temperatura del agua y del aceite, presión del aceite, presión hidráulica, tacómetro, presión del aire, velocidad del cable, freno del malacate, freno principal, acelerador, transmisión -- del malacate: alta, neutro, baja, reversa; embrague del malacate y velocidad del motor.

Frente al panel se encuentra el volante del chariot para devanar el cable en el tambor. Además casi todas las unidades cuentan con una llave de seguridad que consiste de un switch de tres posiciones: "Apagado" que pone a tierra los circuitos a través de una resistencia de $5\text{ K}\Omega$ y desconecta el voltaje de los tableros, "Registro" que conecta la herramienta de fondo para registrar, y "Disparo" que conecta la fuente de poder para operaciones de disparos.

MALACATE.-

Se utiliza para bajar y subir la herramienta de fondo en el pozo, enrollando el cable en un tambor que puede tener hasta 8 000 metros de cable. Se puede variar la velocidad del cable con el malacate, dependiendo del tipo de registro.

CHAIROT.-

Es un dispositivo electromecánico cuya función es la de medir el desplazamiento del cable con un sistema de poleas ajustadas contra el cable. La medida se transmite al contador de profundidad a través de un sistema de engranes. Además el chariot cuenta con una bobina que detecta las marcas magnéticas de profundidades de cable.

COLECTOR.-

Es un cilindro montado sobre el eje del carrete del malacate, que evita -- que al girar el malacate con el cable los conductores se tuerzan. La continui--

dad eléctrica entre los conductores del cable y los de la unidad de registro, se establece por medio de escobillas o carbones. Es importante su consideración, pues a veces la falta de continuidad o aislamiento de los conductores se localiza en este lugar.

SISTEMA DE TIERRAS.-

Se muestra en la Fig. II-6, está constituido por 3 conductores: el electrodo de tierra o pescado (para el retorno de algunas señales como el Potencial Natural), la tierra del camión para igualar el potencial eléctrico, y la tierra de la armadura del cable.

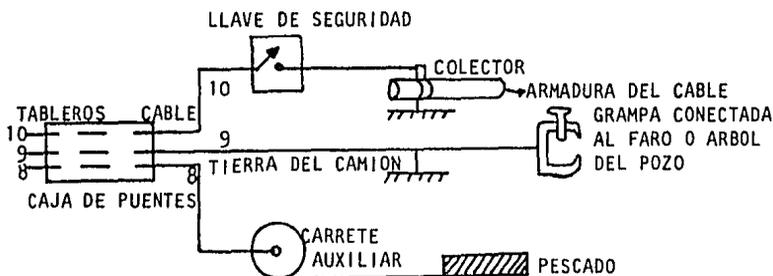


FIG. II-6.- Circuito de tierras de la Unidad.

2.2.1.2. TABLEROS.

En esta sección se considerarán los tableros utilizados en las unidades -- convencionales, que no requieren del CPU de una computadora para procesar las se-- ñales para obtener las curvas de registro.

Los tableros de control de registro, de las diferentes marcas, constan de:

- a) Switch de alimentación de corriente (breaker)
- b) Autotransformador variable que controla la corriente de alimentación
- c) Switch selector de circuitos
- d) Switch de escalas
- e) Switch de galvanómetros y potenciómetros de ajuste.

A continuación se describirán los tableros en dos grandes grupos.

1) TABLEROS ESPECIALES:

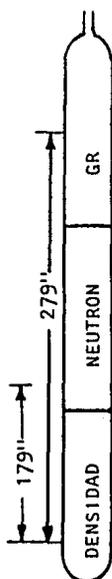
Complementan a los otros tableros en determinados registros. Se tiene la -- Memoria Múltiple, la Grabadora Digital de Cinta, el Osciloscopio, el Tubo de Ra-- yos Catódicos y el Tablero Auxiliar.

MEMORIA MULTIPLE.- Este tablero se utiliza para poner las diferentes medi-- ciones de la (s) herramienta (s) a la misma profundidad en le registro. Esto es

necesario ya que los dispositivos de medición se encuentran distribuidos a lo largo de las sondas, estando a diferentes profundidades frente a la formación estudiada. Y de no ponerse las lecturas a la misma profundidad, sería muy difícil correlacionar las curvas del registro.

En un Intervalómetro, conectado al contador de profundidad del cable, se fija una distancia en pulgadas. El Intervalómetro es un dispositivo que manda un pulso eléctrico a la memoria, cada vez que el cable recorre la distancia fijada.

En un determinado canal de la memoria (algunas tienen 3) se fija el número de pasos que se memorizará una señal. Cada paso corresponderá a un pulso de Intervalómetro. Por lo que la distancia de la herramienta a memorizar se calcula multiplicando el número de pasos por la distancia entre pulsos fijada en el Intervalómetro (Fig. II-7).



CURVA	MEMORIA CANAL	PASOS	INTERVALO- METRO	DISTANCIA DE MEMORIZACION
GR	1	70	4"	279"
CNL	3	45	4"	179"
FDC (REFERENCIA)				

FIG. II-7.- Ejemplo de memorización de un registro Densidad/Neutrón/GR.

Las memorias más grandes son hasta de 4 canales y hasta de 78 pasos por canal. con lo cual se pueden registrar 5 señales memorizadas.

Dependiendo de la distribución de los puntos de medida en las herramientas de las distintas compañías, se deben memorizar los siguientes registros: Eléctrico Convencional, Rayos Gamma Naturales, Sónico de Porosidad con Calibrador, Sónico de Porosidad con Rayos Gamma, Densidad con Rayos Gamma, Neutrón con Rayos Gamma y todos los demás registros combinados.

GRABADORA DIGITAL DE CINTA.-

Es un tablero adaptado para grabar los registros en el campo con lo cual se tiene un almacenamiento permanente de la información en cintas compatibles con las computadoras. Ya que los datos son grabados en forma que puedan ser utilizados directamente en las computadoras del Centro de Procesado de Registros o enviarse por líneas telefónicas a dicho centro desde cualquier lugar. Con equipo apropiada, los datos de las cintas pueden reproducirse en película.

La grabadora de cinta ejecuta las siguientes funciones: a) acondiciona las señales analógicas de los tableros de registro, b) graba los datos de calibración contra tiempo, c) graba los datos contra profundidad, d) graba la información de profundidad cada 10 pies, e) los registros se graban en diferentes canales, teniendo hasta 22 las grabadoras más grandes, previendo las combinaciones de servicio, e) graba el registro de echados, f) proporciona monitoreo visual del Sistema de Operación, g) puede contener una grabadora auxiliar de cinta para usarse con otro tablero.

La cinta se mueve por pasos que son controlados por pulsos que envía la Polea de Presión Calibrada, que a su vez es movida por el cable; ésta polea está en el Chariot del malacate. La información de profundidad requerida la proporciona el Registrador-Codificador de Profundidad, en forma digital por lo general cada 10 pies; este dispositivo se mueve por un mecanismo de la Cámara (Fig. II-8).

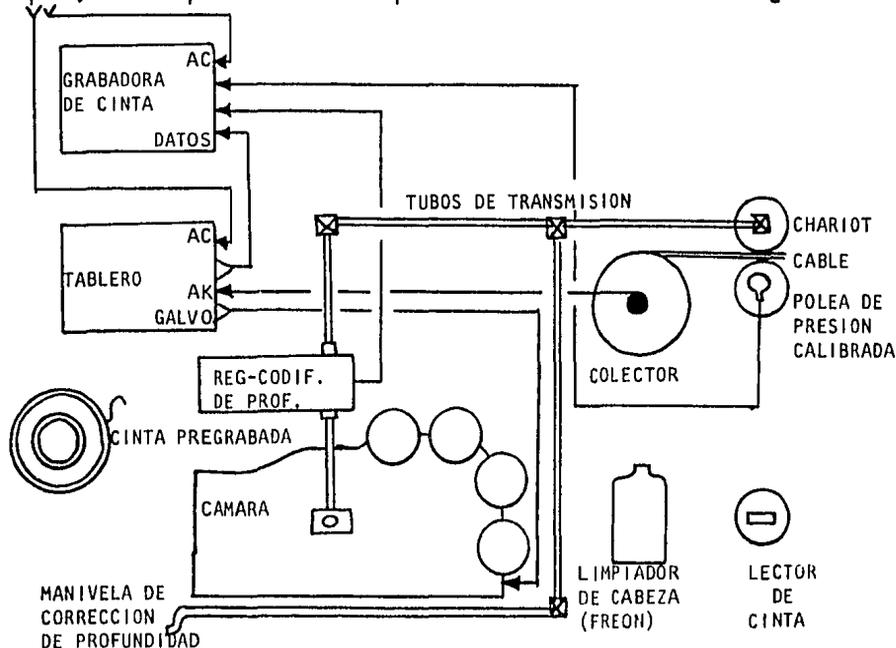


FIG. II-8.- Diagrama de Conexiones de Grabadora Digital de Cinta.

La cinta magnética es estándar de ½ pulg. de ancho, pregrabada. El formato de grabación es en 7 pistas en código BCD con una densidad de 200 BPI. El comprobador de paridad se graba en la pista 7.

Hay 3 formas de grabar la información en las cintas magnéticas: 1) Regular 1, para registros regulares con 11 canales de información; cada señal va en un canal adicional para la profundidad. 2) Regular 2, para grabación de registros con 22 canales más 2 adicionales para la profundidad. 3) Para el registro de Echados con 13 canales de información.

El formato de grabación de la cinta es en secuencias, en donde una secuencia consiste de 8 marcos, un marco está formado por 12 palabras y una palabra es de 2 caracteres, (Fig. II-9).

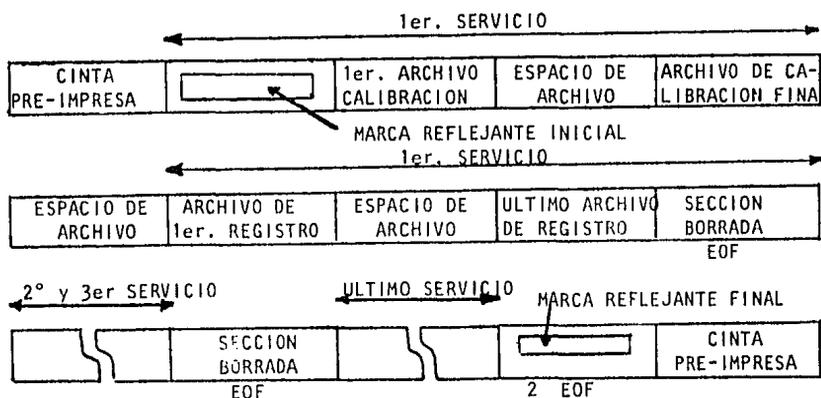


FIG. II-9.- Organización de los archivos en la cinta.

OSCILOSCOPIO.-

Es un tablero con un osciloscopio común, sin embargo, está diseñado especialmente para observar las señales que llegan por los conductores del cable de fondo, especialmente las formas de onda del Sónico, para conseguir un perfil sin ruido.

Con un control de Separación de Trazo se pueden observar las 4 curvas del Sónico de Porosidad. En la posición Normalizada se observa la onda con un "abrilantador" en el nivel de detección. En la posición Amplificada se puede ver el nivel de ruido. También se puede seleccionar la posición del pulso de disparo.

TUBO DE RAYOS CATODICOS.-

Este equipo se utiliza para tomar una película del registro de Densidad Variable, por la dificultad del sombreado que no se puede tomar en una cámara común. Se instala en el lugar especialmente diseñado sobre la cámara. Debiendo a justar el enfoque y la intensidad del trazo, la escala, la posición horizontal y

el ancho. La velocidad del registro debe ser constante.

TABLERO AUXILIAR.-

Por lo general casi todas las compañías tienen un tablero que se utiliza para auxiliar a otros al tomar algún registro. Proporciona las tensiones de alimentación y conmutación al equipo de fondo. Procesa las señales del calibrador (Calíper), rayos gamma (GR) y potencial natural (SP). Y puede proporcionar curvas computadas de hmc y Rxo.

2) TABLEROS PARA REGISTRO:

En este grupo se describirán los tableros de control de los registros de uso más común. Para esto se seguirá una clasificación en base a las propiedades que miden las herramientas directa o indirectamente.

TABLEROS PARA INDUCCION/ENFOQUE ESFERICO.

Se tiene el tablero de Inducción sencillo y el de Doble Inducción. Ambos controlan y procesan las señales de Inducción (IL) y Enfoque Esférico (SFL) en el caso sencillo y de Inducción Profunda (ILD), Inducción Media (ILM) y Enfoque Esférico (SFL) en el caso del Doble Inducción, y permiten la calibración del equipo de fondo. Casi todos los equipos utilizan un tablero auxiliar que proporciona la alimentación al equipo de fondo y de superficie, y procesa la señal del SP.

Proporciona señales de conductividad y resistividad, para ser grabadas en cinta o película, en escalas lineal, lineal-logarítmica y logarítmica. Proporciona la curva de resistividad SFL sin promediar o promediada a través de 5 valores. Y también las curvas computadas de R_{wa} y R_{xo}/R_t .

Si el registro es combinado se debe utilizar el tablero de memoria para las curvas defasadas. Con el tablero auxiliar se puede tomar la curva GR memorizada.

Los circuitos del tablero de Doble Inducción (caso más general), están agrupados en varios módulos (Fig. II-10). El módulo de fuentes de voltaje proporciona 6.3 VCA, + 40 VCD, ± 21 VCD y ± 15 VCD.

Los circuitos del módulo de Inducción Profunda efectúan el siguiente procesamiento: corrección por efecto de pozo, memorización y corrección por capas adyacentes, filtrado, corrección por efecto pelicular, formación de funciones logarítmicas y antilogarítmicas, cálculo de R_{xo}/R_t , cálculo de R_{wa} . El módulo de Inducción Media realiza los 5 pasos del procesamiento anterior para la señal ILM.

El módulo para el SFL incluye: amplificación, filtrado, memorización, amplificación logarítmica. Los circuitos de calibración con lógica de diodos realizan la conmutación de los relevadores para calibrar el equipo.

CAMARA Y GRABADORA DE CINTA

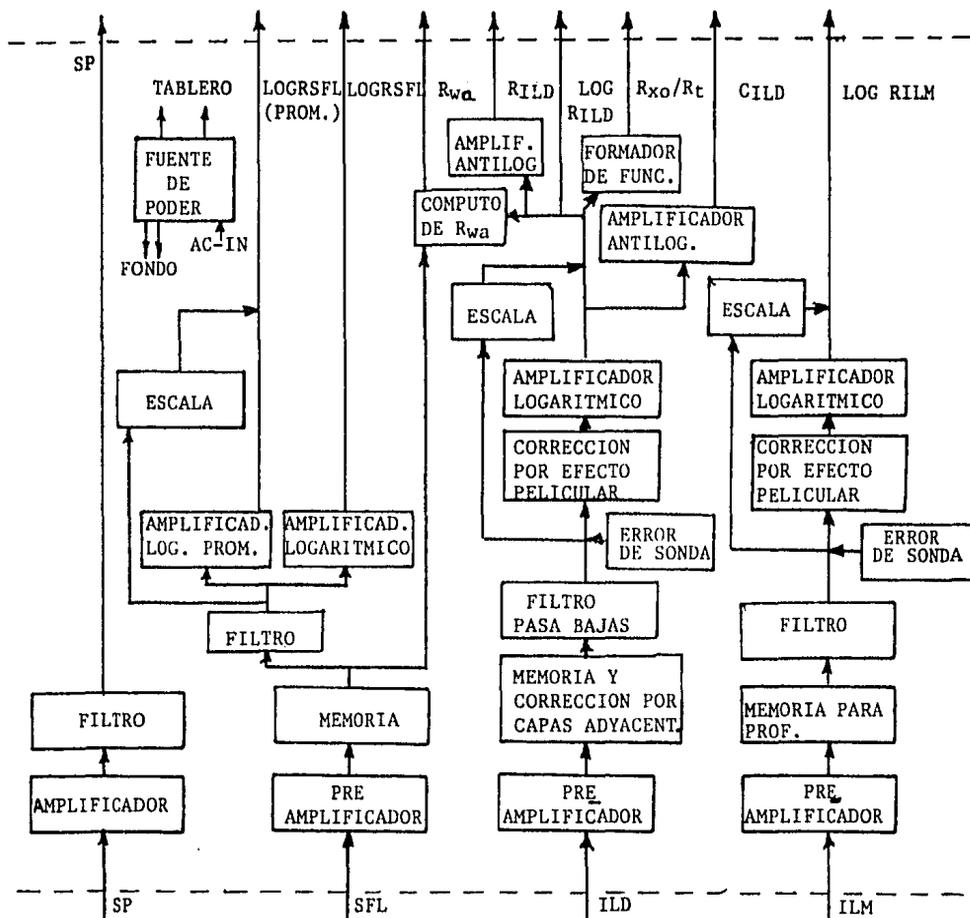


FIG. II-10.- Diagrama de bloques del tablero del equipo de Inducción/Enfoque Esférico.

TABLEROS PARA REGISTROS ENFOCADOS (DOBLE LATERAL/ENFOQUE MICRO ESFERICO)

Los registros del enfoque lateral (LL3, LL7, LL8) tienen su máxima expresión en el Doble Lateral, que supera limitaciones de los anteriores. La alimentación del tablero y del equipo de fondo la proporciona el tablero auxiliar.

El tablero procesa las señales del fondo para obtener las curvas Lateral -- Profunda (LLD) y Lateral Somera (LLS). Consta de varios circuitos (Fig. II-11): calibración, filtros y decodificadores de F.M., amplificación, rectificación sensible a la fase y formación de función logarítmica.

El tablero auxiliar además, procesa las curvas de SP, Calibrador, Microesférico Enfocado (MSFL) y Espesor de Enjarre (hmc).

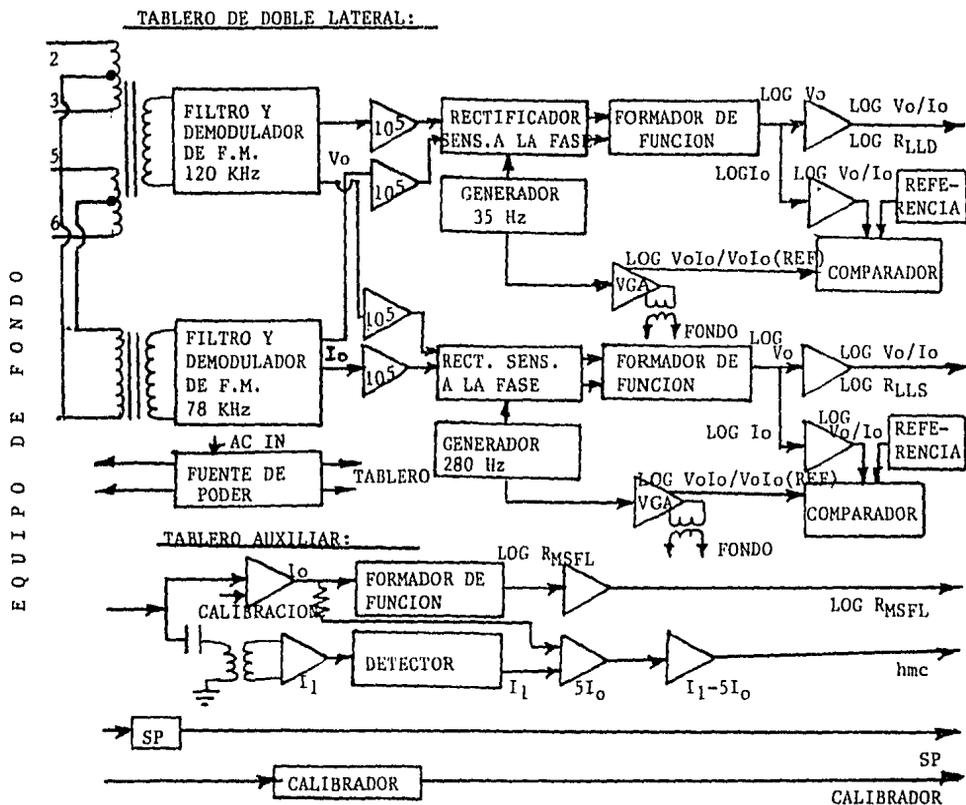


FIG. II-11.- Diagrama de bloques del Tablero del equipo Doble Lateral/Enfoque MicroEsférico.

TABLEROS PARA MICROREGISTROS.-

Hay un tablero especial para microregistros, con el cual se obtienen las curvas de Proximidad (PL) o Microlateral (MLL) en escala logarítmica, las dos curvas Microlog (ML): Micronormal (MN) y Microinversa (MI), y la del Calibrador. Consta de los siguientes circuitos (Fig. II-12).

Circuito de Potencia.- Se alimenta con 110 VCA. Para los relevadores es necesario rectificar la corriente. Para abrir y cerrar el patín de la sonda se utiliza la fuente de poder del camión. El voltaje para cerrar es de 200 VCA y para abrir de 130 VCD.

Circuito de Proximidad.- En donde la señal de corriente directa de Proximidad es separada y enviada a un formador de función para transformarse en una curva logarítmica de resistividad.

Circuito de Microlog.- Las señales MN y MI se transmiten mezcladas por --

los mismos conductores desde el equipo de fondo; dado que están desfasadas 90° -- entre sí, son separadas por rectificadores sensitivos a la fase, usando al cali-- brador como señal de referencia.

Circuito del Calibrador.- La señal de 270 Hz. es transformada en una señal de corriente directa para los galvanómetros.

Circuito para Clibración.- Se calibran las señales de Proximidad, Microlog y Calibrador.

CAMARA Y GRABADORA DE CINTA

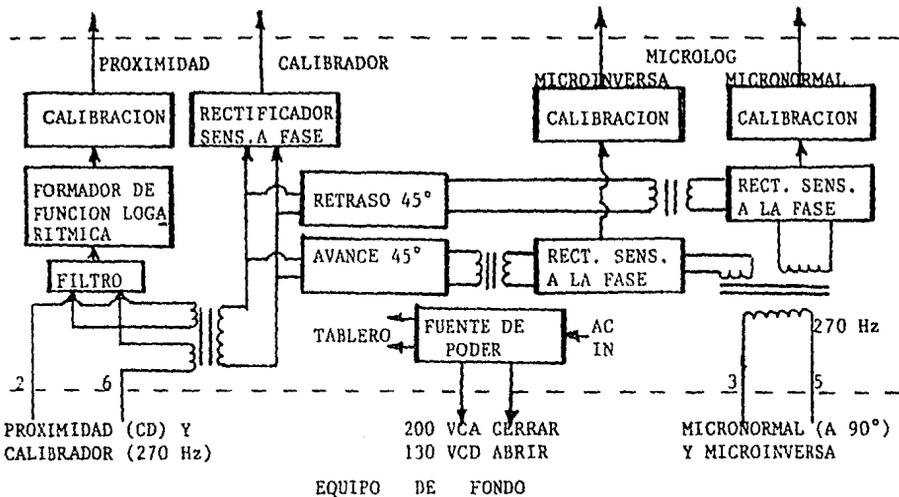


FIG. II-12.- Diagrama de bloques del Tablero del equipo de Microregistros.

TABLEROS PARA DENSIDAD.-

La función principal del tablero es hacer los cálculos necesarios, con los pulsos cercanos y lejanos, para obtener una densidad corregida y un valor de porosidad. Consta de los siguientes circuitos (Fig. II-13):

Fuentes de Poder.- El tablero se alimenta con 120 V. 60 Hz. Los circuitos del tablero se alimentan con ± 28 VCD. Esta sección proporciona 150 VCA para alimentar el cartucho y 110 VCA para abrir y cerrar el patín de la sonda; este último voltaje lo proporciona la fuente de HVAC del camión.

Circuito de Canal Lejano.- Con los pulsos del detector lejano se calcula el voltaje proporcional a ρ no corregida: $V_{LS} = -10A_1/B_1 + 10 \text{Log}n_1$ cuenta con discriminador, divisor de pulsos, formador de función logarítmica y sumador.

Circuito de Canal Cercano.- Cuenta con las mismas partes que el anterior

para calcular el voltaje proporcional a la corrección $\Delta\rho$:

$V_{mc} = -10A_2/B_1 + 10(B_2/B_1)\text{Log } n_2 - V_{LS}$, y finalmente obtener la ρ corregida sumando - el valor de V_{LS} .

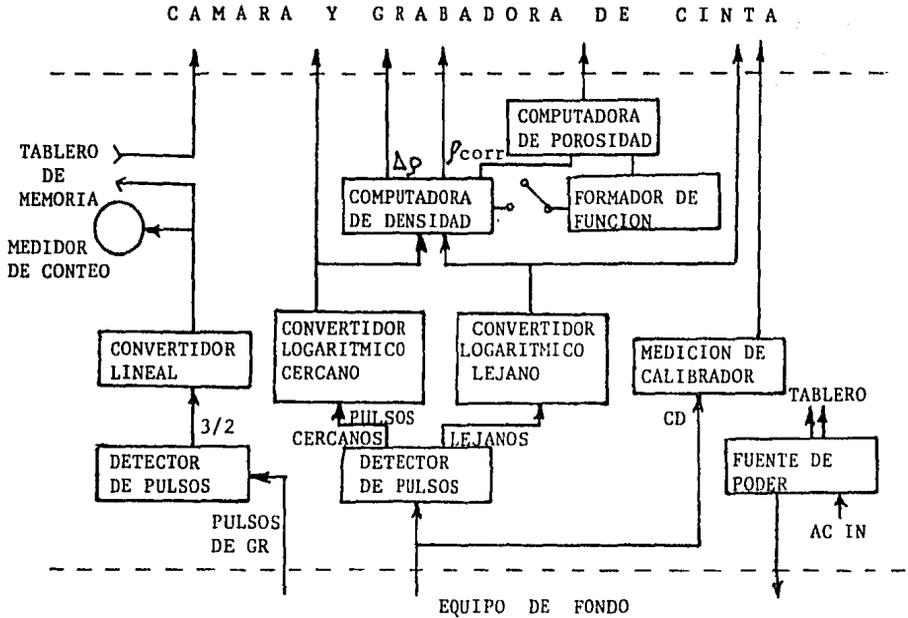


FIG. II-13.- Diagrama de bloques del Tablero del equipo de Densidad.

Circuito de Porosidad.- El valor de ρ corregido se manda a un amplificador operacional que determina la porosidad, cuya polarización se determina con las densidades de grano y de líquido escogidos con los controles del tablero. --- $\phi_D = (\rho_{ma} - \rho_b) / (\rho_{ma} - \rho_f)$.

Circuito de Calibración.- Para calibrar la herramienta. Con la secuencia: cero mecánico, sensibilidad, cero de calibración, plus de calibración y log.

Circuito de GR.- Cuenta los pulsos de los rayos gamma que llegan del fondo. Cuenta con discriminador, generador de pulsos constantes (multivibrador monoestable), contador y circuito de calibración de rayos gamma (cero mecánico, cero eléctrico, sensibilidad, background y calibración de herramienta).

Circuito de Calibrador y Checador de Coples.- Consta de filtros para CA y ruido, y ajuste de sensibilidad.

TABLEROS PARA NEUTRON.-

Recibe del equipo de fondo los pulsos de los detectores cercano y lejano, y rayos gamma; multiplexados en marcos de información por un sólo conductor. Pro--

porciona: fuentes de poder y conmutación para el equipo de fondo, conteos de rayos gamma (GR) y de los detectores cercano y lejano, relación de el conteo cercano entre el lejano, y la lectura lineal de la porosidad ϕ_N .

El tren de pulsos pasa a través de un control automático de polarización y de un circuito discriminador, el cual rechaza los pulsos de ruido. Los pulsos se demultiplexan y se envían por separado a los canales de procesamiento de GR y neutrones cercanos y lejanos. Los distintos canales contienen circuitos similares de conteo, que se encuentran disponibles para la cámara y/o grabadora. Además los pulsos de neutrones se acumulan en un circuito que computa la relación del conteo cercano entre el conteo lejano. Esta por su parte se modifica (el voltaje proporcional) por la corrección de diámetro del pozo y se manda a un formador de función para proporcionar una salida de porosidad lineal ϕ_N .

El tablero consta de los siguientes circuitos principales: fuente de poder, discriminador y demultiplexador de pulsos, rayos gamma, conteo lejano, conteo cercano, computador de relación, computador de porosidad y calibración (Fig. II-14).

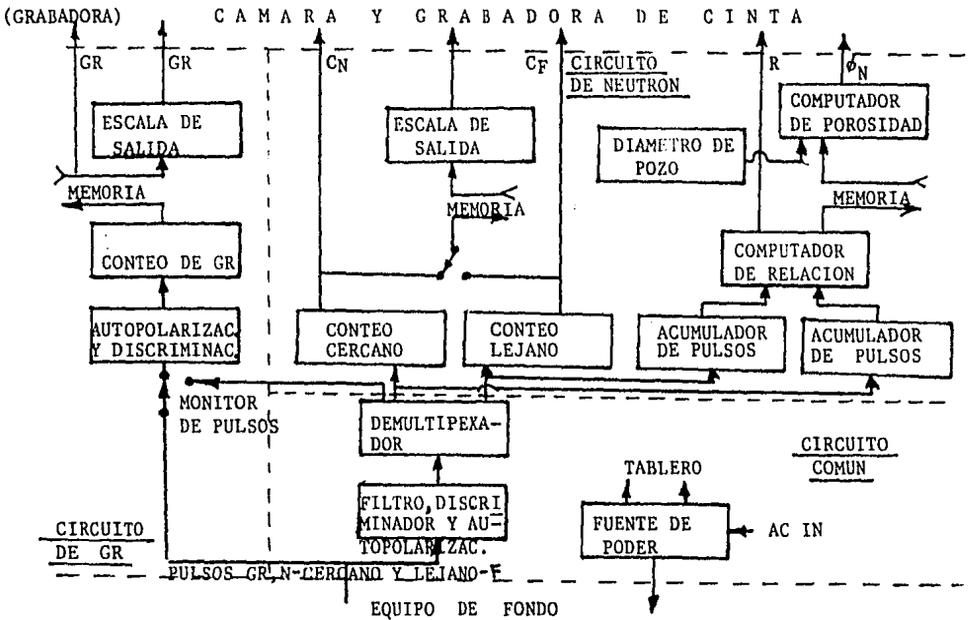


FIG. II-14.- Diagrama de bloques del tablero del equipo de Neutrón.

TABLEROS PARA SONICO.-

Este es uno de los tableros más complejos en su funcionamiento, ya que se -

tienen que coordinar gran cantidad de señales en compuertas de tiempo. Al partir de la información que llega del receptor en el fondo y con el pulso de disparo en el transmisor, proporciona las curvas de: tiempo de tránsito (Δt), amplitud, porosidad (ϕ_s), tiempo de tránsito integrado (TTI), factor de formación (LOG Fs), y calibrador. Se utiliza junto con el osciloscopio para observar la forma de onda de las señales.

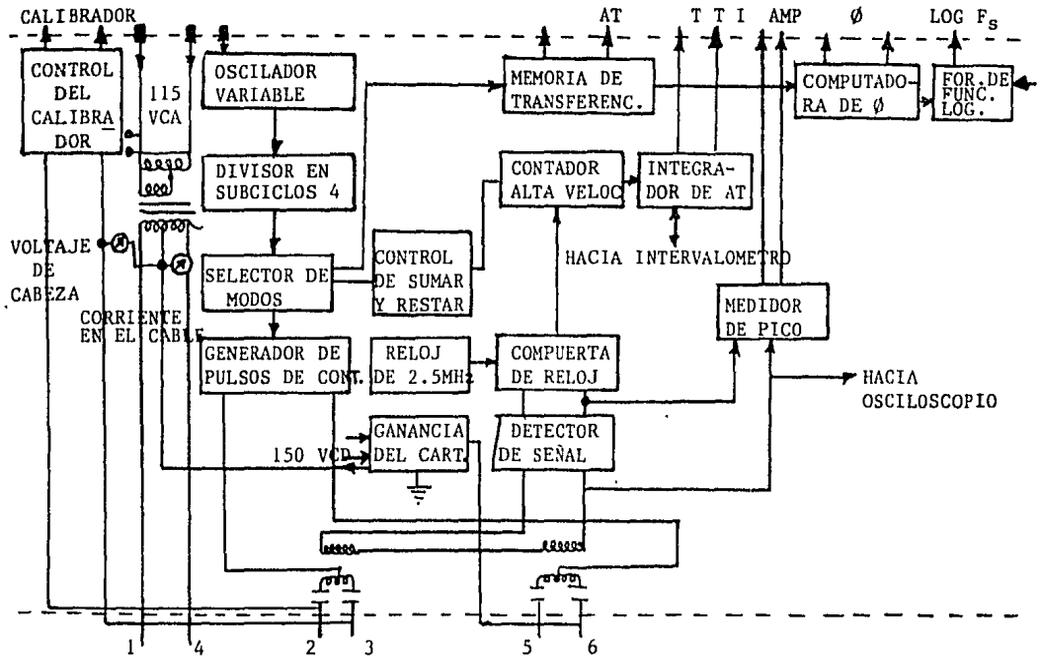


FIG. II-15.- Diagrama de bloques del tablero del equipo Sónico.

El tablero está constituido por los siguientes circuitos (Fig. II-15); control de tiempo, amplificación, transferencia y restablecimiento, compuertas y retardador, compuerta de reloj, contador de alta velocidad, memoria de transferencia, convertidor analógico binario, integrador de tiempo de tránsito, medición de amplitud y amplitud de referencia. La Fig. II-16 muestra la secuencia de las señales en el tablero.

TABLEROS PARA ECHADOS.-

Alimenta al equipo de fondo y controla y sincroniza el procesamiento de las 18 señales, que llegan multiplexadas en F.M. por un sólo conductor del cable. Para proporcionar a la salida las siguientes señales: conductividad 0 a 4, azimut, rumbo relativo, desviación, calibradores 1-3 y 2-4, sincronización, potencial de

electrodo, potencial de el electrodo para curva K, amplitud de referencia, chequeo de referencia, corriente Emex, presión de patines y temperatura. No todas las señales se pueden registrar en película, pero si pueden grabarse en cinta para obtener productos computados posteriormente. La Fig. II-8, muestra la forma de conexión a la grabadora.

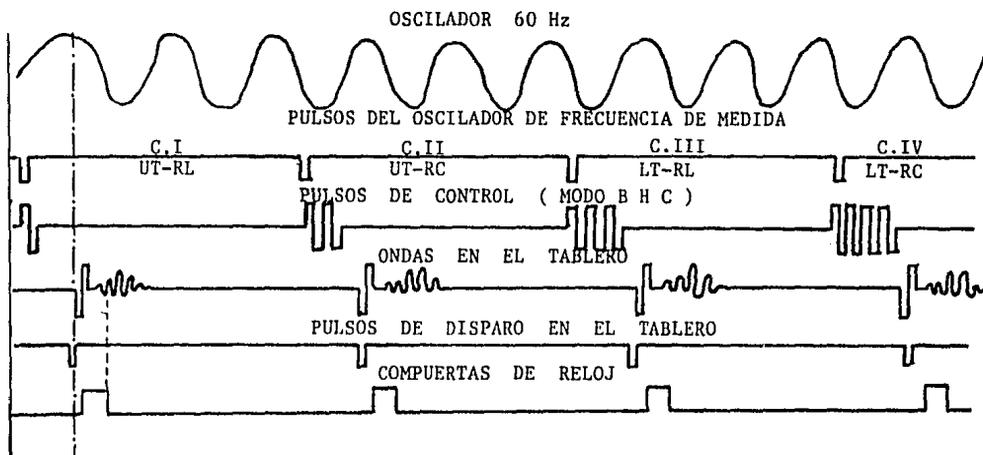


FIG. II-16.- Secuencia de pulsos en el Tablero de Sónico.

El tablero consta de 4 grupos principales de circuitos (Fig. II-17): 1.- Alimentación del cartucho y sonda; 2.- Procesamiento de información, en donde las Señales se filtran y demodulan de F.M. a A.M. y se demultiplexan para proporcionar un voltaje y forma de onda adecuada a cada señal; 3.- Programador y circuitos de sincronización, en donde se proporciona la sincronización y compuertas de control para los otros circuitos; 4.- Generación de señal de salida, a tres registradores: cámara (9 curvas), grabadora de cinta (13 canales) y monitor del tablero.

OTROS TABLEROS;

Sísmica de pozo.- Se tiene un sistema portátil que consta de: tablero computadora, tablero con pantalla, grabadora de cinta, teclado, graficadora y caja de pruebas. Los datos se recogen cada milésima de segundo y se les da valor numérico con un rango dinámico de 90 dB en un convertidor instantáneo de punto flotante. El almacenamiento se efectúa en cintas compatibles de 9 bandas. Varios programas permiten la supervisión y exhibición de resultados.

Equipos nuevos.- Aunque varias compañías cuentan con tableros para herramientas nuevas, como la de Litodensidad, Espectrometría de Rayos Gamma, Televisión de Agujero, Evaluación de Cemento, Propagación Electromagnética, Resonancia Magnética Nuclear, etc., la mayoría requieren de un módulo de unidad computarizada.

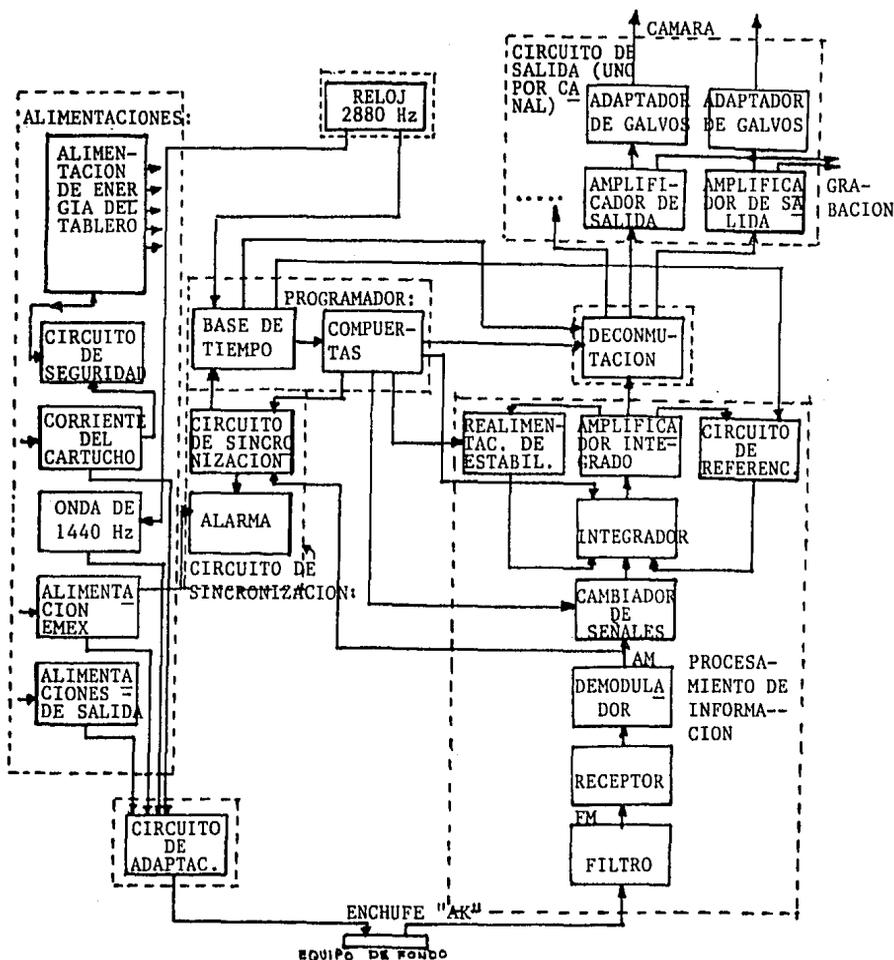


FIG. II-17.- Diagrama de bloques del tablero de equipo de Echados.

UNIDAD INTERCONECTORA DE TABLEROS:

Es necesaria para la operación de registros combinados con varios tableros. Permite interconectar los tableros para cada servicio con los tableros auxiliares (especiales) y con la cámara de registro. Consta de una terminal de cables en donde se coloca una caja de puentes, que ha sido programada para conectar cada señal a otro tablero o a la cámara. Ver la Fig. II-18.

NOTA: La unidad computarizada cuenta con un módulo que permite tomar un registro con tableros, cuando no se cuenta con el módulo correspondiente, utilizando la unidad interconectora de tableros.

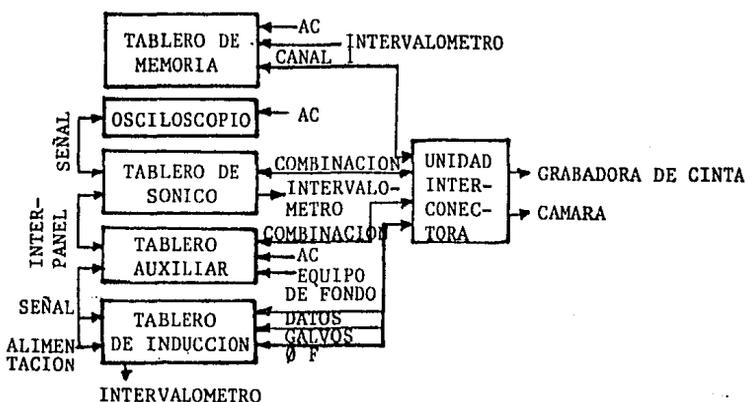


FIG. II-18.- Conexión entre tableros con la unidad interconectora, en un registro combinado Inducción/Sónico.

2.2.2. UNIDADES COMPUTARIZADAS.

2.2.2.1. UNIDAD DE REGISTRO.

Al igual que en la unidad convencional, el equipo de superficie se encuentra integrado sobre un trailer o en una cabina en plataforma marina, que están especialmente diseñados para transportar el equipo computarizado. También hay unidades transportables por helicópteros.

A continuación se enlistan las principales diferencias e innovaciones de las unidades computarizadas.

- Los tableros de control de registro, la cámara, la fuente de poder y el rectificador de corriente han sido sustituidos por el sistema computarizado y sus periféricos.
- Nuevo sistema de aire acondicionado y calefacción, para el buen funcionamiento de las computadoras en climas calientes y fríos. Así como un extractor de humedad.
- Mejor diseño de la cabina, con más espacio y visibilidad para el malacatero. Y aislada de ruidos para una operación silenciosa.
- Nuevo chairot electrónico totalmente rediseñado para medir el desplazamiento del cable, con dos sistemas independientes.
- La tradicional planta eléctrica se sustituye por un generador de corriente accionado por un sistema hidráulico. La mayoría de las unidades cuentan con varias fuentes para corriente alterna de 110 V y una de 12V. Ver Fig. II-19.
- Nuevo sistema de transmisión para el malacatero.
- Nuevo panel de operación del malacatero, con medidor de profundidad e indicador de tensión con alarma integrados.
- En cuanto al equipo de revelado se tiene un tanque de agua de 75 litros con calentador y 4 tinas para revelar.
- El sistema de cómputo y sus periféricos son redundantes, pues están por duplicado.
- Carrete pequeño hasta con 8 000 m. de monocable para registros de producción.

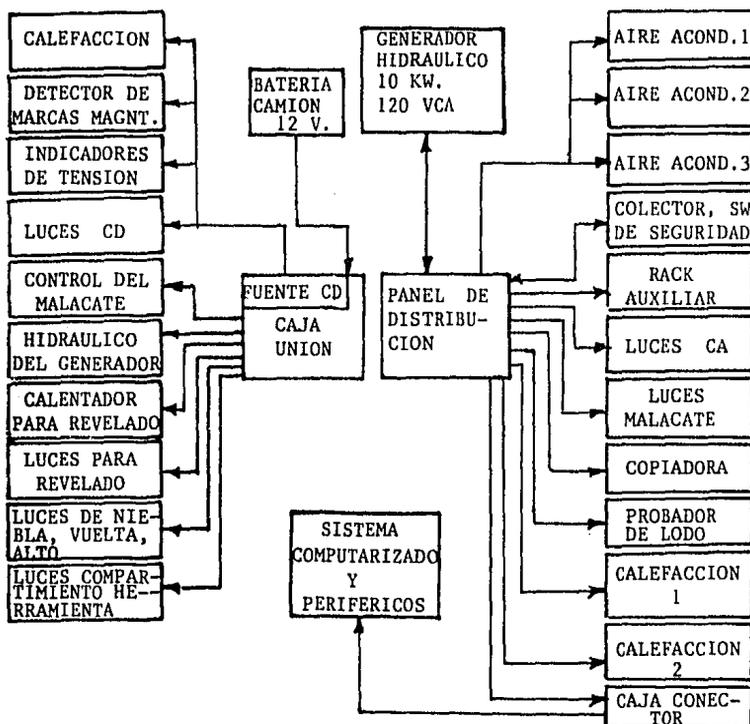


FIG. II-19.- Esquema de distribución de corriente en la unidad computarizada.

2.2.2.2. SISTEMAS COMPUTARIZADOS.

El trabajo del analista de registros ha cambiado considerablemente en las últimas dos décadas. Las razones principales son: 1) las herramientas de registro y sus principios de medición se han hecho más sofisticados y complejos; 2) -- computadoras digitales de alta velocidad son usadas para procesar grandes volúmenes de datos de registros; 3) nuevos métodos de evaluación de formaciones han sido desarrollados para suplementar las tradicionales técnicas de interpretación; 4) los registros procesados por computadora son más eficientes para evaluar intervalos grandes y definir zonas productoras.

Se han desarrollado una gran cantidad de unidades de registro computarizadas, que no sólo adquieren los datos sino que también permiten obtener interpretaciones rápidas en el lugar. Entre las unidades computarizadas más completas tenemos: la CSU (Cyber Service Unit) de la Cía. Schlumberger, la DDL (Direct Digital Logging) de la Cía. Gearhart, la DLS (Digital Logging System) de la Cía. Welex, - la CLS (Computerized Logging Service) de la Cía. Dresser Atlas, y la SRS (Strata-

viewer Recording System) de la Cía. Birdwell Division.

Los sistemas computarizados para la adquisición, procesamiento y presentación de datos de registros de pozos, están constituidos por una computadora digital que controla varios periféricos. El sistema opera bajo control de un conjunto de programas, que difieren según la herramienta que se utilice y las funciones que se vayan a realizar. En suma a instrucciones específicas, varios parámetros tales como: calibración de la herramienta, factores de corrección, matriz, etc., se suministran al programa dando la información necesaria para controlar el procesamiento de datos. Comandada por las instrucciones del programa, la computadora dirige la secuencia de operaciones iniciando o interrumpiendo los periféricos y requiriendo, cuando es necesario, la intervención del ingeniero operador a través de un teclado/impresor.

El uso de sistemas computarizados mejora notablemente la eficiencia de las operaciones de registro, por sus ventajas:

- 1.- El uso de técnicas digitales mejora la exactitud y reduce el tiempo empleado en una operación de registro.
- 2.- Después de la adquisición de datos se pueden efectuar interpretaciones rápidas en el pozo.
- 3.- Se mejora la reproducción de la información y la transmisión de datos hacia centros de cómputo es más eficiente.
- 4.- Eliminando tareas rutinarias, es más fácil para el operador, concentrarse en la calidad del registro y en la seguridad total de la operación.
- 5.- El correcto funcionamiento del sistema se puede verificar con programas de prueba y diagnóstico.

Los nuevos equipos usan un sistema de telemetría en el equipo de fondo, con el cual la herramienta de fondo actúa como una unidad periférica del procesador central, siendo directamente controlada por este. Con este sistema se aumentará el volumen de información, la precisión y la velocidad de registro.

MECATRONICA (HARDWARE).

Lo constituyen los componentes físicos del sistema. En la mayoría de los sistemas no varían, siendo independientes de la herramienta de fondo que se utiliza. El único cambio es la interfase para cada herramienta de fondo distinta, intercambiándose el módulo adecuado para cada registro.

Los sistemas computarizados más completos están formados por 6 subsistemas principales (Fig. II-20):

- 1.- Subsistema de computador: controla la operación de todo el sistema y procesa los datos de registro.
- 2.- Subsistema de profundidad: suministra a la computadora información de la profundidad y movimiento del cable.
- 3.- Subsistema de interfase: sirve de interfase entre la herramienta de fondo y la computadora.
- 4.- Subsistema óptico: permite observar e imprimir las operaciones y procesos de registro.
- 5.- Subsistema de cinta y disco: provee al sistema de los programas y permi-

te guardar los datos del registro.

6.- Equipo de apoyo: son unidades que permiten el funcionamiento del sistema.

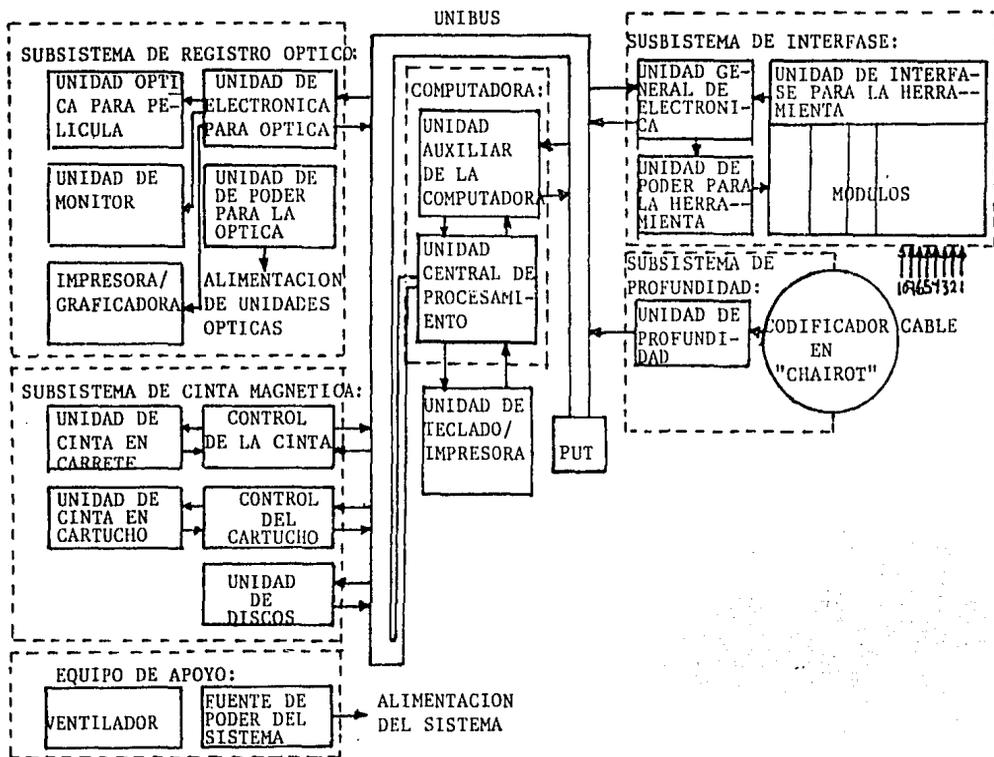


FIG. II-20.- Subsistemas de los sistemas computarizados de registros.

En la mayoría de los sistemas, los diferentes subsistemas se encuentran ensamblados en forma de unidades en varios anaques dentro de la cabina de registro. Una característica del sistema es que la mayor parte de las unidades están por duplicado; la redundancia da la posibilidad de terminar un trabajo aún en caso de falla de una parte del sistema. El cambio de unidades redundantes puede hacerse de distinta forma según la unidad de que se trate, mediante interruptores, cambiando la posición de los módulos de registro o mediante comandos en el teclado.

En la Fig. II-21, se ilustra el flujo de información entre la computadora (unidad central) y sus periféricos. El Sistema de Profundidad recibe del codificador del chairot una señal cuadrada a partir de la cual se calcula la profundidad y dirección del movimiento del cable, esta información la envía directamente a la computadora para que la utilice según lo requiera el programa. Un exhibidor

numérico muestra al ingeniero operador la profundidad de la herramienta.

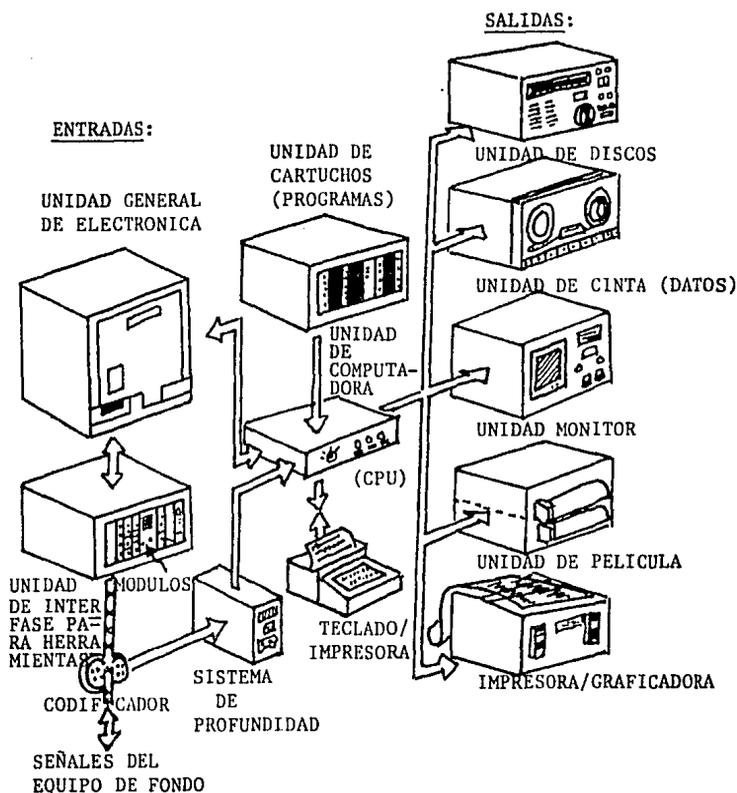


FIG. II-21.- Periféricos del Sistema Computarizado (Schlumberger).

Las señales provenientes del equipo de fondo llegan primero a la Unidad de Interfase, en la cual se encuentra colocado el Módulo correspondiente al registro que se está tomando. Dependiendo de la celda en que se coloque el Módulo se seleccionan los circuitos de la Unidad de Electrónica que serán utilizados. Algunos sistemas no utilizan módulos para cada tipo de registro, sino que emplean una interfase general. La Unidad General de Electrónica se encarga de convertir las señales analógicas de un registro a una forma digital compatible con la computadora; en el caso de los pulsos de los equipos radiactivos, estos son contados en intervalos fijos de tiempo para obtener la información en cuentas/seg. y enviarla a la Unidad Central. La Unidad Central de Proceso recibe esos datos de registro y se encarga de procesarlos de acuerdo al programa (s), a los datos de calibración y a los datos proporcionados por el operador a través del teclado, - hasta obtener la curva de registro y enviarla posteriormente a los dispositivos

periféricos de salida, en los cuales son presentados estos datos en forma legible para el operador.

El sistema puede también mandar señales al equipo de fondo por medio de la interfase de la Unidad General de Electrónica, por ejemplo los pulsos de control para los relevadores. La Unidad de Interfase de la Herramienta decodifica las señales y manda el voltaje apropiado a la herramienta de fondo.

Los programas que utiliza la computadora para las diferentes etapas del procesamiento de los registros, se cargan en la cinta programa de la Unidad de Cinta o Cartucho. La cinta de datos por otro lado, contiene grabado todo lo que ocurre durante el trabajo, esto incluye información de pozo para el encabezado, datos de calibración del equipo, datos de registro, comunicación operador-computadora, etc. Los datos de registro grabados en la cinta pueden utilizarse para generar una película totalmente nueva con distinta presentación y utilizando distintos datos de calibración sin necesidad de bajar nuevamente el equipo de fondo.

Existen otras unidades que no forman parte de algún subsistema, sino que -- constituyen el Equipo de Apoyo del sistema computarizado, por ejemplo la Unidad de Poder del sistema y la Unidad de Ventilación. Una parte importante del sistema lo constituye la línea de comunicación que enlaza la unidad central con los diferentes periféricos, es decir, el Unibús.

1.- SUBSISTEMA DE COMPUTADORA.

Esta constituido por las siguientes unidades: Unidad Central de Proceso, Unidad Auxiliar de la Computadora y Unidad de teclado e Impresora, las cuales están conectadas a las otras unidades del sistema por medio del Unibús (Fig. II-22)

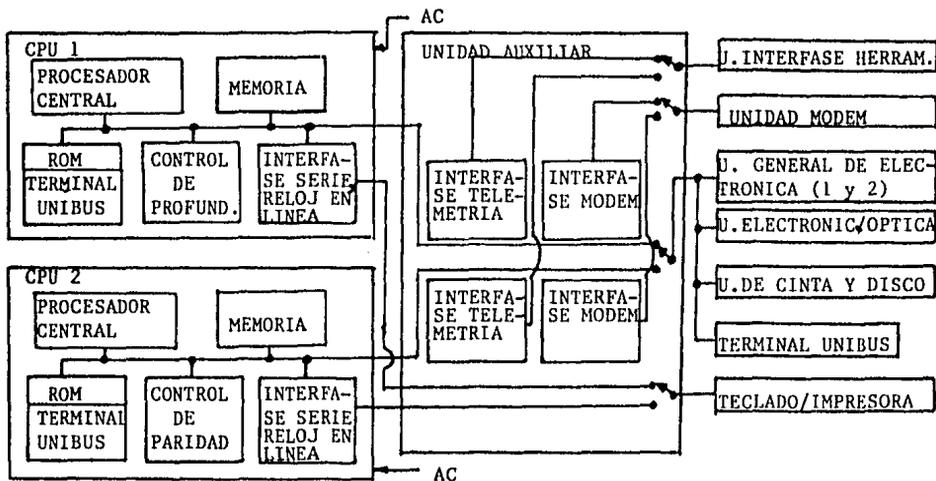


FIG. II-22.- Subsistema de Computadora y Unidades interconectadas al Unibús.

UNIDAD CENTRAL DE PROCESO:

Es una minicomputadora de alguna marca comercial. Por ejemplo la CSU de - Schlumberger utiliza una PDP-11/34 de DEC de 276K y la DLS de Welex utiliza una Rolm 1602A de 64 K. Muchos sistemas tienen esta unidad por duplicado. Su fun--- ción es controlar la operación del sistema. Está constituido por varios circuitos: procesador central, memoria MOS, memoria ROM, control de paridad, interfase serie y reloj de línea.

El procesador central contiene las unidades de control, aritmético/lógica y de registros generales, en donde se realizan los cálculos y manipulación de da tos y la ejecución de instrucciones del programa y los comandos del operador. - La memoria de acceso aleatorio directamente conectada al Unibús almacena las ins trucciones y los datos. La memoria ROM contiene grabado el programa Bootstrap - que permite bajar de la cinta a la memoria el programa cargador con el cual se - podrán cargar los otros programas para determinado registro. La interfase serie controla la comunicación entre el teclado del operador (datos en serie) y el pro cesador central (datos en paralelo). El reloj es controlado por la frecuencia - de la línea y permite sincronizar la velocidad del procesador a la de cada uni--- dad periférica.

UNIDAD AUXILIAR DE LA COMPUTADORA:

Contiene un relevador de conmutación para conectar el Unibús a la Unidad - Central de Proceso que se este usando, las interfases modem y de telemetría para el equipo de fondo nuevo y circuitos para periféricos opcionales.

UNIBUS:

Es un conjunto de cables, los cuales interconectan el procesador central y algunos periféricos. La comunicación entre dos unidades que utilizan el Unibús es del tipo maestro-esclavo, la unidad que en un momento tiene el control se con sidera el maestro y la unidad con la que se comunica primero es el esclavo; nor malmente el procesador actúa como maestro, pero a veces algún periférico obtiene el control del Unibús.

Las líneas del Unibús están organizadas en 3 grupos: señales de transferen cia de datos, señales de prioridad de transferencia y señales de inicio y alimen tación. Por lo general las unidades están conectadas al Unibús en paralelo, aun que hay líneas que conectan en serie a los periféricos para asegurar la jerar--- quía de niveles de prioridad, finalmente la unidad que está eléctricamente más - cercana al procesador tiene la más alta subprioridad. Las conexiones ^{en las uni} con los - dades son de 2 tipos: tarjetas con circuitos de interfase, que se quitan si se quiere eli ^{en las uni} circuitos de la unidad, para lo cual se desconecta esta y se conecta un cable -- minar algún periférico, y conexiones con ^{en las uni} puente para que no se interrumpa la comunicación en el Unibús.

Para que el Unibús pueda operar es necesario que tenga conectadas terminaciones especiales no reflejantes en sus extremos. El operador de registros debe saber como restablecer la comunicación en el bus, ante cualquier falla.

UNIDAD DE TECLADO E IMPRESORA:

Es el principal medio de comunicación entre el operador y el procesador -- central. Con el teclado se mandan comandos y datos al procesador. La impresora sirve para verificar que las entradas al procesador por medio del teclado fueron recibidas y correctamente interpretadas, y para mandar mensajes del procesador - al operador.

Casi todas las impresoras tienen un impresor térmico montado en una cabeza móvil. Y las teclas tienen diferentes funciones en las distintas terminales. - Esta unidad no se comunica con el procesador central por medio del Unibús. El - teclado manda un código (por lo general USASCII) a la Unidad Central de Proceso. Y el procesador manda el código a la impresora para que lo interprete y lo imprima. Aunque el teclado y la impresora están juntas en la misma unidad no están e léctricamente conectadas.

2.- SUBSISTEMA DE PROFUNDIDAD.

Está constituido por la rueda medidora (Chairot) y el sistema contador. - Excepto por algunos controles y exhibidores, el sistema de profundidad está por duplicado (Fig. II-23).

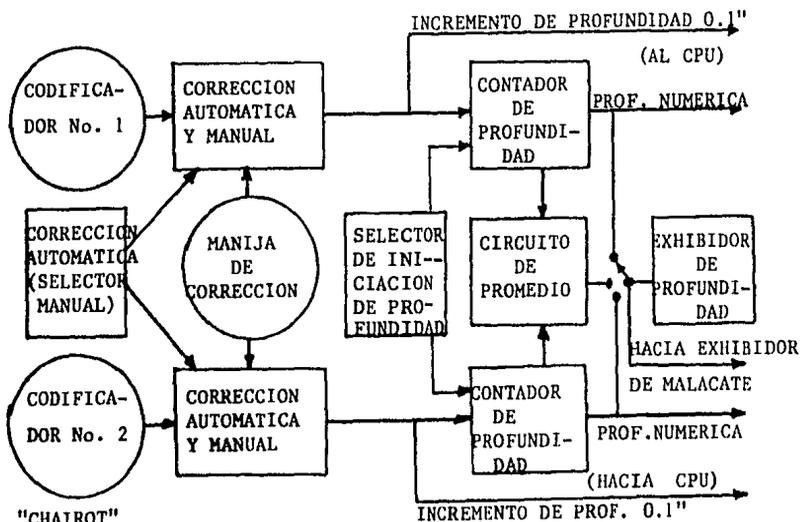


FIG. II-23.- Diagrama de bloques del Subsistema de Profundidad.

Un codificador en la rueda de medida proporciona los pulsos para hacer avanzar el subsistema de profundidad; un pulso por cada 0.1" de cable, que son acumulados en un contador cuyo valor es enviado a la computadora como profundidad numérica. Antes de que los pulsos pasen a los contadores de profundidad se efectúan correcciones por las dimensiones de la rueda de medida (electrónica) y por marca magnética (mecánica). Los contadores de profundidad acumulan los pulsos de avance para obtener el valor correcto de la profundidad, el cuál es mostrado en un exhibidor digital y enviado a la computadora por la Unidad de Electrónica para la Optica. El valor de la profundidad además es enviado a un exhibidor en el tablero del malacatero, junto con la tensión y la velocidad del cable.

Las profundidades leídas en los dos subsistemas deben coincidir si el sistema funciona correctamente. El exhibidor numérico puede conectarse a cualquiera de los dos subsistemas redundantes, o al promedio de los 2 subsistemas.

Además de los dos exhibidores de profundidad, se tienen los siguientes controles (en la mayoría de los sistemas):

- Selector de iniciación de la profundidad para ambos subsistemas.
- Manija de corrección, para corregir la profundidad de la herramienta auxiliándose de la marca magnética. Cada vuelta equivale a 0.5 m. La corrección se efectúa en una distancia 5 veces mayor a la corrección.
- Selector de corrección, para corregir el error en la profundidad debido a la velocidad de la rueda de medida. La corrección es en partes/10 000 y es independiente de la dirección del movimiento del cable.
- Selector de unidades, que se usarán para la medición de la profundidad -- (pies o metros).

3.- SUBSISTEMA DE INTERFASE.

Comprende la Unidad de Interfase para Herramientas, la Unidad General de Electrónica y la Unidad de Poder para Herramientas (Fig. II-24). Las dos primeras están por duplicado.

La Unidad de Interfase recibe señales y formas de control de las herramientas de registro en el fondo y manda las señales de los módulos, que contiene, a la Unidad General de Electrónica para su conversión digital, y así enviarlas a la Unidad Central de Proceso por medio del Unibús. La Unidad de Interfase también suministra la potencia que le llega de la Unidad de Poder y señales de control al equipo de fondo.

UNIDAD DE INTERFASE PARA HERRAMIENTAS:

Está constituida por un anaquel en cuyas ranuras (por lo general 6) se insertan los módulos requeridos para la operación de registro, con lo cual el hardware del sistema se adapta a una herramienta en particular.

Está constituida por varias tarjetas que proporcionan las conexiones para las señales y potencia entre la herramienta de fondo y la Unidad General de Elec

trónica y la Unidad de Poder para la Herramienta, los módulos efectúan las conexiones correctas.

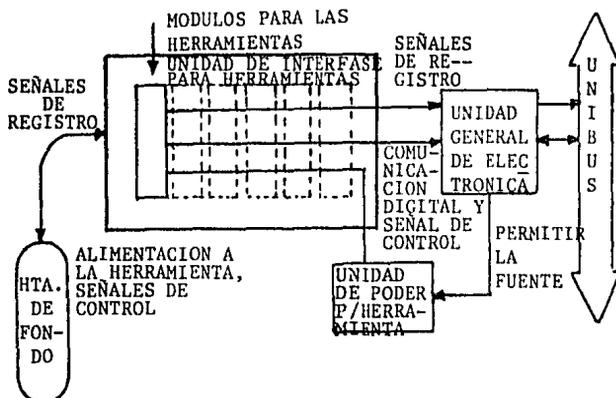


FIG. II-24.- Subsistema de Interfase.

La mitad de las ranuras (interfase 1) está conectada a una de las unidades de electrónica y la otra mitad (interfase 2) a la otra unidad redundante, aunque muchas de las ranuras están conectadas a ambas unidades por medio de un cableado cruzado. Durante la operación es importante determinar en que ranura (interfase) se insertará el módulo, para conocer cuales señales se procesarán.

El sistema verifica en que interfase está el módulo, si es el correcto para ese registro, si los interruptores están en la posición adecuada y si sólo están conectados los módulos necesarios.

Algunos sistemas computarizados no cuentan con una interfase con módulos, sino que tienen una interfase general para todas las herramientas.

MODULOS PARA REGISTRO:

Cada módulo está diseñado para usarse con una o varias herramientas de fondo específicas. En algunos aspectos son el sustituto de los tableros del equipo convencional. El módulo transmite las órdenes y la potencia al equipo de fondo.

Los módulos tienen 2 funciones: 1) Preparación de la información, ya que las señales son alteradas en la transmisión por el cable; las señales analógicas deben ser amplificadas y se debe restaurar la forma de los pulsos, antes de pasar a la Unidad General de electrónica. 2) Separación de la información, de las señales que van por un sólo conductor en el cable de registro.

Se tiene un módulo Generador de Señales para probar las unidades del sistema con un programa (software) de chequeo. También se tiene un Módulo Osciloscopio en el cual se pueden observar las señales que llegan por cada conductor del cable.

Los módulos más comunes son para: Inducción, Doble Lateral, Micro-Resistividad, Nuclear (Rayos Gamma, Neutrón, Densidad, Litotensidad), Sónico, Echados, Tiempo de Decaimiento Termal, Disparos (Pistolas, Sacamuestras, Multiprobador) y Digitización de Ondas (Magnético Nuclear y Sónico). Para las herramientas nuevas (comunicación por cable) se tienen módulos de Telemetría.

Existe un módulo con el que se puede emplear el tablero de un servicio particular del equipo convencional, si se carece del módulo adecuado para el sistema computarizado.

UNIDAD GENERAL DE ELECTRONICA:

Es la interfase entre el equipo de fondo (por medio de la Unidad de Interfase para la Herramienta) y la computadora. Sus funciones básicas son: a) convertir las señales analógicas y pulsos a un código digital antes de mandarlos a la computadora, b) servir de interfase a la comunicación digital y a las señales de control entre la computadora y los módulos, c) suministrar al sistema señales de control de tiempo.

Esta Unidad está dividida en 2 interfases similares (aunque por lo general no son idénticas), cada una conectada a un grupo de ranuras para módulos en la Unidad de Interfase, por lo que se puede registrar con sólo una de estas. Cada interfase consiste básicamente de 3 secciones: a) Interfase General.- sirve para acoplar las señales de esta Unidad al Unibús y viceversa. Permite la transmisión de datos sin interferir en el uso del Unibús por otras Unidades. b) Circuitos Analógico/Digital.- permiten convertir hasta 32 canales de señales, para transmitirlos a la computadora a través de un multiplexador. Los canales pueden ser: regulares, pares de multiganancia, rápidos, para Potencial Natural, para Localizador de Coples, para Tensión del sistema, de referencia y otros sin asignar. c) Circuitos de Entrada/Salida digital.- convierten los datos de registro en forma de pulsos a un código digital, por medio de contadores y temporizadores. También sirve, en combinación con la interfase, para la comunicación digital y las señales de control entre la computadora y el módulo. Y para habilitación de potencia para la herramienta a través de la Unidad de Poder.

Esta unidad tiene exhibidores frontales: Exhibidor numérico controlado por el programa para monitorear los parámetros de interés durante el registro. Registro de Estado, controlado por el programa para avisar al operador de los puntos del programa que requieren su atención, mediante luces monitoras.

UNIDAD DE PODER PARA HERRAMIENTAS:

Manda la alimentación de corriente (Alterna o Directa) al equipo de fondo para registros y para disparos. Puede incluir las siguientes fuentes (dependiendo del sistema) (Fig. II-25):

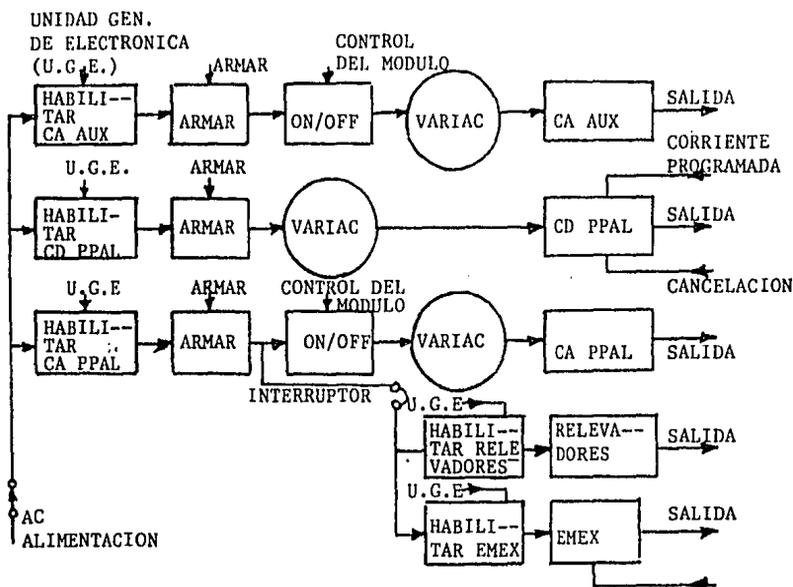


FIG. II-25.- Diagrama de bloques de la Unidad de Poder para Herramienta.

- a) CA Principal, de 0 a 800 V. y 0.75 A., para alimentar el cartucho.
- b) CA Auxiliar, de 400 V. y 0.75 A., para abrir y cerrar sondas.
- c) CD Principal, de 400 V. y 1 A., es una fuente de corriente constante.
- d) Emex, de 0 a 175 VCD y 0.2 A., para la herramienta de Echados.
- e) Relevadores, de 500 VCD y 0.1 A., su salida es fija.

Cada una de las fuentes debe ser activada por el programa mediante la Unidad General de Electrónica para permitir que la potencia pueda ser aplicada manualmente por el ingeniero operador.

4.- SUBSISTEMA OPTICO.

Consiste de la Unidad de Electrónica para la Optica (2 Interfases), la unidad de Poder para la Optica (por duplicado), la Unidad de Monitor Optico, 2 Unidades de Película y una Unidad Impresora/Graficadora (Fig. II-26). El subsistema Optico conecta a la computadora por medio del Unibús. Los datos de registro entran al subsistema y son cambiados a un formato especial de video en la U. de Electrónica, el cual será usado por la U. de Película y Monitor.

El Subsistema Optico tiene las características requeridas para la presentación de datos de registro, tiene la capacidad de generar caracteres alfanuméricos tal como se requiere en los resúmenes de calibración y números de profundidad, etc., codificación de áreas para el achurado entre las curvas de registro, densidad variable, formas de onda del Sónico y gráficas de flechas para resultados de interpretación de Echados.

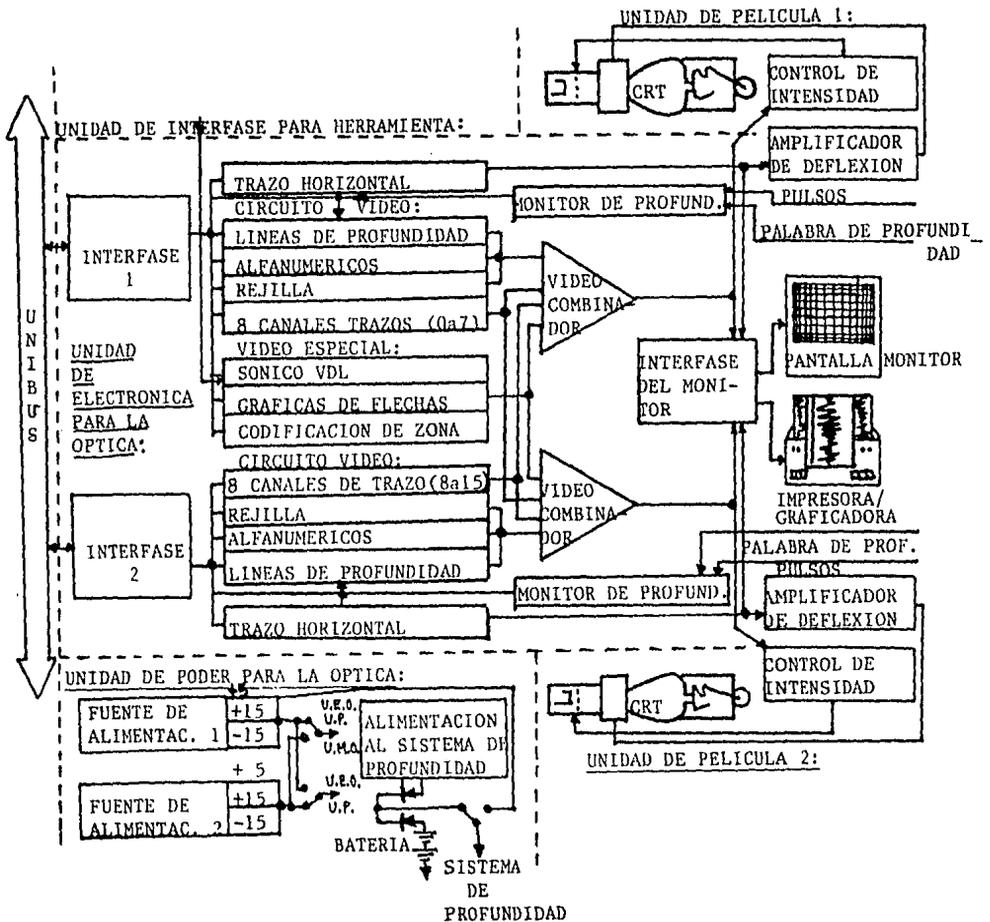


FIG. II-26.- Subsistema Optico de Registro.

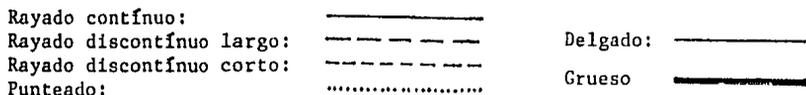
UNIDAD DE ELECTRONICA PARA LA OPTICA:

Convierte los comandos y las señales de los datos provenientes de la U. -- Central de Proceso, en señales de control y video para las unidades ópticas de salida (Monitor, Película e Impresora/Graficadora). La mayor parte de la circuitería de este subsistema está por duplicado (2 interfasas) para poder trabajar con cualquiera de ellas y poder obtener por lo menos 8 trazos (curvas).

Esta Unidad está constituida por los circuitos que se describen a continuación (en cada interfase):

- Interfase.- proporciona la interfase entre el subsistema y el Unibús.
- Trazo Horizontal.- controla el movimiento del haz del tubo de rayos catód-

- dicos de las U. de Película y Monitor.
- Video.- genera las señales de video necesarias para obtener números y líneas de profundidad, rejillas y control de trazos sobre la película. El video de acceso directo genera las líneas de rejilla de acuerdo a un patrón memorizado en el procesador central. Los números de profundidad se obtienen del generador de caracteres alfanuméricos en una memoria ROM. El circuito de generación y control de trazo controla 8 canales en cada interfase, los cuales se pueden enviar en su totalidad a una sola película; este circuito interpola los puntos de registro para obtener una curva continua. Los trazos de todos los canales ópticos se pueden codificar para distinguir las curvas (Ver Fig. II-27).
 - Video Especial.- Está constituido por los circuitos de codificación de áreas, de gráficas de flechas y de formas de onda del Sónico y Densidad Variable, por lo general estos circuitos se encuentran en una sola interfase. El circuito de codificación de áreas genera 13 diferentes patrones que pueden superponerse, el Procesador Central controla los límites y el tipo (Ver Fig. II-27). Las formas de onda del sónico se pueden registrar solas o superpuestas con la Densidad Variable (en 1 o 2 carriles). El circuito de gráficas de flechas sirve para la interpretación de Echados, en este caso se usa el circuito de deflexión vertical del tubo de rayos catódicos.
 - Combinador de Video.- recibe todas las señales generadas por los otros circuitos y la señal combinada resultante la manda a las unidades ópticas de salida.
 - Interfase de Monitor.- suministra las señales al Monitor.
- CODIFICACION DE TRAZO -



- PATRONES DE CODIFICACION DE AREA -

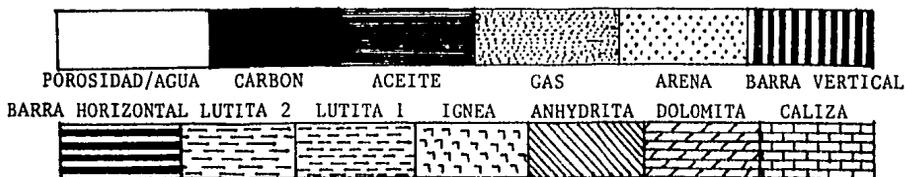


FIG. II-27.- Codificación de trazo de las curvas de registro y de las áreas entre estas.

UNIDAD DE PODER PARA LA OPTICA:

El Subsistema Optico tiene alimentación de corriente directa a partir de una fuente propia (redundante), la tensión de 117 VCA alimenta a las fuentes y a su salida se obtienen los voltajes de ± 15 VCD y ± 14 VCD. Se tiene un circuito de control y protección que corta la alimentación de las fuentes en caso de sobrevoltajes y sobretemperaturas.

La U. contiene un sistema de batería y cargador que mantiene el Subsistema de Profundidad funcionando en caso de falla de la alimentación primaria.

UNIDAD DE MONITOR OPTICO:

Está constituida por un osciloscopio con memoria y controles e indicadores para el sistema. El osciloscopio recibe señales de control de la U. de Electrónica para la Óptica, con lo cual se puede monitorear la información que se registra. La imagen en la pantalla del monitor es de mismo tamaño de la película, por lo -- que se puede correlacionar las curvas. En el osciloscopio de Tektronics el intervalo mostrado corresponde a 25 m. de registro en una escala de 1/200. Casi todos los modelos tienen un circuito de protección del fósforo.

Por lo general en esta unidad se encuentran la mayoría de los controles e indicadores del sistema, los más comunes son: a) para aplicar corriente a las 2 - U. de película, b) para avance de la película bajo control de la computadora, c) para dejar espacios en blanco corriendo la película, d) indicadores luminosos de falla (intensidad o cantidad) en la U. de Película, e) para ver las formas de onda del Sónico en el monitor, f) para borrar la imagen del monitor, g) para ver -- por separado los trazos del Sónico, h) para seleccionar la imagen en el monitor - de alguna de las 2 películas, i) para detener la imagen del registro en el moni-- tor, j) para conectar el sistema de profundidad al chairot (contador del cable) o a un oscilador interno (6 000 ft/hr), k) para controlar la dirección del movimien-- to del Subsistema de Profundidad (hacia arriba o abajo) cuando se usa el control interno, l) interruptor principal de alimentación al Subsistema Optico.

UNIDAD DE PELICULA:

Imprime datos de registro sobre una película, bajo control de la U. de Elec-- trónica. La fuente de luz es un tubo de rayos catódicos con una pantalla de fi-- bras ópticas que está en contacto directo con la parte sensible de la película. El haz electrónico se mueve horizontalmente sin movimiento vertical cada 4 mseg., por cada barrido la película avanza 0.0025pulg. Conforme el haz avanza se borra por la señal de control.

El circuito de deflexión vertical se usa cuando se imprimen formas de onda del Sónico y flechas para Echados, y también es usado por el circuito de protec-- ción del fósforo.

Los principales circuitos que constituyen la Unidad son:

- Control de Intensidad.- combina toda la información de video de la U. de - Electrónica en una sola señal compuesta la cual se manda a la rejilla de - control. Una fotocelda colocada junto a la pantalla mantiene constante la intensidad.
- Corrector de Geometría.- compensa las características no lineales de de--- deflexión en la pantalla plana del tubo de rayos catódicos.
- Amplificador de Deflexión.- convierte las señales corregidas provenientes del circuito corrector de geometría en corrientes que envía a la bobina de deflexión.

deflexión.

- Protección de Fósforo.- protege el fósforo del tubo de un posible daño debido a alguna falla (intensidad y movimiento del haz) en el circuito de de flexión horizontal, o si la cantidad de película es menor del 5%. El haz se moverá verticalmente fuera de la pantalla.
- Enfoque y polarización.- aplican voltajes a las rejillas para realizar estas funciones. El voltaje de enfoque varía con la posición del haz.
- Avance del Motor.- convierte las señales de avance de la U. de Electrónica en corriente de control para el motor de la película.
- Fuentes de Alimentación.- consiste en varias fuentes de bajo voltaje para la electrónica de la unidad y el filamento, y una fuente de alto voltaje - de 10 KV. para el ánodo del tubo y para el voltaje de enfoque. Se tiene - un circuito de retardo de la fuente de alto voltaje, para sincronización - cuando se empieza a registrar.

UNIDAD IMPRESORA/GRAFICADORA:

Proporciona una impresión visual del registro mientras se efectúa la operación. Utiliza por lo general una técnica de escritura electrostática con partes móviles para manejar el papel y accionar las funciones, esto da por resultado una operación silenciosa, confiable y a gran velocidad. La entrada a la Unidad puede ser en serie o en paralelo. Se tienen 132 caracteres por línea y 9.1 líneas por pulgada. El papel avanza a razón de 1 ips.

5.- SUBSISTEMA DE CINTA Y DISCO.

El Subsistema está compuesto por 2 unidades de: cinta en carrete, cinta en cartucho, discos o la combinación de ambas. El Subsistema realiza 3 funciones -- principales: lectura de cintas o discos programa, grabación de cintas o discos de datos y lectura y/o combinación de cintas o discos de datos. Los 3 tipos de unidades pueden realizar estas funciones, ambas se comunican con el procesador central y la memoria a través del Unibus y tienen controladores separados. A cada unidad se le asigna el tipo de función que va a realizar.

UNIDAD DE CINTA EN CARRETE:

Puede almacenar gran cantidad de información. Cada unidad contiene un --- transportador y un controlador independientes entre sí. El transportador incluye las partes mecánicas y la electrónica para controlar el movimiento y grabación de la cinta. El controlador comprende los circuitos de control de la unidad y de comunicación con el procesador central y la memoria, para posicionar la cinta y --- transferir datos entre la memoria y la cinta.

Un motor de CD y un servoamplificador garantizan que el cabrestante mueva - la cinta a 12.5 pulg/seg., se requiere una señal rampa para controlar el cabres--- tante, su polaridad determina la dirección del movimiento del motor. Se tiene un

sistema sensor para mantener la tensión de la cinta por medio de brazos. - Un circuito de fotodiodos detecta las marcas reflejantes del inicio (BOT) y fin de la cinta (EOT).

FORMATO DE LA CINTA.

La cinta empleada es de 9 carriles, para su grabación emplea el código NRZI (Non-Return Zero Inverted) compatible con USASCII (IBM), por lo que la cinta puede ser leída en casi cualquier centro de cómputo. La cinta se graba con una densidad de 800 bpi, 8 bits son usados para datos y el noveno se emplea para control de paridad. 9 bits forman un carácter, un grupo de caracteres constituyen un marco, el intervalo entre marcos (IRG) es de 0.6"; un conjunto de marcos constituye un archivo.

Un marco en una cinta programa puede corresponder a una fase del programa de servicio, en una cinta de datos un marco puede corresponder al conjunto de datos grabados en varios pies de registro. Un archivo en una cinta programa consiste de las fases del programa para un servicio en particular, en una cinta de datos puede contener todos los datos de una corrida.

Mediante el sistema de lectura después de la escritura se controlan los bits de paridad para observar que los datos se están grabando correctamente en la cinta. Se utilizan 3 tipos de control de paridad: paridad transversal (impar), carácter redundante de verificación longitudinal (par), carácter redundante de verificación cíclica.

Las cintas con de 6 pulg. de diámetro y $\frac{1}{2}$ pulg. de ancho.

UNIDAD DE CINTA EN CARTUCHO:

Las unidades más utilizadas contienen 3 transportes de cinta en un sólo controlador, con capacidad de 48 Mbytes, los cuales pueden ser usados para lectura y escritura. A diferencia de la U. de Cinta en Carrete esta unidad es controlada directamente por el procesador y la información se lee y escribe a mayor velocidad.

Esta unidad contiene 3 circuitos principales los cuales controlan el transporte de cinta, la interfase y los comandos del Procesador Central. Por medio del circuito de memoria la Unidad transfiere o recibe datos de la memoria del Procesador, este circuito controla la comunicación de la Unidad a través del Unibús. El circuito de interfase acopla los datos entre la memoria y el formador, que manda las señales de control a los 3 transportes.

FORMATO DE LA CINTA:

Se usa el formato Manchester II para grabar los datos en 4 carriles con --

una densidad de 1 600 bpi. La Fig. II-28 ilustra la organización de la cinta -- del cartucho.

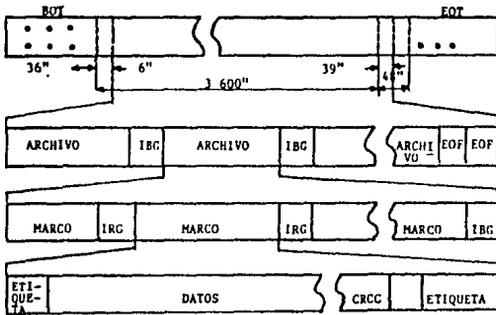


FIG. II-28.- Organización de la cinta del cartucho.

UNIDAD DE DISCO:

Algunos sistemas nuevos incluyen unidades de discos duros, con lo cual se incrementa a 42 Mbytes la memoria disponible, además se incrementa la velocidad de almacenamiento. Por lo que se puede aumentar el volumen de datos y su procesamiento en las operaciones de registro.

6.- EQUIPO DE APOYO:

UNIDAD DE PODER DEL SISTEMA:

Da alimentación a las siguientes unidades de la unidad computarizada: la Unidad de Cinta en Carrete, la Unidad de Teclado/Impresora, la Unidad de Interfase para Herramientas, la Unidad de Poder para Herramientas, la Unidad Auxiliar de la Computadora, la Unidad General de Electrónica y la Unidad de Ventilación. La mayoría proporcionan las siguientes salidas: 5 VCD a 60 Amáx (se usan 25 A), ± 15 VCD a 2 Amáx, ± 28 VCD a 1.5 Amáx. Esta unidad está por duplicado, si alguna falla la otra proporciona toda la carga automáticamente. Las Unidades de Poder del Sistema consisten de hasta 8 fuentes modulares (de diferentes marcas) y un circuito para indicación de fallas.

UNIDAD DE VENTILACION:

Proporciona ventilación a todo el sistema, consiste de 2 ventiladores (de 115 VCA). Cualquiera de ellos puede proporcionar la ventilación necesaria. Si ambos ventiladores fallan o si el aire extraído tiene una temperatura superior a 65° C., el circuito de control mandará una señal de protección remota provocando que se corte la alimentación del Sistema.

LOGITRONICA (SOFTWARE).

1.- PROGRAMAS Y ORGANIZACION.

Los Sistemas computarizados cuentan con diversas versiones de software que se van actualizando. El software de los sistemas computarizados está organizado en la cinta o disco programa, y es necesario cargarlo en la memoria de la Unidad de Computadora para que pueda operar el sistema. Se tienen los siguientes programas:

- a) ROM Lector (Bootstrap). Está alambrado en la memoria ROM y no se puede borrar. Su función es leer el programa Cargador de la cinta o disco a la memoria (RAM) de la computadora. No es parte del software.
- b) Cargador. Incluye el sistema operativo. Permite cargar el programa requerido en la cinta a la memoria de la computadora.
- c) Programas de Registro. Aunque una parte de estos programas es común a todas las herramientas, cada herramienta requiere de un programa particular. Este programa principal está dividido en subprogramas o programas más pequeños de cada una de las etapas de registro (Fases): Inicialización (Set Up), Calibración (Antes y Después), Registro, Reproducción (Playback), Transmisión de Datos (Broadcasting) y Prueba del sistema.
- d) Chequeo (Check). Es un programa especial que permite verificar el correcto funcionamiento de los circuitos de las unidades del Sistema. Se ejecuta a discreción del operador.
- e) Productos. Son programas (diferentes para cada versión) que permiten obtener los productos del sistema como: histogramas, gráficas cruzadas, etc. Así como programas de interpretación rápida en el pozo ("Quick-Look"), como: Modelo de Doble Agua, Echados, Profundidad Vertical Real, etc. Ver Cap. III.

La memoria no es lo suficientemente grande para almacenar toda la información necesaria para completar las operaciones de registro, el software se divide en programas (fases) suficientemente pequeñas para ser manejados. Sólo se carga un programa de estos a la vez, dependiendo de la etapa del registro en que se encuentre la operación.

El software del sistema está diseñado para usar la memoria efectiva. Existen 4 niveles generales de memoria en los que se arregla la información:

- 1.- Area del Cargador.- almacena el programa Cargador (Loader). En algunos sistemas se incluye en el área común.
- 2.- Area Común.- contiene información tal como los parámetros seleccionados y los datos del pozo, los cuales deben ser comunicados de un servicio a otro. Esta área se usa para comunicarse con el programa cargador.
- 3.- Area de Tablas.- contiene información específica de las herramientas para una combinación en particular. Las tablas son transferidas de una fase a la otra; si en una fase se realiza algún cambio, la tabla se actualiza.
- 4.- Area Dinámica.- contiene la información del programa relativo a la etapa (fase) específica que se esté corriendo. Esta área se renueva en cada etapa (fase).

La secuencia de los archivos de datos en la cinta es la siguiente (Fig. -- II-29), el primero es la etiqueta, usada para identificar el carrete, se genera en la etapa (fase) de Inicialización. Los subsiguientes archivos son generados en las etapas siguientes cuando toman el control. En ^{la} etapa de Registro se puede generar más de un archivo.

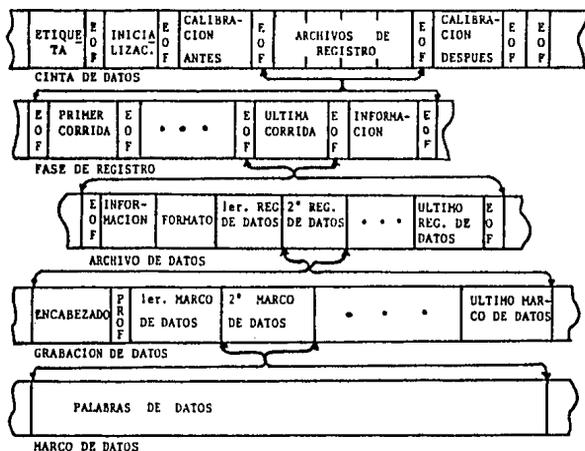


FIG. II-29.- Formato de la cinta de datos de registro.
2.- INICIO Y OPERACION DE PROGRAMAS.

Una vez alimentado el Sistema, el programa ROM Lector (Bootstrap) alambrado permanentemente lee el programa Cargador de la cinta o disco y lo almacena en la computadora. Una vez que el programa Cargador está en la memoria se inicia la comunicación con el sistema por medio de comandos del Teclado/Impresor. Cuando el programa cargador carga la Fase inicial del programa de registro seleccionado su trabajo está terminado y es destruido. Al término de esa Fase, el programa llama a un Cargador residente para cargar la siguiente Fase.

La comunicación con el software del sistema se realiza por medio de comandos en el Teclado/Impresor. Este tiene 4 estados diferentes: 1.- Salida, el sistema imprime un mensaje; 2.- Listo, el sistema está listo para recibir una entrada; 3.- Entrada, se alimenta el sistema con un comando o dato; 4.- Imposibilitado, el sistema está realizando una tarea y no acepta entradas.

Se tienen 2 tipos de entradas: entrada de comando en el estado de Listo, y entrada requerida que es una respuesta a un mensaje de sistema. Se tienen 3 tipos de mensajes que requieren una respuesta: a) pregunta (Si/No), b) investiga el valor del dato (valor), c) verifica el cambio de dato (V).

Los comandos de entrada especifican las operaciones que serán realizadas y definen su ejecución. Son específicos a cada Sistema Computarizado en particu--

lar, el formato más común es el siguiente:

COMANDO - CAMPOS DE DEFINICION

Los más comunes para interacción con los programas son: Carga (LOAD), Correr (RUN), Ejecuta (PERFORM) y Ayuda (HELP); por lo general el sistema responde si se teclean los primeros 4 caracteres. Además de los comandos, la mayor parte de la comunicación con el sistema se realiza utilizando códigos nemotécnicos alfa numéricos que son memorizados con facilidad (Ver Sec. 2.1.).

3.- PROGRAMAS DE LAS ETAPAS DE UN REGISTRO (FASES).

Debido a la capacidad de la memoria, se puede cargar sólo un programa de una etapa (Fase) del registro. Estas etapas (Fases) del registro son: Inicialización (Set Up), Calibración Antes y Después, Registro, Reproducción (Playback), -- Transmisión de Datos (Broadcasting) y Prueba del sistema.

La jerarquía del software es la siguiente: Programa- Fases- Tareas- Subtareas- Tablas- Datos.

INICIALIZACION:

Es la etapa de adquisición de datos para la operación, se especifica el tipo de servicio, se etiqueta la cinta de datos y se manipulan los datos de las tablas según se requiera, para preparar al sistema para correr el registro. Con el equipo convencional en esta etapa se conecta la herramienta, se ponen valores en el tablero y se coloca la cinta y la película.

Las principales tareas de esta fase son: configuración de la sarta de herramientas, inicialización de las constantes, iniciación de la cinta de datos, entrada de los datos del pozo (Subtareas: operación, pozo, herramienta, lodo, encabezado) y selección del formato de registro.

Tablas del Software.- contienen los datos de operación del registro y están almacenadas ordenadamente en la memoria; pueden observarse en los sistemas ópticos y cambiar sus valores a través del Teclado/Impresor. La información de las tablas es análoga a los interruptores y posición de los botones de los tableros del equipo convencional. Los datos y constantes se pueden agrupar en las siguientes tablas:

- a) Presentación.- define las curvas disponibles y como serán presentadas en las unidades ópticas, varía según el servicio y formato de presentación.
- b) Entradas.- se tiene la información que la computadora necesita para obtener, memorizar y calibrar los datos de entrada (señales).
- c) Salidas.- contiene los valores de salida grabados en la cinta o en las películas.
- d) Herramienta.- contiene las características de la herramienta (longitud, peso, etc.).
- e) Película.- define la rejilla, escala de profundidad y codificación de los

- f) Areas.- define los tipos de sombreados entre las curvas y las diferentes codificaciones.
- g) Constantes.- contiene los valores de las constantes del sistema y del -- servicio.
- h) Equipo.- controla el estado de los periféricos del sistema.
- i) Curvas.- contiene todas las curvas posibles que pueden ser presentadas - en las películas.
- j) Sónico.- contiene las constantes para el equipo Sónico.

La información contenida en las tablas se puede modificar con los siguientes comandos (en Inglés): Lista, Habilita, Deshabilita, Cambia, Exhibe, Formato, Monitorea, Omite, Detente, Blanco, Obtén, Edita, Transmite, Ayuda, Carga, Ejecuta, Corre, Termina, Observa, Espera, etc. Los cuales son característicos de cada sistema particular. El formato más general es: Comando - Tabla - Renglón - - Columna - Valor.

CALIBRACION:

Bajo control del programa el sistema efectúa secuencialmente los pasos requeridos para calibrar las herramientas de un servicio particular seleccionado. Graba los datos de calibración en la cinta, los guarda en la tabla de entradas y proporciona un resumen de la calibración en el impresor. Esta fase se realiza - antes de registrar para asegurar una calibración inicial. Y después de la operación de registro para verificar que los parámetros de calibración obtenidos son aplicables aún al final del registro.

Las tareas comunes para las herramientas son: Verificación del módulo de - interfase para la herramienta (si es el correcto), habilitación de las fuentes - de poder de la herramienta, listado del resumen de calibración. Las tareas particulares a cada tipo de herramienta son: calibración de calipers, calibración - de detectores, calibración electrónica y calibración de echados. La secuencia - de las tareas depende de la combinación de herramientas, algunas tareas pueden - saltarse y otras son necesarias para la ejecución de otras.

REGISTRO:

Es la etapa en la cual la herramienta es corrida en el pozo. El operador inicia la etapa e inmediatamente el computador toma el control de las operacio-- nes, en esto difiere de las otras Fases. Se puede registrar hacia arriba o ha-- cia abajo, contra profundidad o contra tiempo. Antes de que comience la adquisi ción de datos, las tablas y el formato de grabación son vaciados a la cinta de - datos. Durante esta etapa se pueden monitorear los parámetros registrados, en - forma gráfica o digital.

REPRODUCCION:

Esta Fase es corrida a discreción del operador, durante ella se lee la cinta de datos y se genera una nueva película si se desea. Es posible hacer cálculos extras para interpretaciones rápidas o filtrar información indeseable o recalibrar algunos datos, con lo que se puede generar un registro totalmente diferente al obtenido en tiempo real. En esta fase, se realiza el encabezado del registro.

TRANSMISION:

Con el software necesario para la transmisión y recepción de datos.

PRUEBA:

Es un programa que se utiliza antes de la operación en el campo, para probar los circuitos de cada una de las unidades del Sistema Computarizado y localizar posibles fallas. Se utiliza junto con un módulo (hardware) de pruebas. Este programa se describe en el Cap. VI.

2.3. EQUIPO DE FONDO, DE CALIBRACION Y AUXILIAR.

2.3.1. CABLES, CONDUCTORES Y CONECTORES.

El equipo que entra al interior del pozo está formado por: cable electro--mecánico, brida y herramienta de fondo (cartuchos, sondas, calibradores, centralizadores, tapones de nariz, etc.).

CABLE ELECTROMECHANICO.

Puede ser monoconductor, usado en operaciones especiales, de disparos y en registros de producción; o multiconductor (7 conductores) usado en registros geofísicos en general. Sus funciones son: a) sostener la herramienta de fondo y -- controlar su velocidad, b) conducir las señales eléctricas entre el equipo de -- fondo y de superficie, c) medir la profundidad.

El cable está devanado sobre el tambor antimagnético del malacate. Tiene una armadura formada por dos capas de acero galvanizado ent chadas, para proteger a los conductores de la fricción, y para dar la flexibilidad y resistencia mecánica necesaria en su manejo. Los conductores son de cobre-cadmio con resistencia de 226 Ω por cada 6 000 metros (Fig. II-30).

La longitud del cable fluctúa entre 5 490 m. y 7 625 m. (18 000 a 25 000 - pies). Los diámetros más comunes son, de 7/32" y 5/16" para monoconductor y de 15/32" para multiconductor. Y los esfuerzos de ruptura son 2 500, 5 000 y 8 182 kg. respectivamente.

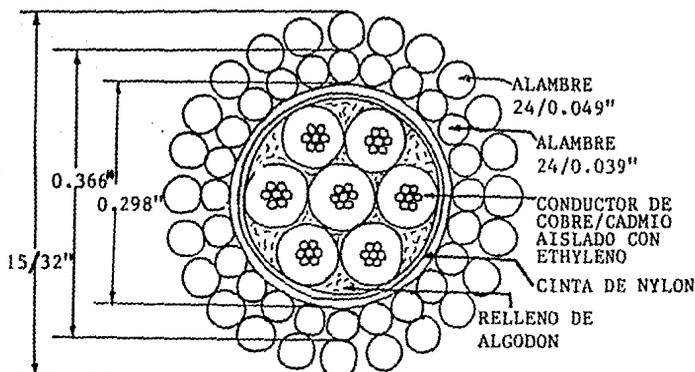


FIG. II-30.- Cable armado de 7 conductores.

El cable está marcado magnéticamente (en forma automática o manual) cada 50 o 25 m. Estas marcas son detectadas en una polea y sirven para corregir el error de elongación provocado por la tensión. Se recomienda marcarlo cada 2 meses. Antes de cada operación se debe verificar la continuidad (220Ω máx. por cada 6 000 m. de cable) y aislamiento ($20 M\Omega$ min. con respecto a la armadura) de los conductores.

BRIDA.

Es una sección corta de cable especial de 10 conductores y sirve para conectar eléctrica y mecánicamente el extremo del cable con la cabeza de la herramienta de fondo. Consta de: unión torpeda, "manguera" especial y cabeza. (Fig. II-31).

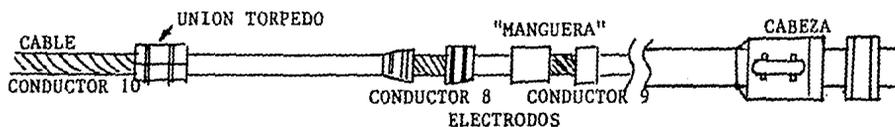


FIG. II-31.- Partes de la Brida.

La Unión Torpeda es un tubo seccionado longitudinalmente que sirve para conectar mecánicamente la punta del cable a la brida. Y protege contra la presión del pozo a la conexión eléctrica dentro.

La "Manguera" tiene una longitud específica (de 80 a 34 pies) de cable multiconductor (10 conductores) con alma de acero, recubierto con hule, Neopreno o Teflón (para temp. de hasta 230°C .) y Epon (resistente al gas). Su función es dar distancia entre la sonda y la tierra de la armadura del cable, y llevar los electrodos para el SP (conductores 8 y 9) aislados. En el extremo de la "manguera" que conecta a la cabeza hay un "Punto Débil" constituido por un pedazo de cable de aviación aislado que se rompe al excederse la tensión del cable, soltándose la herramienta. Se tienen 2 tipos de Punto Débil más comunes, -

el usado para multiconductores rompe a una tensión de 5 460 a 6 000 lbs. y el usado para multiconductores rompe a una tensión de 5 460 a 6 000 lbs. y el usado con cable monoconductor rompe a una tensión de 3 500 a 4 200 lbs.

La Cabeza conecta la brida a la herramienta de fondo. La conexión eléctrica se hace con conectores hembras (10 ó 1) que conectan a los conectores machos del cartucho y la conexión mecánica por medio de una tuerca loca. Se tienen diversos tipos de cabezas para las diferentes herramientas de fondo, algunas no -- tienen la "manguera" con los electrodos. Algunas cabezas tienen una ranura en -- la cual se inserta el "termómetro de máxima" que mide la temperatura del fondo -- del pozo.

2.3.2. HERRAMIENTAS:

2.3.2.1. COMPONENTES.

En esta sección se incluye el equipo de calibración y auxiliar, que forma parte del equipo de superficie. En el equipo de calibración tenemos: calibradores de pistón, aros para Caliper; reglas, cajones, bloques y tanques para calibrar las herramientas radiactivas, llave y berbiquí para transportar y conectar fuentes radioactivas; blocks de Aluminio y Azufre y enjarres artificiales para -- calibrar herramientas; aro-resistencia para Inducción y puentes para electrodos. En el equipo auxiliar tenemos: sondas artificiales, tierras artificiales, cajas de pruebas para abrir y cerrar sondas, tubos protectores; y platos (para soste-- ner herramientas), cuello de ganso (para evitar que se doble la brida), burros y llaves para manejar las herramientas.

Las herramientas de fondo incluyen: cartuchos y fundas, sondas con o sin -- patines, electrodos para retorno de corriente, fuentes, adaptadores, centraliza-- dores, excentralizadores, tapones de nariz y tapones para guardar herramientas.

La función del cartucho es: proporcionar la alimentación para la sonda, ge-- nerar los pulsos de control de los transmisores y detectores (receptores), reci-- bir las señales de la sonda y amplificarlas y procesarlas adecuadamente para en-- viarlas por el cable al equipo de superficie. Sus circuitos más comunes son: am-- plificadores, generadores de pulsos, rectificadores, circuitos para procesar la señal y fuentes de poder.

La función de la sonda es medir las propiedades de la formación a través -- del sistema de detección. Consta de: fuentes (transmisores) y detectores (recep-- tores o sensores), sistema hidráulico, circuito de disparo de pulsos para los -- transmisores, potenciómetro del calibrador, etc. Su profundidad de investiga-- ción dependerá por lo general del espaciamiento entre electrodos (transmisores y receptores) y de la conductividad de la formación. La resolución vertical, de--

pendará de la geometría de la herramienta, su tipo de medición y respuestas parásitas, y del espesor entre capas y contrastes de resistividad (Fig. II-32).

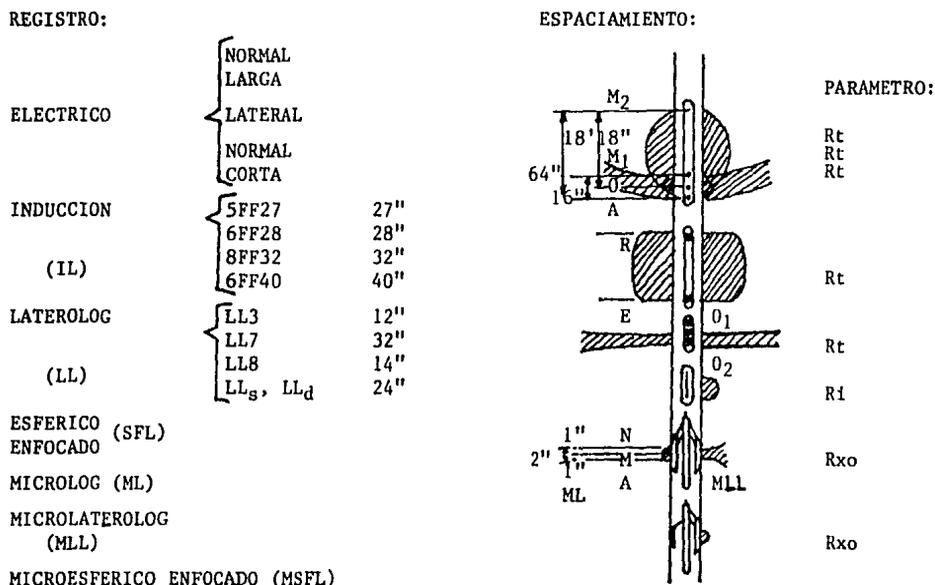


FIG. II-32.- Patrones de Investigación de herramientas comunes.

2.3.2.2. HERRAMIENTAS COMUNES.

A) REGISTROS DE RESISTIVIDAD:

INDUCCION:

La herramienta fué diseñada para medir la resistividad de la formación, -- (Rxo y Rt) operando en pozos que contienen lodo base aceite o perforados con aire. Los dispositivos de Inducción se enfocan a fin de disminuir la influencia del pozo y de las formaciones adyacentes. También están diseñados para investigación profunda y para disminuir la influencia de la zona invadida. Son muy confiables en formaciones de baja resistividad de hasta 200 Ω m.

Se tienen 2 tipos de equipos principales el Inducción sencillo y el Doble Inducción, que obtiene 2 medidas a diferente profundidad de investigación.

Principio de Medición: aunque las sondas de Inducción tienen varias bobinas transmisoras y receptoras coaxiales, el principio se entiende mejor considerando un sólo par. A la bobina transmisora se envía corriente alterna de intensidad constante y de alta frecuencia (20 KHz), su campo magnético alterno induce corrientes secundarias en la formación, que fluyen en trayectorias circulares co

axiales a la bobina transmisora. Estas corrientes crean, a su vez, campos magnéticos que inducen señales en la bobina receptora. Las señales recibidas son --- prácticamente proporcionales a la conductividad de la formación. Cualquier señal producida por acoplamiento directo entre bobina transmisora y receptora, se balancea y elimina en los circuitos de medición (Fig. II-33).

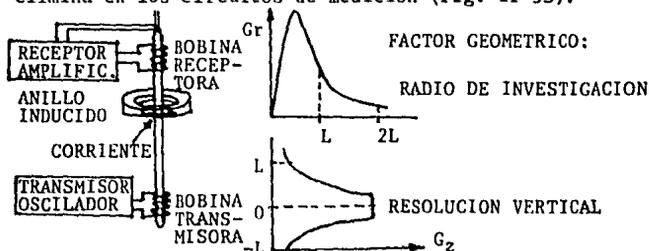


FIG. II-33.- Principio de medición de la herramienta de Inducción

Equipo: se tienen 2 tipos: 1.- Sistema de Inducción sencillo, que usa la configuración 6FF40 (6 bobinas, enfoque horizontal y vertical, 40" entre bobinas principales), además de un electrodo para Potencial Natural (SP) y electrodos para la curva de Esférico Enfocado (Fig. II-34).

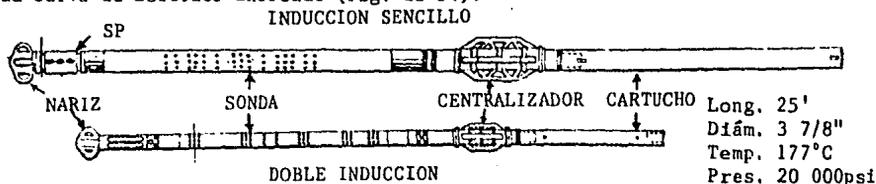


FIG. II-34.- Herramientas de Inducción (Schlumberger).

Consta de: cartucho y funda, sonda, adaptador (10 a 31), centralizador y - tapón de fondo. El cartucho consta de fuente de poder, circuito de conductividad para Inducción y circuito de conductividad para Esférico Enfocado. La sonda contiene los circuitos de calibración, el arreglo de bobinas en un recipiente --- con aceite a presión y los electrodos del esférico enfocado y SP. 2.- Sistema - de Inducción Doble, que tiene un dispositivo de investigación profunda (ILD) y - uno de investigación media (ILM), además de SP Y el Lateroperfil8. Basicamente consta de las mismas partes que el Inducción Sencillo, adicionando los circuitos para la otra curva de Inducción.

ENFOCADOS:

Estas herramientas fueron diseñadas para enfocar la corriente dentro de la formación y reducir los efectos de capas laterales y de agujero. La profundidad de penetración de la corriente depende del espaciamiento de los electrodos. Tienen la ventaja de que pueden operarse en lodos muy conductivos o formaciones como carbonatos. Su profundidad de investigación es grande y su resolución vertical excelente. También es superior para la determinación de R_t en caso de grandes contrastes resistivos (R_t/R_s o R_s/R_t).

Utilizan un sistema de electrodos múltiples arreglados para que forcen la corriente dentro de la formación. Los arreglos típicos son: LL3 (Lateroperfil de 3 electrodos), LL7, LL8 y Doble Lateral (LLd y LLs).

Principio de medición: para obtener una medida de investigación profunda -- cuando hay efectos defavorables, se enfoca la trayectoria de la corriente. El efecto de enfoque se logra al enviar a través de 2 electrodos guardia (A_1 y A_2) una fuerte corriente de oposición (I_b) con la misma polaridad que la corriente de medición (I_o), ver Fig. II-35.

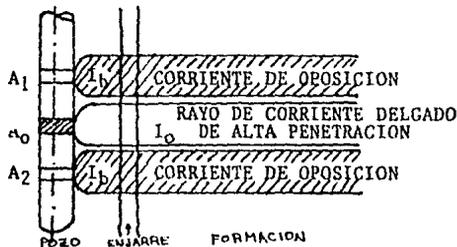


FIG.- II-35.- Principio de medición de las herramientas enfocadas.

Equipo: Sistema LL7.- La sonda consta de un electrodo central y 3 pares de electrodos dispuestos simétricamente y cortocircuitados. Por los electrodos -- "A" se envía corriente de la misma polaridad. La intensidad de las corrientes de enfoque se ajusta automáticamente, para que los pares de electrodos "M" estén al mismo potencial. La diferencia de potencial variará directamente con la resistividad de la formación.

Sistema LL3.- Es más eficaz en el enfoque que el anterior, pues los electrodos de enfoque son del orden de 1.5 m. y están conectados en cortocircuito. El espesor de la lámina que se genera es de 0.3 m. El principio es similar y la magnitud de I_o será proporcional a la conductividad de la formación.

Sistema LL8.- Su radio de investigación es somero (se usa en vez de la normal corta). Se registra con electrodos pequeños en la sonda de Doble Inducción. La distancia entre los electrodos de enfoque es de menor de 1 m. Su principio de operación es similar al LL7.

Sistema Doble-lateral.- Este sistema de enfoque doble elimina problemas y defectos de los anteriores. Tiene la ventaja de leer a mayor profundidad además de tener integrada una curva de investigación somera. Emplea otros electrodos -- (Ver Fig. II-36). El registro Doble-lateral está compuesto por el lateral profundo (LLd) y el lateral somero (LLs) que se miden simultáneamente. El LLd es similar al LL7, sólo que utiliza un conjunto de electrodos (A_1 y A_2) que producen un mayor enfoque y radio de investigación. El LLs mide la resistividad de la zona invadida, es similar al LL7 sólo que la corriente de A_1 regresa por A_2 , reduciendo la profundidad de investigación.

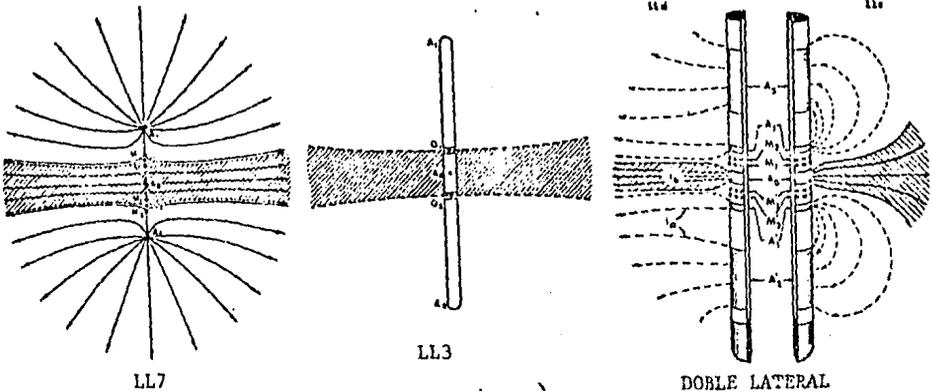


FIG. II-36.- Dispositivos Enfocados (Schlumberger).

En el equipo se mantiene constante el valor del producto $V_0 I_0$, es decir es de potencia constante, con lo cual se puede medir un amplio rango de resistividad (0.2 a 40 000 Ω m.). La sonda lleva el patín para el registro Microesférico Enfocado.

El "efecto Delaware" aparece cuando se registra bajo una capa gruesa no conductiva, como un gradiente de aumento de resistividad. Esto se evita usando frecuencias de 35 Hz para el LLd. Este registro está afectado por el lodo, zona invadida y capas adyacentes.

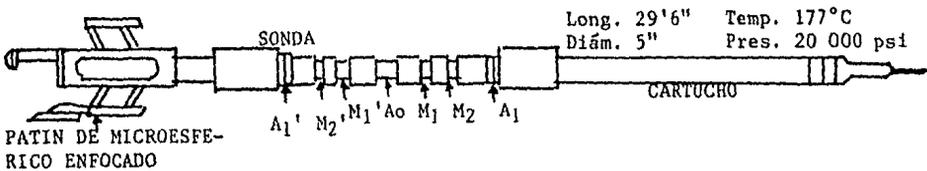


FIG. II-37.- Herramienta de Doble Lateral con Microesférico Enfocado. ENFOQUE ESFERICO.

Esta herramienta mide la conductividad de la formación cercana al agujero, obteniéndose una investigación somera. Elimina los efectos del agujero, utilizan do un sistema de enfoque esférico en el cual se producen caídas de potencial en el agujero, de igual forma que si el agujero fuera parte de la formación.

Principio de medición: se originan dos esferas (no completamente) equipotenciales alrededor de la fuente de corriente de la herramienta. La primera está a 9" del emisor de corriente y la segunda a 51.5". Se mantiene un potencial constante de 2.5 mV entre las dos superficies. De esta forma, dado que el espaciamiento y el voltaje son constantes, se puede determinar la conductividad de este volumen de formación por la medida del flujo de corriente.

Equipo: está formado por dos sistemas de corriente: 1) circuito de corrien

te de enfoque "2I" que sirve de tapón al agujero y establece "esferas" equipotenciales, 2) circuito de corriente de medida, que es forzada dentro de la formación. La región más cercana es la que más contribuye, pues hay una mayor caída de potencial y se congestionan las líneas de corriente (Fig. II-38).

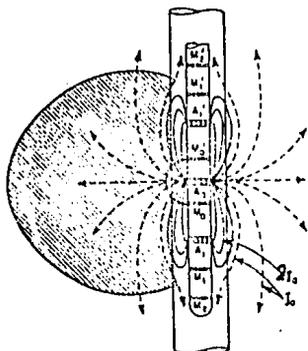


FIG. II-38.- Sonda de Enfoque Esférico. (Schlumberger).

ta es pequeña. Los electrodos van montados sobre un patín pegado a la pared del pozo. Las lecturas de microresistividad son afectadas por el enjarre, dependiendo de su resistividad y espesor. Si el pozo presenta cavernas o paredes rugosas las lecturas estarán afectadas. Para conocer el tamaño y la condición del pozo, la herramienta cuenta con calibradores de 2 brazos.

Básicamente se tienen 4 microregistros: el Microperfil, el Microlateroperfil, el perfil de Proximidad y el Microesférico Enfocado.

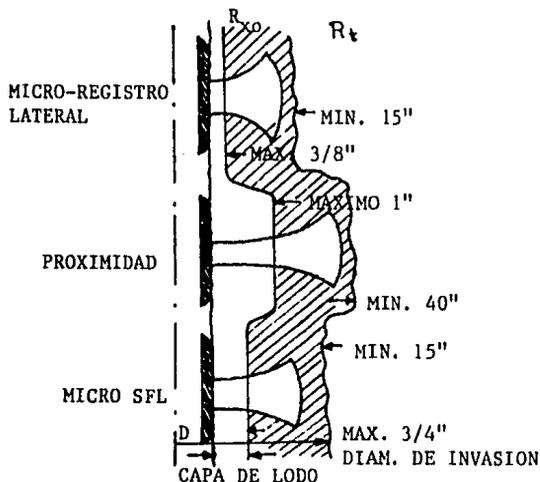


Fig. II-39.- Profundidad de Investigación de las herramientas microresistivas.

gada entre sí. Estos electrodos permiten registrar simultáneamente las curvas Microinversa 1" X 1" y Micronormal de 2". Frente a una formación invadida la curva de 2" que tiene una profundidad de investigación mayor leerá una resistividad mayor (separación positiva). Ambos dispositivos son afectados por la baja resistividad del enjarre y medirán resis-

MICROREGISTROS.

Permiten medir la resistividad de la zona lavada (Rxo) y delimitar las capas permeables mediante la detección del enjarre, por lo que la profundidad de investigación de la herramienta

Principio de medición: los electrodos se hallan espaciados una distancia muy corta uno del otro y van montados sobre un patín de material aislante que se mantiene presionado contra la pared del agujero. En esta forma se mide la resistividad del pequeño volumen de formación que se encuentra detrás del patín, la ligadura entre los electrodos ya no es a través del lodo.

Equipo: 1) Microperfil.- en la cara de la almohadilla que va pegada contra el pozo están insertados 3 electrodos pequeños en línea espaciados una pul-

tividades entre 2 y 10 veces R_m .

2) Microlateroperfil.- en la almohadilla van montados un electrodo pequeño A_0 y 3 electrodos circulares concéntricos. A través del electrodo A_0 se emite una corriente constante I_0 . En el electrodo A_1 la corriente se ajusta automáticamente para mantener la diferencia de potencial entre los dos electrodos monitores igual a cero. La corriente es forzada a fluir en forma de un haz dentro de la formación. Para valores altos de R_{xo}/R_{mc} , las lecturas responden poco a las variaciones de R_{xo} .

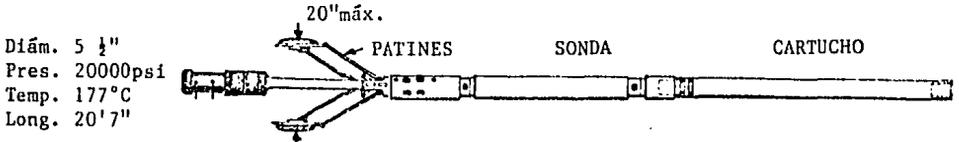


FIG. II- 40.- Herramienta de Microregistros. (Schlumberger).

3) Microproximidad.- la herramienta es similar en principio al Microlateroperfil. Los electrodos están montados sobre una almohadilla más ancha sobre la pared del pozo. El sistema es enfocado automáticamente por electrodos monitores

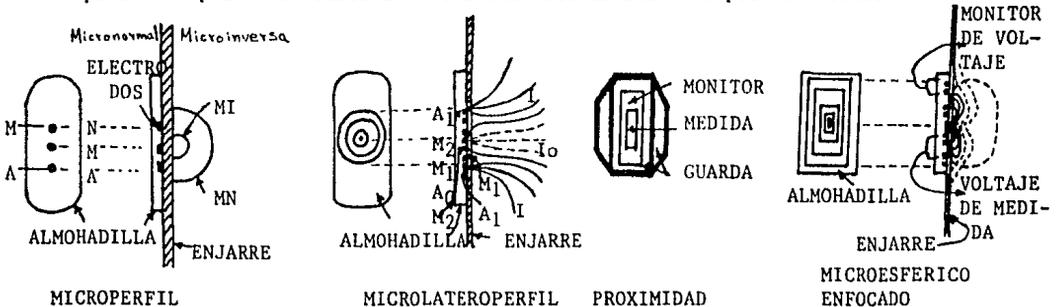


FIG. II-41.- Principio de medida de los microregistros.

4) Microesférico Enfocado.- se aplica el principio de enfoque esférico a un patín colocado contra la formación. Mediante la selección de los espaciamientos de los electrodos de corriente, de medida y de enfoque, se logra que el efecto del enjarre sea mínimo.

Es importante considerar el sistema hidráulico de la sonda (Ver Fig. II- 42), para abrir los brazos se acciona la bomba y para cerrarlos la válvula accionada con un solenoide.

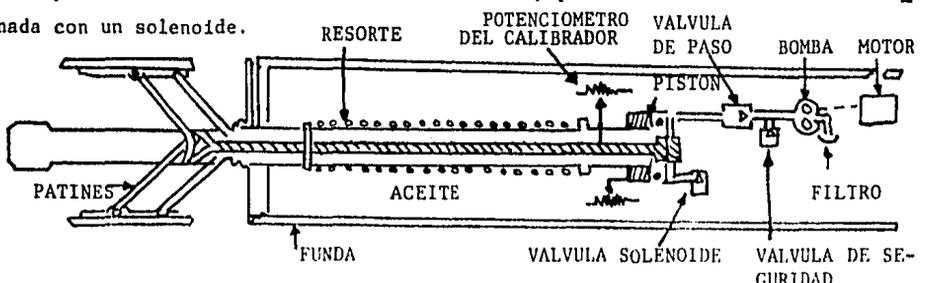


FIG. II-42.- Sistema hidráulico de los brazos de una sonda (Schlumberger).

B) REGISTROS DE POROSIDAD:

RADIATIVOS:

DENSIDAD.

Mide directamente la densidad de masa de la formación al determinar el efecto de disminución de la velocidad de los electrones de la formación sobre los rayos gamma emitidos por una fuente nuclear. A partir de la densidad puede determinar la porosidad. Consta de una fuente emisora y dos detectores de rayos gamma. Esta compensado por el efecto del enjarre y rugosidad del agujero al tener dos detectores. En combinación con otras herramientas da información de la litología, contenido de arcilla, saturación de fluidos y espesor de enjarre; no es confiable en cabonatos fracturados. La profundidad de investigación es pequeña.

PRINCIPIO DE MEDICION:

Se coloca una fuente radiactiva en un patín contra la pared del pozo, que emite rayos gamma de mediana energía hacia la formación. Los rayos gamma son partículas de alta velocidad que chocan contra los electrones de la formación. En cada choque el rayo gamma cede algo de su energía cinética al electrón (efecto Compton). Los rayos así desacelerados llegan a un detector colocado a una distancia fija de la fuente, esta medición está relacionada con el número de electrones en la formación o densidad electrónica (ρ_e), la cual a su vez está relacionada con la densidad total (ρ_b). Esta última a su vez depende de la densidad de la matriz, de su porosidad y de la densidad del fluido que ocupa los poros.

Equipo: la fuente es de Cesio 137 de 1.5 curies, enfocada, que emite rayos gamma de 662 Kev. Tiene 2 contadores: el cercano tipo Geiger Muller a 7" de la fuente y el lejano tipo centelleo a 16" de la fuente (Ver Secs. 7.3.1. y 7.3.2). Estos van montados en un patín en la sonda, el cual se pega a la pared para disminuir el efecto del lodo. La forma del patín le permite cortar el enjarre lo cual se detecta con una curva de Caliper. Al tenerse 2 detectores la medida de densidad se compensa automáticamente aplicandose una corrección ($\Delta\rho$), ver la gráfica de la Fig. II-43.

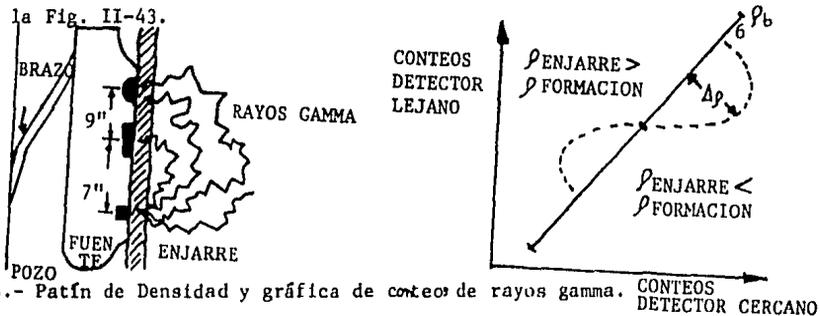


FIG. II-43.- Patín de Densidad y gráfica de conteos de rayos gamma. CONTEOS DETECTOR CERCANO

El equipo auxiliar para la calibración del equipo consta de: Bloque de azufre y de aluminio, "enjarres" de 1.5 y 2.5 gr/cc, block de calibración y llave y berbiquí para manipular la fuente.

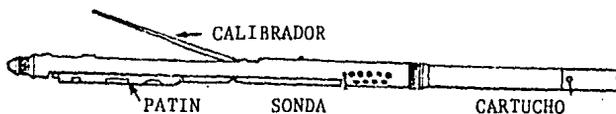


FIG. II- 44.- Herramienta de Densidad (Schlumberger)

Long. 158"
 Diám. 3 5/8"
 Temp. 177°C
 Pres. 20000psi

NEUTRON:

Los instrumentos de neutrones miden la concentración de Hidrógeno en la formación interpretándola en términos de porosidad. La porosidad medida por medio de neutrones difiere de la porosidad efectiva cuando hay arcilla o gas presentes. Son de dos tipos: con una fuente y un detector que mide neutrones ^{epiter-}males, y con una fuente y 2 detectores que miden neutrones ^{epiter-}males, este último tiene un sistema que compensa por enjarre y diámetro de agujero. En ambos casos el principio es básicamente el mismo. El neutrón compensado es muy superior a los registros Neutrón ^{epiter-}termal y Gamma Neutrón.

Principio de medición: la fuente radiactiva emite neutrones con alta energía, los cuales chocan contra los núcleos de la formación perdiendo energía. Las posibles interacciones son: dispersión elástica (el Neutrón cede algo de energía y continúa moviéndose, la velocidad del átomo aumenta), dispersión inelástica (el neutrón cede su energía al núcleo que emite un rayo gamma). Perderá una mayor energía cuando la masa del núcleo es casi igual, como en el Hidrógeno. Entonces la pérdida de energía dependerá principalmente de la cantidad de Hidrógeno. Los neutrones son amortiguados a niveles termales (0.025 eV), entonces se dispersan hasta ser capturados por núcleos de átomos. Los núcleos absorbentes se excitan y originan una emisión de rayos gamma de alta energía o "rayos gamma de captura". Dependiendo del tipo de detector se pueden detectar los rayos gamma de captura (caso del Gamma Neutrón) o los neutrones termales, como en el caso del neutrón compensado.

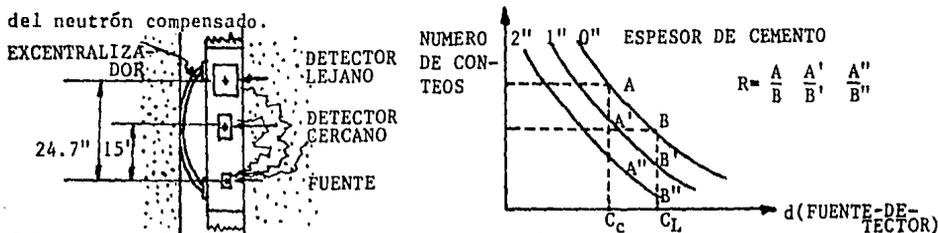


FIG. II-45.- Sonda de Neutrón Compensado y gráfica de relación de conteos.

Equipo: la herramienta de Neutrón Compensado obtiene una Relación entre los conteos entre los detectores cercano y lejano con la cual compensa el efecto del enjarre (esto se hace en el equipo de superficie). En la sonda excentralizada - se encuentran la fuente y los detectores. La fuente de neutrones de Δm -Be de 16 curies emite 4×10^7 neutrones/seg. Se tienen 2 contadores proporcionales de Helio-3 (Ver secs. 7.3.1 y 7.3.2), el cercano (de $1 \frac{1}{4}$ " por 4", presurizado a 1.7 atm) se encuentra a 37.8 cm. de la fuente, el lejano (de $2 \frac{1}{2}$ " por 8", presurizado a 4 atm) se encuentra a 62 cm. El equipo de calibración consta de: tanque de calibración con casquillo de aluminio, cajón radiactivo (ver Figs. III-4 y III-5) y llave y berbiquí para manipular la fuente.

Las medidas de la herramienta están afectadas principalmente por las arcillas, salinidad e invasión.



FIG. II-46.- Herramienta de Neutrón Compensado (Schlumberger).

SONICO.

Mide el tiempo de tránsito de una onda sonora a través de una longitud fija de la formación. El cual depende de la litología y porosidad de la formación. Una vez que se conoce la litología se puede usar para medir directamente la porosidad de la formación. El tiempo de tránsito integrado es muy útil en la interpretación de registros sísmicos. otra aplicación en pozos entubados es midiendo la amplitud de la señal para determinar la calidad de la cementación (Ver secs.-4.2.1.). Y para detectar fracturas.

Sistema de medición: el tiempo de tránsito depende del contenido de fluidos, matriz y arcilla y sus respectivos tiempos de tránsito. Se mide entre un transmisor y un receptor (dispositivos magnetostrictivos o transductores de cerámica). Las combinaciones pueden ser diversas, pero la más efectiva es la del Sónico Compensado que consta de 2 transmisores y 4 receptores, 2 receptores miden la señal de un sólo transmisor, tal como se ve en la Fig. II-48. Este arreglo - permite que al obtener el promedio entre los tiempos de tránsito, se compensen los efectos de inclinación de la herramienta y cavernas.

Algunas veces la señal que llega al receptor lejano es muy débil y el tiempo de tránsito medido será demasiado largo, la curva del registro mostrará una deflexión abrupta llamada "salto de ciclo". Esto ocurre por fracturas, cavernas,

saturación de gas, etc.

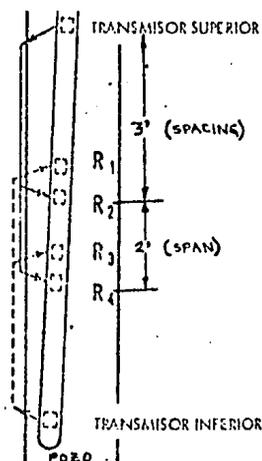


FIG. II-48.- Principio de Medición del Sónico Compensado.

Sistema de medición: la sonda proporciona las curvas de conductividad, la velocidad y los diámetros del pozo. El cartucho mecánico mide el azimut del electrodo de referencia, el rumbo relativo y la desviación. Hay 2 tipos de cartuchos de bajo (36°) y alto (72°) ángulo. La sonda tiene 4 patines con electrodos, el # 1 lleva un electrodo adicional que mide las variaciones de la velocidad de la herramienta. La correlación de las 4 curvas de conductividad obtenidas y de las otras mediciones permitirán calcular los echados.

Long. 28' Temp. 177°C
 Diám. 3 5/8" Pres. 20000 psi



FIG. II- 47.- Herramienta del Sónico (Schlumberger).
 POTENCIAL NATURAL.

Dentro del pozo, se generan diferencias de potencial debido a los contrastes de salinidad (electroquímicos o electrocinéticos) entre el lodo de perforación y el agua de la formación. Es útil para: detectar capas permeables, ubicar los límites entre las capas y correlacionarlas y para determinar el contenido de arcilla y la resistividad del agua de formación R_w .

La curva de Potencial Natural (o Espontáneo) (Sp) es un registro de la diferencia de potencial entre un electrodo móvil en la sonda y un electrodo fijo en la superficie (pescado). El SP "Sparc" se toma entre el electrodo de la sonda y la armadura del cable, es una medida de referencia para el SP normal.

Hay una herramienta Sónico de espaciamiento largo, que tiene la misma resolución vertical pero está menos afectado por las condiciones del pozo, permitiendo obtener medidas más representativas.

ECHADOS.

Su propósito es determinar el ángulo y la dirección de las capas de la formación y la dirección del pozo. Las curvas que se obtienen son: azimut (del electrodo 1 con el N.M.), rumbo relativo (del electrodo 1), ángulo de desviación (en relación a la vertical), calibradores (en 2 planos perpendiculares), curvas de conductividad y velocidad.

2.3.2.3. HERRAMIENTAS NUEVAS.

ESPECTROSCOPIA DE RAYOS GAMMA NATURALES.

Esta herramienta mide las cantidades de Thorio (Th), Uranio (U) y Potasio (K) Presentes en la formación, por medio de la detección de la energía de los rayos gamma (en esto difiere de la herramienta de rayos gamma naturales que solo mide conteos) emitidos durante la desintegración radiactiva natural de estos elementos.

Se emplea para: la evaluación del volumen de arcilla en presencia de componentes radiactivos no arcillosos, el análisis del tipo de arcilla, la detección de minerales pesados, evaluación del contenido de potasio en evaporitas, correlación entre pozos, estudios de compactación, reconocimiento de rocas ígneas, estilolitas y fracturas, etc.

Principio de medición: Para detectar los rayos gamma se usa un detector de centelleo, a la salida del fotomultiplicador existen pulsos de amplitud proporcional a la energía. La medición se hace dividiendo el espectro que "ve" la herramienta en 5 secciones en las cuales se cuentan los pulsos para calcular la concentración de cada elemento.

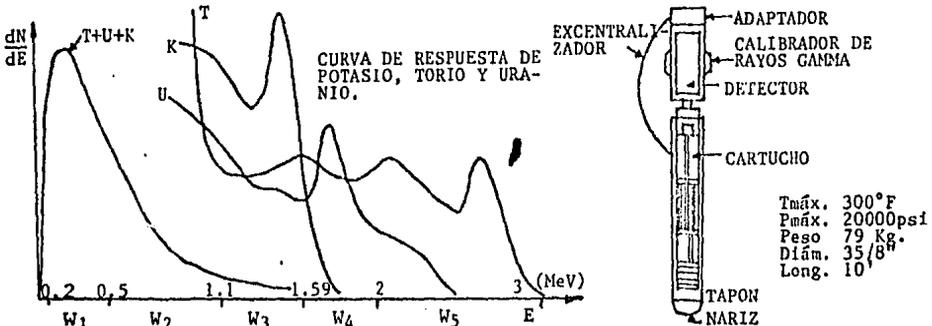


FIG. II-50.- Espectros vistos por la herramienta de Espectroscopía de Rayos Gamma Naturales.

Equipo: La herramienta está diseñada para funcionar con el sistema de telemetría. Está dividida en 2 partes: la sonda contiene el cristal, el fotomultiplicador, un preamplificador y el multiplicador de alto voltaje. En el cartucho los pulsos nucleares pasan por un circuito formador antes de ser amplificados, dos etapas de amplificación son necesarias para obtener una buena relación señal/ruido sobre el rango dinámico entero (40 a 300 KeV).

Hay otra herramienta de Espectroscopía de Rayos Gamma Inducidos, que se usa en agujero revestido. Emite neutrones de alta energía los cuales interactúan en la formación y producen rayos gamma por los choques inelásticos y la captura

del neutrón, y mide los espectros de rayos gamma. Con esto se determinan las -- proporciones de los diferentes elementos, para deducir porosidades, saturaciones y Litología.

LITODENSIDAD.

Esta herramienta mide simultaneamente la densidad electrónica (ρ_e) y el -- índice de sección de captura fotoeléctrica promedio por electrón (P_e) o factor -- fotoeléctrico de la formación. La densidad electrónica es convertida en la densidad aparente (ρ_b) que es muy similar a la densidad real de la formación. El factor fotoeléctrico depende fundamentalmente de la litología de la formación y está muy poco afectado por la porosidad y los fluidos.

Con respecto a la herramienta clásica de densidad, posee la ventaja de tener menores variaciones estadísticas para la misma resolución vertical, lo cual es importante en formaciones de baja porosidad.

Se aplica principalmente para evaluar formaciones gasíferas y con litologías complejas, y para detectar minerales pesados, mineralogía de arcillas, fracturas y formaciones de baja porosidad.

Principio de medición y Equipo: La sección de captura fotoeléctrica es la medida de la probabilidad de que el fenómeno fotoeléctrico ocurra entre un electrón del átomo y el rayo gamma. La sección de captura fotoeléctrica es función del número atómico del elemento y de la energía del rayo gamma incidente.

En la sonda, sobre un patín va montada una fuente que emite rayos gamma de 661 KeV, y dos detectores (Fig. II-51). Los rayos gamma (fotón) generados por la fuente se difunden en la formación e interactúan con los electrones con los efectos Compton (el Fotón es desviado por el átomo emitiéndose un electrón) y Fotoeléctrico, (el átomo absorbe el fotón y emite un electrón) . La cantidad de rayos gamma que logran llegar a los detectores con relativamente alta energía depende de la densidad electrónica de la formación. El efecto fotoeléctrico es importante a bajas energías, por lo que la cantidad de rayos gamma de baja energía que llegan depende de las características de absorción fotoeléctrica de la formación.

La Fig. II-51 muestra un espectro típico de rayos gamma que ve el detector lejano, ilustrándose el efecto que produce a bajas energías del espectro, las variaciones de la capacidad (sección) de captura fotoeléctrica para una misma densidad de formación. Como resultado del análisis de la cantidad de rayos gamma de diferentes energía se puede deducir la densidad electrónica y la sección de -- captura fotoeléctrica aparente.

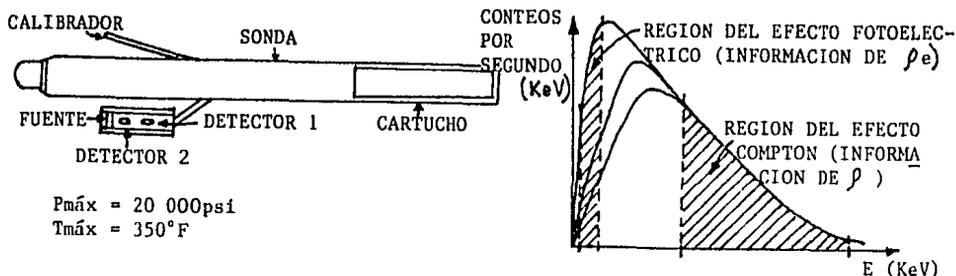


FIG. II- 51.- Herramienta de Litodensidad y Espectro de Rayos Gamma en el Detector lejano.

PROPAGACION ELECTROMAGNETICA.

Esta herramienta mide el tiempo de propagación (t_{p1}) y la atenuación (A_t) de una onda electromagnética que viaja a través de la formación. Sólo puede usarse en pozos abiertos. Se aplica principalmente para determinar la resistividad de la formación cuando: el agua de formación tiene una baja salinidad, hay variación de la salinidad con la profundidad, por efectos inusuales de la arcillosidad o tamaño del grano, o debido a espesores muy delgados de las capas. Se puede correr combinada y proporciona información sobre: saturaciones, porosidad, litología, arcillosidad y diferenciar zonas con agua y zonas con hidrocarburos.

Principio de medición: La constante dieléctrica es uno de los principales factores que determinan la velocidad de propagación de una onda electromagnética a través de un material. La constante dieléctrica a su vez es proporcional al momento dipolar eléctrico por unidad de volumen. Para calcular la constante dieléctrica del medio es necesario corregir primero el tiempo de propagación por pérdidas de transmisión de la señal, debido a medios conductivos inductores, reorientación de dipolos y condiciones geométricas. También deben efectuarse correcciones por efecto de salinidad y temperatura sobre la constante dieléctrica del agua.

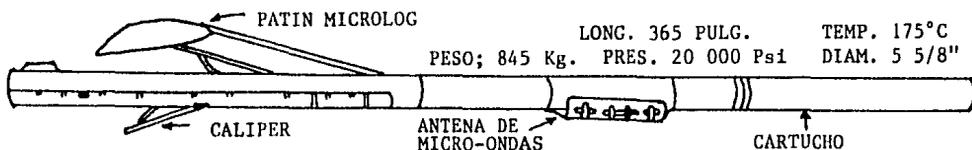


FIG. II- 52.- Herramienta de Propagación de ondas Electromagnéticas. (Schlumberger).

Equipo: Los sensores están montados sobre un patín que va pegado a la pared del pozo (Fig. II-52). La Herramienta posee 2 transmisores y 2 receptores entre los cuales se calcula el tiempo de propagación de la onda electromagnética (en forma similar al Sónico), eliminándose además los efectos del enjarre e inclina-

ción de la sonda. La frecuencia de la onda electromagnética generada es de --- 1.1 GHz. Las medidas de tiempo son del orden de nanosegundos. Para determinar el tiempo de propagación se mide la diferencia de fase entre las ondas que llegan a ambos receptores (Fig. II-53).

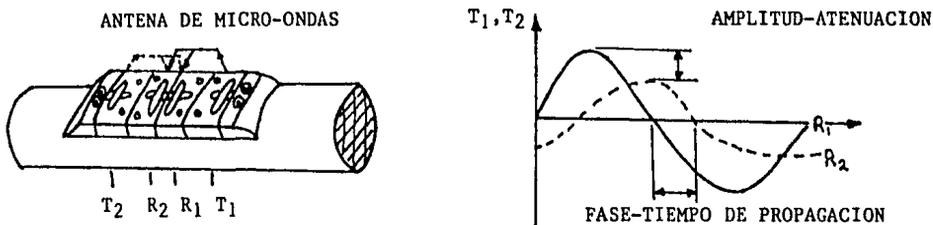


FIG. II- 53.- Medición por diferencia de fases en la antena de micro-ondas.

Otra medida que se efectúa es la amplitud de la señal en ambos receptores con lo cual se puede calcular la atenuación de la propagación. La distancia entre los receptores es de 4 cm. lo que asegura una excelente resolución vertical. Se investigan las propiedades de la zona invadida debido a la frecuencia y espaciamiento empleados. Esta herramienta no puede emplearse en lodos base aceite.

SISMICA DE POZO.

Se aprovechan estas técnicas para que junto con la sísmica de superficie se tenga una mejor información sísmica del área. Los datos obtenidos mediante la Sísmica de Pozo proporcionan información sobre la propagación de las ondas sísmicas y transmisión de su energía dentro de la tierra.

Para calibrar los datos de sísmica se obtiene el Sísmograma Sintético resultante de los registros de Sísmica de Pozo, Sónico, Densidad y Echados. Se utiliza para identificar eventos primarios, múltiples, análisis de la amplitud sísmica real, conversión continua y precisa de tiempo a profundidad y correlación litológica con la sísmica de superficie.

El Perfil Sísmico Vertical consiste en un análisis de los trenes de onda completos registrados en un geófono estacionado a diferentes profundidades en el pozo con el objeto de reconstruir la traza sísmica. Se aplica: a) como complemento a la información sísmica de superficie: identificación de los eventos primarios y múltiples mediante la separación de las ondas ascendentes y descendentes, mayor resolución y penetración para la sísmica profunda, estimación del echado, estudio de las ondas compresionales y de cizallamiento y de apoyo en el procesamiento y calibración de la sección sísmica de superficie. b) durante la perforación del pozo: búsqueda de cambios litológicos, determinar el espesor de la capa perforada, localización de fallas y determinación lateral de los yacimientos.

Equipo: El receptor está constituido por el geófono amplificador en la sonda y la fuente puede ser una pistola de aire o un camión vibrador (Fig. II-54). La herramienta mide el tiempo que tarda en llegar, a un geófono anclado a una -- profundidad determinada en el pozo, un pulso de onda de sonido generado en la superficie. El equipo de pozo consiste en un dispositivo de anclaje, un sistema - hidráulico de alta presión y un geófono amplificador. La pistola de aire necesita de un compresor y de un hidrófono de referencia para registrar el pulso sísmico, genera un pulso sísmico de 30 mseg. y 30 Hz, se utiliza más en los pozos costafuera. El camión vibrador es una fuente mecánica generadora de un tren de ondas por un periodo de hasta 14 seg, genera un barrido de frecuencias crecientes y decrecientes.

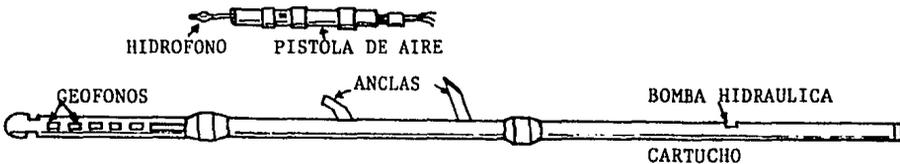


FIG. II-54.- Equipo de fondo para Sísmica de Pozo.
(Schlumberger).

LONG.	5 M.
DIAM.	3 5/8 PULG.
PESO	124 KG.
TEMP.	175° C.
PRES.	20 000 Psi

En pozos en tierra la pistola de aire se coloca en un foso profundo lleno de lodo, cercano al pozo. Genera un pulso de sonido que es detectado por el hidrófono de referencia. Se mide el tiempo entre la señal en el hidrófono y la señal que llega al geófono dentro del pozo. Normalmente se hacen varios disparos para eliminar ruidos.

El producto final es la cinta magnética con todos los datos y una película con el resultado del apilamiento de los trenes de ondas para cada profundidad de disparo. También se agrega un disparo individual representativo de cada profundidad.

Hay una herramienta en desarrollo llamada de Adquisición Sísmica, que consiste en un instrumento de 3 geófonos colocados en los 3 ejes ortogonales (x, y, z a diferencia de la anterior que registra sólo la componente z). Su propósito es mejorar la adquisición de la amplitud de las ondas sísmicas. En esta forma, independientemente del tipo de onda (S o P) o su dirección, de esta forma será posible registrar la amplitud total de la señal, determinar la procedencia del rayo sísmico y procesar por separado las ondas S o P. Lo que sería de gran utilidad para delinear estructuras complejas.

MULTIPROBADOR DE FORMACION.

Esta herramienta pone en comunicación un sistema para medir presiones y tomar muestras de fluido, con la formación. Con lo que se investigan las características estáticas y dinámicas de la formación. El diseño de la herramienta permite obtener en cada bajada en el pozo: a) un número ilimitado de pre-ensayos -- con mediciones de presión hidrostática de la columna de lodo, presión de formación y estimación de la permeabilidad, b) dos muestras de fluido separadas o una sola muestra segregada y estimación de la permeabilidad a partir de las presiones de prueba, c) confirmar a partir de las variaciones de presión del pre-ensayo que un sello eficiente con la formación ha sido obtenido y que la permeabilidad es suficiente para tomar una muestra de fluido.

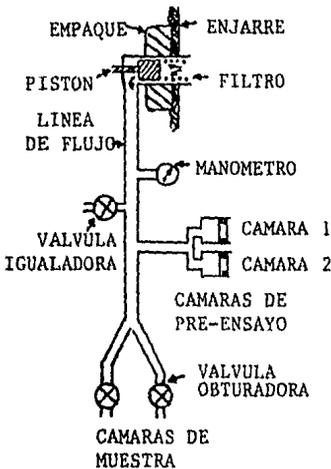


FIG. II-55 .- Principio de muestreo del Multiprobador de Formación.

Mediciones: La presión hidrostática -- corresponde a la columna de lodo hasta esa profundidad. La presión de -- cierra se obtiene al finalizar el ciclo de pre-ensayo que tiende a la presión estática verdadera de la formación. Las presiones durante el pre-ensayo son proporcionales a la viscosidad del fluido e inversamente proporcionales a la permeabilidad. La permeabilidad de la formación se puede estimar en base a la disminución -- de presión en el pre-ensayo.

Equipo: Todas las secuencias de la herramienta (asentamiento, pre-ensayo, muestra de fluido, desasenta--

miento) son hechas por un mecanismo electrohidráulico controlado desde la superficie. La herramienta se pone en profundidad y el patín fija a la herramienta -- contra la formación. Se desplaza el pistón de la cámara de pre-ensayo entrando el fluido. Durante la secuencia, las presiones son registradas en la película y en cinta magnética. En caso de que se decida tomar una muestra de fluidos luego de analizar el pre-ensayo, se abre alguna de las dos cámaras. Y la herramienta se encuentra lista para ser ensayada a otra profundidad (Fig. II-55).

MAGNETICO NUCLEAR.

Sus mediciones permiten observar el comportamiento de los núcleos de hidrógeno contenidos en la formación. Sólo se puede usar en pozo abierto con diáme--

tros menores de 10". Permite obtener registros continuos y por estación. No es afectado por litologías complejas y da excelentes valores de porosidad.

Principio de medición: en ausencia de un campo magnético los núcleos tienen igual cantidad de momentos angulares (spin) positivos y negativos. Al aplicar un campo magnético intenso los "espines" se alinean en dirección del campo. Al quitar la excitación retornan a su estado normal en forma exponencial, que es lo que analiza la herramienta. Los núcleos de matriz y arcillas tienen un tiempo de relajación corto, por lo que la única señal que se puede observar después de un cierto tiempo se debe a los fluidos libres (Índice FFI) (Fig. II-56).

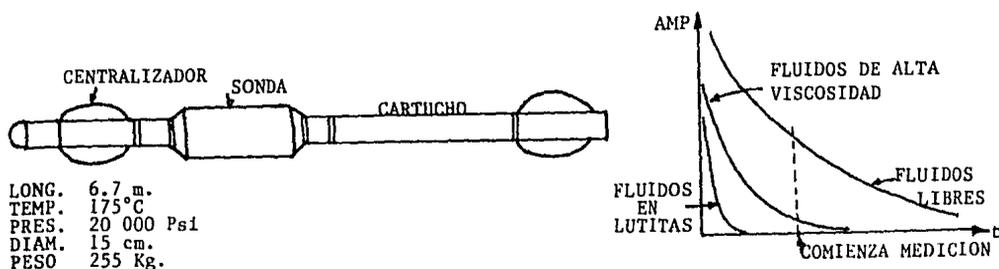


FIG. II-56.- Herramienta Magnético Nuclear y principio de medición.

Equipo: El cartucho proporciona la corriente para las bobinas de la sonda, las cuales crean el campo magnético de polarización. Después de la polarización, las bobinas actúan como receptores. Es necesario hacer corrección por tamaño de agujero.

La velocidad del registro debe ser de 215 m/hr (700 pies/hr.).

2.4. SISTEMAS DE TELEMETRIA.

MODOS DE TRANSMISION.

Debido al rango de frecuencias que se emplea para la transmisión de las señales y a su atenuación, distorsión e interferencia en el cable, es necesario utilizar modos de transmisión. Un modo de transmisión es un arreglo geométrico único de los conductores, lo que permite la transmisión de una señal a una sola velocidad y con una atenuación bien definida.

Los modos de transmisión más comunes para un cable de 7 conductores, son los llamados "T₂ y T₅" mostrados en la Fig. II-57. En el equipo de fondo un transformador de modos combina las señales moduladas de 120 y 78 Khz. en los conductores del cable y otro las separa en la superficie. La transmisión de las señales (35 y 280 Hz.) moduladas en amplitud se efectúa por medio de su modulación en frecuencia. En los circuitos de Vo la frecuencia de la portadora es de 120 KHz, y en los de Io. de 78 KHz.

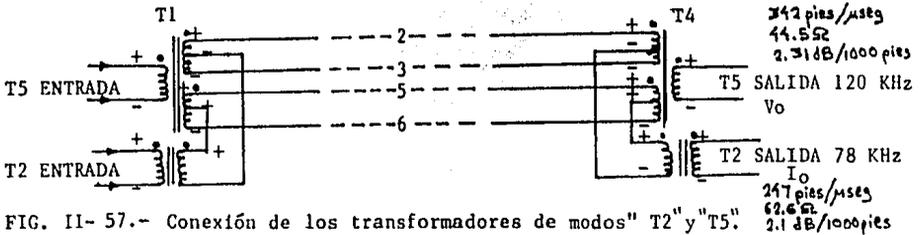


FIG. II- 57.- Conexión de los transformadores de modos " T2" y "T5".

SISTEMAS DE TELEMETRIA.

En la actualidad algunos sistemas computarizados utilizan sistemas de telemetría, en los cuales las señales se transmiten en forma digital desde el equipo de fondo y con un cierto procesamiento, mejorándose además la exactitud de la calibración de herramienta y el volumen de datos.

Durante algún tiempo se utilizó el "Sistema de Comunicación por Cable", con el cual se modifica poco el cartucho de la herramienta de fondo. Este sistema ha sido desplazado por el "Sistema de Telemetría por Cable", con el cual se modifica totalmente el equipo de fondo; por lo que este sistema sólo lo utilizan las herramientas nuevas.

Las ventajas del Sistema de Telemetría por Cable sobre el Sistema de Comunicación por Cable (S.C.C.) son: 1.- el sistema "half-duplex" el más flexible, simple, práctico y veloz que el "full-duplex" (del S.C.C.), 2.- en el S.C.C. el 80% de la banda se dispone para la transmisión hacia arriba dejando sólo 20% para los comandos hacia abajo, 3.- el sistema "half-duplex" se puede convertir fácilmente para uso con cable coaxial.

Los sistemas de telemetría emplean el siguiente equipo: un módulo de telemetría para la unidad computarizada en la superficie, y en el fondo un cartucho de comunicación por telemetría que se corre con cualquier herramienta que tenga bus para telemetría (Fig. II- 5B).

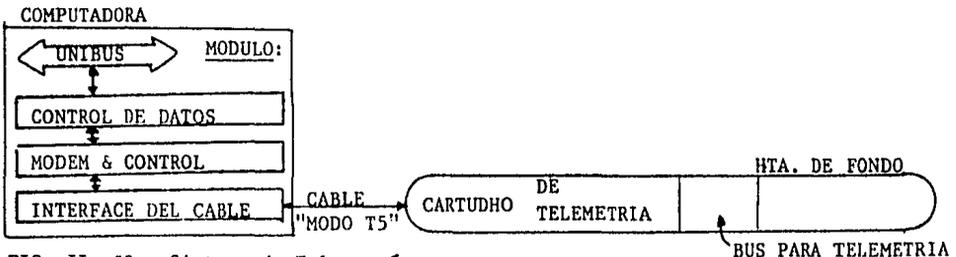


FIG. II- 58.- Sistema de Telemetría.

Se utiliza el modo de transmisión T₅ por el cable en ambas direcciones y tiempo compartido (half duplex). El Módulo de Telemetría establece la interfase

entre la computadora y el cable. Sus circuitos están agrupados en 3 bloques: --
 1.- la interfase con el cable incluye los transformadores de modo y los relevadores y switches de poder, 2.- modem, convierte los datos digitales que van y vienen a la computadora en señales de telemetría apropiadas para usarse en el cable, 3.- control de datos, sus componentes básicos son la interfase con el Modem y la Unidad de Interfase para herramienta, memorias (buffer) y circuitos de control. Además tiene los registros de direcciones.

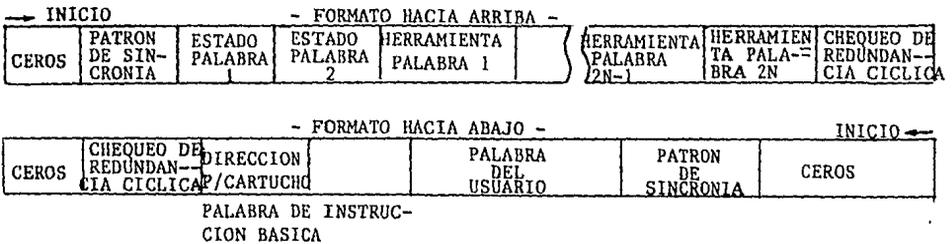


FIG. II-59.- Formato de Transmisión de datos.

El Cartucho de Telemetría sirve de interfase entre las herramientas de fondo y el cable. La señal en el cable tiene una transmisión en cada límite del bit (Ver Fig. II-60). Un dato con valor cero tiene sólo ésta transición, así que -- una información cuyo valor es cero es transmitido con una transición de voltaje -- cada 10 μseg. (100 Kbit/seg.). Esta señal aparece como una onda cuadrada de --- 50 KHz. de frecuencia. Los "unos" son transmitidos con una transición adicional en el medio y la onda cuadrada aparece con una frecuencia de 100 KHz.

La herramienta de fondo debe tener un bus para acoplarse con el cartucho de Telemetría; es una línea coaxial de 3 conductores para transmitir los datos.

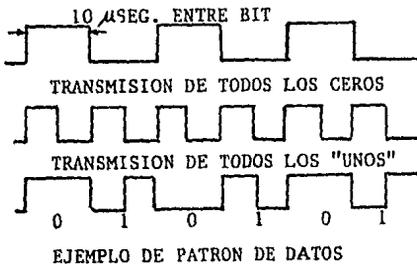


FIG. II-60.- Señal de Transmisión de datos.

El modo normal de operación del -- cartucho es el maestro y controla en tiempo todo el sistema; el módulo de arriba debe decidir cuando a caba el cuadro para poder mandar -- comandos hacia abajo. En el modo de cuadros despachados por comando sólo se manda un cuadro hacia arriba si se recibe un comando adecuado. El otro modo es aquel en el --

cual la herramienta de fondo puede transmitir una señal por el cable.

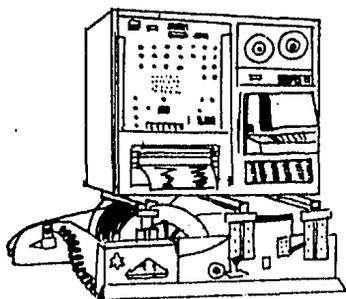
2.5. EQUIPOS PORTATILES.

Hay varias compañías que fabrican una gran diversidad de equipos portátiles

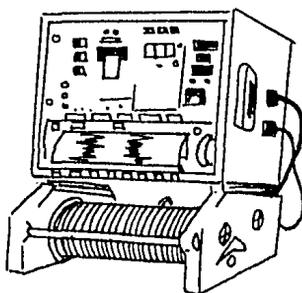
de registros geofísicos de pozos, los cuales tienen características diferentes. A diferencia de los equipos grandes que van instalados en un camión grande, estos pueden transportarse en cualquier camioneta o aún cargado en la espalda. Difieren en sus capacidades de medición y profundidades alcanzadas, la mayoría de ellos incluyen: módulos para el control de varias sondas, sondas, dispositivos de grabación y graficado, y malacate.

Los equipos portátiles se pueden agrupar en 3 tipos: 1) Modelos pequeños transportables en la espalda, económicos y fáciles de operar; por lo general incluyen grabadora registrador, malacate manual, sonda pequeña y hasta 305 m. de cable con un peso aproximado de 27 Kg.; sirven para obtener registros como Resistividad, Rayos Gamma y Potencial Natural. 2) Equipos medianos con alta calidad de adquisición de datos, producen registros digitales y analógicos, la sonda se mueve con un malacate con motor y se pueden conectar con una interfase a una computadora pequeña para procesar las cintas; con las sondas adecuadas se puede obtener una gran variedad de registros como: Potencial Natural, Rayos Gamma, Calibrador, Resistividad, Tiempo de Tránsito Acústico y Amplitud de la Onda, Densidad, Neutrón, Temperatura y Flujo. 3) Equipos medianos pero que cuentan con una computadora pequeña integrada para controlar la adquisición y procesamiento de datos, su diseño es modular y cuentan hasta con 3 Km. de cable; además de los registros mencionados puede obtener las curvas de: Forma de onda acústica, Localizador de Complejos, Echados, Inducción, Polarización Inducida y Gamma Espectral.

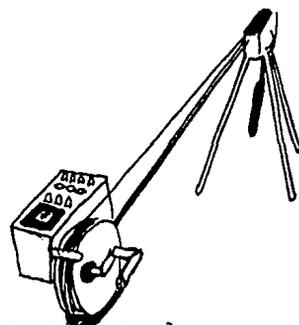
En la mayoría de los equipos portátiles se pueden grabar los datos en cinta magnética para ser procesados posteriormente en una computadora, y obtener registro de las curvas en papel. La presentación de los registros en los equipos portátiles es muy variada.



EQUIPOS CON UNA COMPUTADORA PEQUEÑA



EQUIPOS MEDIANOS



EQUIPOS PEQUEÑOS

FIG. II-61.- Equipos portátiles para registros de pozos.

2.6. EL GRAVIMETRO DE POZO.

Esta herramienta se desarrolló para medir la densidad de grandes volúmenes de roca directamente en el lugar (hasta más de 30 m. de radio de investigación), con lo cual se pueden detectar estructuras a grandes distancias del pozo y referir las mediciones a los estudios en la superficie.

El Gravímetro de Pozo está diseñado para medir el cambio de gravedad contra la profundidad en estaciones dentro del pozo. La confiabilidad de las medidas es de aproximadamente 10 μ gal. (10 partes por billón del campo terrestre) -- con una sensibilidad de 3 μ gal. La exactitud de las conversiones de los datos de gravedad a valores de densidad depende de la distancia entre las estaciones de observación, pero normalmente es menor a 0.01 g/cm³. El radio de investigación se toma como 5 veces el intervalo de observación. Por su forma de medición no se puede correr con otras herramientas. Se tienen 2 tipos de Gravímetros de Pozo: el "spring" y el "vibrating string".

Difiere con la herramienta del registro de Densidad en el radio de investigación y en que puede medir la densidad en pozos entubados. El registro de Densidad es suplementario para suministrar un control sobre la porosidad y la variación de la densidad granular.

Entre las aplicaciones que pueden tener la medición de la densidad de volúmenes grandes, tenemos: definir los planos de los domos de sal profundos, determinación de cavernas en rocas carbonatadas, cálculo de las reservas, medición de los cambios de porosidad con el tiempo, descubrir si hay escape de aceite o gas detrás del revestimiento, interpretar los estudios sísmicos y gravimétricos superficiales, calcular el factor de corrección por elevación para los datos de -- gravedad superficial, calcular la función regional densidad-profundidad.

Las limitaciones del Gravímetro de Pozo son: a) se tienen que ir haciendo estaciones en el pozo, b) el diámetro del pozo debe ser de más de 6 pulg. c) temperaturas menores de 110°C, d) máxima desviación del pozo de 9° y e) dificultad para evaluar intervalos menores de 10 m.

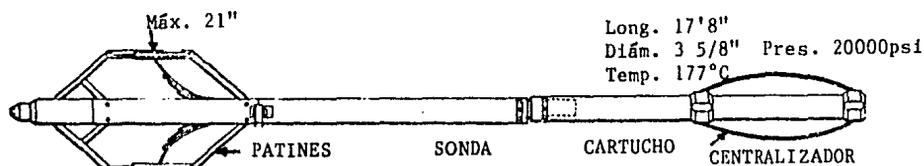


FIG.- II- 49.- Herramienta de Echados de Alta Resolución (Schlumberger).

CAPITULO III

" OPERACION DE REGISTROS GEOFISICOS "

3.1 ETAPAS DE LA OPERACION.

1) PREPARACION DEL REGISTRO.

Toda operación de registros inicia con la orden de servicio, en la cual se especifican los datos del servicio, datos del pozo, datos -- del lodo y los registros requeridos indicando los intervalos de estudio. Además se establece cual será la presentación en las películas (curvas por carril y escalas).

Antes de salir al campo, se debe preparar la unidad dotándola con todo el equipo y herramientas. Se debe verificar: herramientas, sistema de registro, -- aislamiento y continuidad del cable, continuidad de los electrodos de tierra, ni vel de aceite y agua de la unidad y plantas, revisar las llantas y llenar el tan que de combustible. Sujetar las sondas y antes de salir al pozo cargar las fuen tes radiactivas.

Al llegar al pozo se colocan las fuentes radiactivas a 30 m. de la unidad. La instalación de la unidad depende de la posición de los objetos alrededor de -- la torre, frente a la rampa de tubería. Se alinea el camión a unos 25 m. de dis tancia del pozo y se ancla y calza en tierra firme. A continuación se instalan las poleas, la superior en el colgador junto a la unidad de tensión y la infe--- rior se amarra al preventor. Se instalan las tierras en la torre y el pescado.

Se pasa la cabeza del cable por el sistema de poleas y en la rampa de tubería se conecta a la herramienta, para proceder a calibrar la herramienta. Des-- pués de esto, con un cuello de ganso (para que no se doble la brida) se sube la herramienta a la mesa rotaria y se toma el cero de referencia de profundidad de la sonda (en el sensor). Realizado lo anterior se puede bajar la sonda dentro -- del pozo. Al ir recuperando la sonda se debe lavar el cable y la herramienta.

Tomar los datos complementarios del lodo (enjarre y filtrado), ver hoja -- II-6. Mientras se instala la unidad se pueban las unidades (tableros o sistemas computarizado) de registro.

En esta etapa se colocan las cintas y películas y se alimenta de datos el sistema (en los tableros se mueven las perillas): litología, presentación, esca-- las, constantes, configuración de herramienta. Y se llena el encabezado del registro (Fig. III-2)

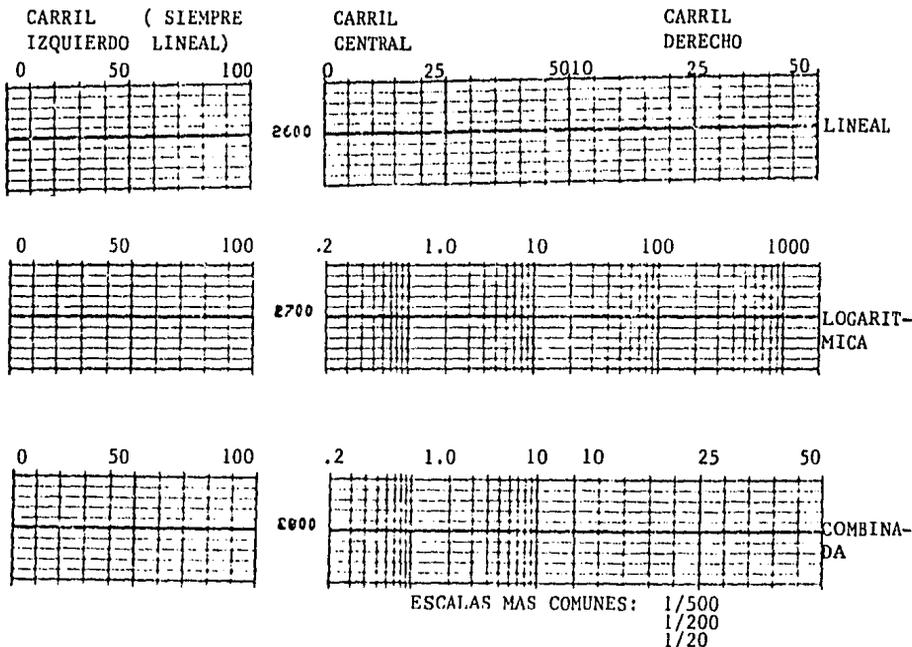


FIG. III-1.- Presentación de los registros en película fotográfica.

2) CALIBRACION.

La calibración de una herramienta tiene por objeto asegurar que para condiciones perfectamente definidas, las mediciones obtenidas tengan el valor correcto del parámetro que se está midiendo.

La ley de respuesta de un sensor se determina durante su construcción. Después se diseñan instrumentos precisos de calibración que simulen las condiciones (calibración maestra). Si el sistema de medición es lineal, las calibraciones son en un punto o en dos puntos. En las calibraciones de dos puntos se busca una relación lineal entre lo que realmente mide el sistema y lo que debe leer (referencia) en dos puntos ("zero" y "plus"); Ver Fig. --- III-3. Con este método se calibran las medidas de resistividad y calibrador.

En el caso de la calibración de un punto, se calcula sólo la ganancia y se supone que la lectura cero corresponde al valor de referencia. En este caso, se utiliza un calibrador de referencia, por ejemplo las fuentes de calibración de las herramientas radiactivas.

Se tienen dos tipos de calibración: maestra o de taller y calibración de campo.

1) En la calibración maestra se utilizan patrones primarios que son dispositivos que reproducen condiciones ambientales (en el pozo) bien definidas. El equipo debe medir los valores de referencia del patrón primario, para después a--

justar el patrón secundario de campo (portátil) para que simule las condiciones - del patrón primario. La calibración maestra debe hacerse mensualmente y los valores obtenidos deben estar dentro de tolerancias especificadas. Como ejemplo de patrones primarios tenemos: el aro resistencia para Inducción, los bloques de S y Al y los enjarres del Densidad, el tanque de agua para el Neutrón y Tiempo de Decaimiento Termal (Fig. III-4).

2) La calibración de campo se hace antes y después de cada registro. Se utiliza el patrón secundario para ajustar la herramienta a que mida valores reales. Los valores obtenidos con el patrón secundario deben estar dentro de los límites de tolerancia con respecto a los valores medidos con el patrón primario. La calibración después del registro verifica que la herramienta sigue midiendo valores reales. Como ejemplo de patrones secundarios tenemos: la regla radiactiva para GR, el cajón radiactivo para el Neutrón, el bloque radiactivo para el Densidad y los aros para el Calibrador (Fig. III-5).

REGISTRO DE DENSIDAD COMPENSADO						
ZONA _____ DISTRITO _____ CAMPO _____ POZO _____ MUNICIPIO _____ ESTADO _____	ZONA _____ DISTRITO _____ CAMPO _____ POZO _____ CORRIDA _____ MUNICIPIO _____ ESTADO _____ FECHA _____	LOCALIZACION DEL POZO X = _____ Y = _____ ELEVACION KB. _____ HR. _____ T. _____				
CORRIDA _____						
FECHA _____						
PROFUNDIDAD PERF. _____						
PROFUNDIDAD SCHL. _____						
PRIMERA LECTURA _____						
ULTIMA LECTURA _____						
FLUIDO EN EL POZO _____						
SALINIDAD P.P.M. _____						
DENSIDAD _____						
NIVEL _____						
TEMPERATURA MAX. _____						
TIEMPO DE OPERACION _____						
UNIDAD DE REGISTRO _____						
REGISTRADO POR _____						
ORDENADO POR _____						
DATOS DEL AGUJERO			DATOS DE LA TUBERIA			
CORRIDA	BARRENA	INTERVALO	DIAM.	PASO	INTERVALO	
V	D	DE	A	DE	DE	A

DATOS DE CALIBRACION DEL EQUIPO
 CALIBRACION ACPS

NOTAS:

III-2.- Ejemplo de encabezado de registro (Pemex).

En la película se debe registrar un resumen de la calibración (analógica - en tableros y digital en sistemas computarizados).

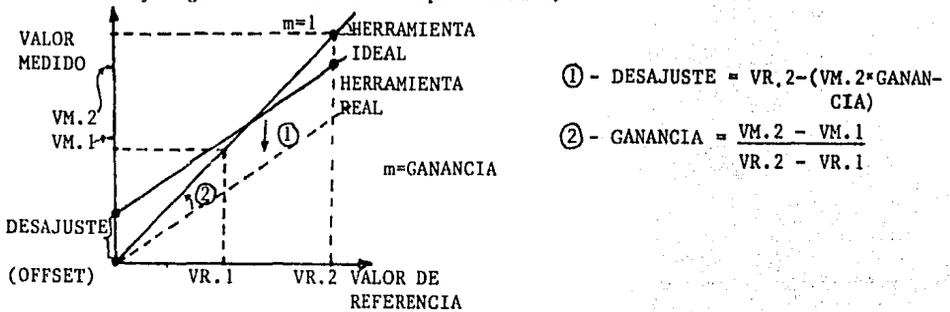


FIG. III-3.- Calibración de dos puntos.
3) REGISTRO.

Es la etapa en que la herramienta se corre en el pozo. La mayoría de las herramientas se corren hacia arriba, aunque algunas se corren hacia abajo o en ambos sentidos. Las curvas de registro se pueden observar en la cámara o en la pantalla de video. Las discrepancias de profundidad entre el contador y el indicador de marcas magnéticas del cable, se pueden corregir con la manivela.

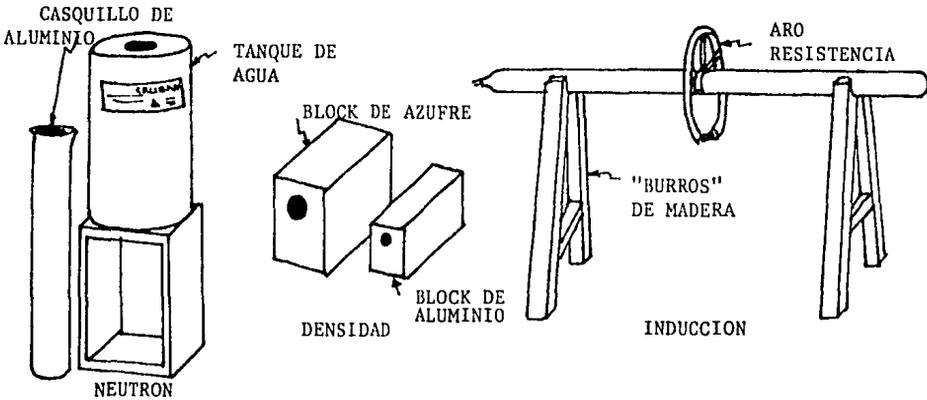


FIG. III-4.- Patrones primarios de calibración.

En cuanto empieza a registrar la herramienta, se activan las películas y grabadoras. En el equipo de superficie las señales del equipo de fondo se procesan, algunas de ellas con funciones computadas (algoritmos).

La velocidad del registro no es la misma para todas las herramientas. Algunos factores que influyen son: tensión del cable, daño al patín del equipo e inercia del galvanómetro. La radiactividad natural es un fenómeno aleatorio que requiere la acumulación de datos en un periodo de tiempo para calcular la media y tener una lectura representativa. Esta acumulación o periodo de muestreo corresponde a la constante de tiempo, que se ajusta de manera que la herramienta viaje 30 cm. en un periodo de tiempo constante. En donde vel. del registro =

1 100/C.T. (m/hr). La velocidad del registro queda marcada en la película.

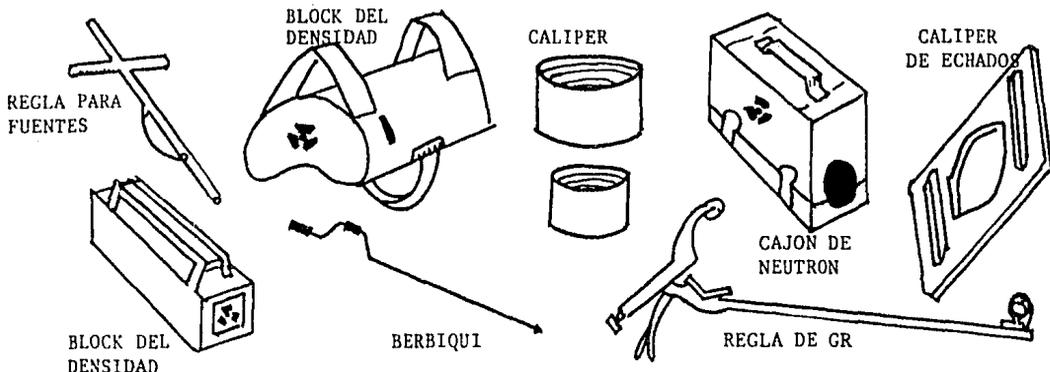


FIG. III-5.- Patrones secundarios de calibración.

El intervalo de registro debe tener una velocidad apropiada, escalas adecuadas, no deben omitirse curvas y no debe haber ruidos. La película de registro debe tener las siguientes partes: encabezado, calibración después, intervalo de registro, tramo repetido (con y sin memoria), calibración antes y calibración maestra (Fig. III-6).

4) REPRODUCCION.

En esta etapa posterior al registro se lee la cinta de datos y se genera una nueva película si se desea. Para recalibrar algunos datos, filtrar información ideseable, interpretaciones rápidas o obtener un registro diferente al obtenido en tiempo real.

Quando el operador verifica que la información en la cinta es correcta puede editarla. La edición tiene 3 funciones: 1.- corregir en la cinta cualquier desplazamiento de profundidad en dos diferentes corridas, - 2.- eliminar el diálogo operador-sistema grabado en la cinta y todos los archivos indeseados, 3.- descartar las mediciones originales sin procesar. Cuando la cinta está editada se le añaden datos de utilidad.

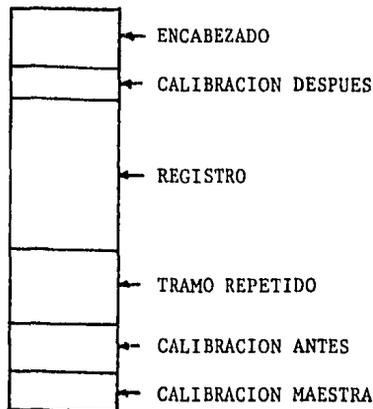


FIG. III-6.- Película de Registro.

5) TRANSMISION DE DATOS.

Después de que los registros se han corrido y de las interpretaciones rápidas en el pozo, es importante procesar la información en un Centro de Cómputo lo más pronto posible, para obtener una evalua

ción completa. En lugares alejados o de difícil acceso la transmisión puede hacerse por teléfono, radio o satélite.

Los datos digitizados en la cinta son transmitidos a la terminal de transmisión del pozo (algunos sistemas computarizados tienen una unidad especial), -- que toma los bits del formato serie-paralelo y los pone en serie para transmitirlos con el Modem. Simultáneamente se usa un tele-tipo para enviar los datos de calibración y del pozo. En la estación receptora se tiene un equipo similar --- (Fig. III-7). Los datos pueden ser editados en la cinta antes de transmitirse, lo cual reduce el tiempo. Las cintas de registros usan el formato LIS (Información de Registro Estandar).

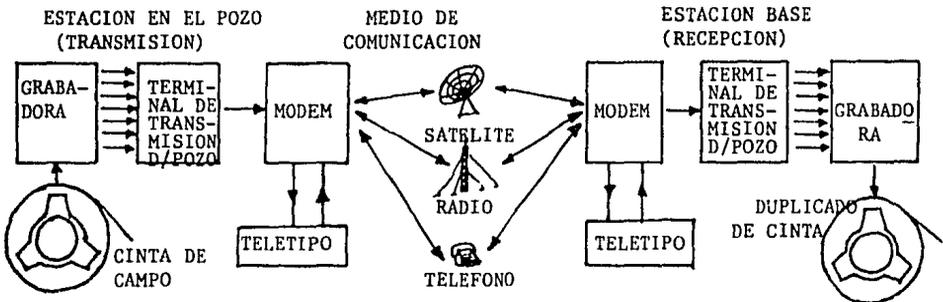


FIG. II-7.- Transmisión y recepción de datos de registro.

3.2. OPERACION DE REGISTROS.

3.2.1. REGISTROS DE RESISTIVIDAD:

INDUCCION.

Puede usarse en pozos con lodos conductivos ($R_t/R_m < 500$), no conductivos (base aceite) y en pozos perforados con aire. El enfoque vertical es bueno, permitiendo evaluaciones en capas de 1.5 m. de espesor. La escala logarítmica elimina trazos fuera de escala y permite una lectura rápida para usar nomogramas. Su uso con el LL8 facilita la correlación. Los registros de inducción son poco afectados por la invasión y es posible obtener buenas determinaciones de R_t --- ($R_t < 3R_{xo}$, $d_i < 100''$).

La velocidad máxima del registro es de 1 800 m/hr.

Los factores que influyen en la respuesta de la herramienta son: la señal recibida que refleja la conductividad de la formación, el error de sonda debido al efecto de las bobinas y el error de cartucho (de diodos) por el efecto de los circuitos. Es necesario determinar y compensar los dos últimos factores para obtener el valor de conductividad exacto. Esto se efectúa con la calibración.

En la calibración maestra, se da una señal de entrada cero al cartucho que permite conocer el error de diodos, que se compensa con el equipo de superficie.

Se toma una medida en el aire que debería producir una señal cero en la sonda, - de la señal recibida se puede determinar el error de sonda. Posteriormente se - toma una medida con el aro resistencia que es el patrón de calibración primario y se ajusta el sistema para que mida el valor del aro (406.52 mmho más efecto -- piel da 500 mmho). Se toma una medida con el relevador de calibración que será el patrón secundario para calibrar la herramienta en el campo.

ENFOCADOS.

El Doble Lateral es muy efectivo cuando la resistividad del lodo es menor que la resistividad del agua de formación. Se emplea en rocas carbonatadas y en formaciones de baja porosidad. El dispositivo no puede emplearse en pozos entubados o cuando hay lodos no conductivos o está vacío el pozo.

El registro se debe correr de 400 a 1 200 m/hr.

La calibración del Doblelateral es diferente a la calibración de otros e-- quipos ya que se utiliza una misma señal de calibración en la sonda para cali--- brar el tablero y el cartucho. Se hace una calibración primaria en el pozo, por que el patrón primario de calibración es un resistor interno en cada circuito de medida.

ENFOQUE ESFERICO.

Los electrodos van contenidos en la sonda de Doble Inducción y su opera--- ción depende de ésta. La respuesta de los electrodos es estable, su calibración consiste solamente en normalización del cartucho, cable y respuesta de los cir-- cuitos de superficie. En la calibración secundaria, la medida de "cero" se hace poniendo en corto el amplificador de medida y la medida "plus" es generada por - una resistencia de 500 mmho.

MICROREGISTROS.

El Microesférico Enfocado se corre en un patín en la sonda del Doble Lateral. La herramienta de Microproximidad permite registrar 2 curvas: el Microperfil y el Microlateroperfil o el de Proximidad, dependiendo del tipo de almohadilla que se use. Es necesario que la almohadilla tenga un buen contacto para poder corregir las medidas. El pozo debe estar lleno de lodo. La velocidad máxima de registro es de 2500 pies/hr. Es importante cerrar la sonda (patines cuando la herramienta baja en el pozo).

Las lecturas están afectadas por el diámetro del pozo y espesor del enjarre. Las determinaciones de R_{XO} y ϕ (porosidad) obtenidas a partir del Microperfil son confiables si: el enjarre es menor de $\frac{1}{2}$ " y la invasión mayor de 4". El perfil de Proximidad es preferible al Micro alteroperfil en donde el enjarre sea mayor de $\frac{3}{8}$ " (invasión profunda de 40"). El Microlateroperfil se corre en

lodos salados y el de Proximidad en lodos dulces. Las curvas de Microesférico - Enfocado, Microlateroperfil y Proximidad, se presenta en escala logarítmica ---- (0.2 a 2000 Σ m.). El Microperfil se presenta en escala lineal, todos en los carriles II y III.

Para conocer la resistividad del lodo (R_m), se toma un "perfil de lodo" al bajar con los brazos cerrados.

No es necesario efectuar calibración maestra, ya que el resistor de precisión que es patrón primario de calibración está integrado en la sonda y los dispositivos de medición son tan exactos que no amerita una referencia externa. El Calíper se calibra en 2 puntos con aros de 6" y 12" que se introducen en los brazos de la sonda.

3.2.2. REGISTROS DE POROSIDAD.

RADIATIVOS:

Los más comunes son el Neutrón, Densidad, Rayos Gamma y Litodensidad. El GR se trata en el Cap. IV y el Litodensidad en la sec. 2.3.2.3.

Los fenómenos radiactivos, tienen variaciones estadísticas. Estas son promediadas antes de ser registrados, pasando la señal a través de un circuito con una constante de tiempo de 2,3 o 4 seg. dependiendo de la mayor o menor porosidad en la formación (respectivamente). La velocidad de registro es elegida de manera que la herramienta no recorra más de un pie durante el tiempo correspondiente a la constante de tiempo elegida, es decir: VEL. DE REG.=1100/C.T. (m/hr)

DENSIDAD.

El instrumento de Densidad compensado puede operarse sólo o en combinación con el neutrón y el rayos gamma. La medición correcta de la densidad requiere de una buena colocación del patrón contra la pared del pozo. Puede operarse en pozos vacíos, pero no en pozos entubados. La velocidad normal del registro es de 300 m/hr. La constante de tiempo = 4 seg. Las lecturas se deben corregir -- por diámetro de agujero.

Se tienen las siguientes curvas: porosidad (ϕ_D) en C.II y III (45 a -15%), densidad (ρ_b) en C.II y III (2 a e gr/cc), corrección ($\Delta\rho$) en C.III (-2.5 a -- 2.5 gr/cc). Todas en escala lineal, además del Calíper y GR en el Carril I.

Los patrones primarios de calibración son formaciones calcáreas de laboratorio de gran pureza, saturadas de agua dulce y cuya densidad es conocida con exactitud. Los patrones primarios de taller son dos grandes bloques de aluminio y azufre dentro de los cuales se coloca la herramienta. Estos bloques son de una geometría y composición cuidadosamente diseñada y sus características están relacionadas a los patrones primarios. Junto con los bloques además se tienen enjarres artificiales de 2 espesores diferentes que se utilizan para probar la -

corrección automática en el tablero electrónico. Finalmente, el patrón secundario es un pequeño bloque con una píldora radiactiva que produce una señal de intensidad conocida para calibrar el sistema de detección.

NEUTRON

El Neutrón Compensado se puede usar sólo o en combinación con otros instrumentos de registro. Se puede emplear en agujeros abiertos o entubados, aunque cuando está cementado los resultados no son tan precisos. Puede operarse centralizado o excentralizado (opera mejor). En intervalos con arcilla o con gas los valores de porosidad no son confiables. La velocidad del registro es de 600m/hr. La constante de tiempo recomendable es "2". Las curvas que se obtienen en el registro son: porosidad (\emptyset_N) en los carriles II y III (45 a -15%), rayos gamma en el c.I (0 a 150 API) y relación de conteos.

La calibración de la sonda está hecha en una secuencia de calizas. Sin embargo en las bases se utiliza como patrón primario un tanque lleno de agua con un casquillo de aluminio. Las proporciones de agua-aire-aluminio a 23.7°C, dan una porosidad aparente de 0.18. Una herramienta ideal debería leer una relación de 2.158, las medidas de la herramienta real deben multiplicarse por la ganancia para obtener este valor. Los conteos que deben leer los detectores en el tanque son: en el cercano 5600 \pm 20% y en el lejano 2560 \pm 20%. En el pozo el cajón radiactivo que es el patrón secundario deberá reproducir ese número de conteos, para calibrar la herramienta.

La herramienta de Rayos Gamma se calibra con una "regla" con pequeña fuente radiactiva, que a 53" del detector emite 165 API, éste será el valor "plus". El valor "cero" será la medida del "background" natural.

El registro debe corregirse por: diámetro de agujero, espesor de enjarre, salinidad, peso del lodo, separación a la pared y temperatura; y en agujero entubado además se corrige por espesor del revestimiento y el cemento.

SONICO.

La herramienta se emplea generalmente con un Calibrador y un Rayos Gamma, y puede combinarse con otras como el Inducción. Debe estar centralizada. No se puede operar en pozos vacíos. Si el pozo no está muy deslavado, quedará compensado el efecto del barreno. La velocidad del registro depende de las condiciones del pozo y puede ser hasta de 1200 m/hr.

Las curvas que se tienen son: tiempo de tránsito (Δt) en μ seg/pie, porosidad (\emptyset_s) en %, tiempo de tránsito integrado (mseg) y también Calibrador (pulg) y GR (API). Es necesario ajustar internamente el cartucho y la sonda (normalizar), a fin de que todas las herramientas den la misma respuesta de amplitud.

3.2.3. REGISTROS MECANICOS: ECHADOS.

La herramienta de echados se opera sola sin combinarse. Debe estar centrada. No puede operarse en pozos entubados. La velocidad máxima de registro es de 1000 m/hr.

La calibración de la herramienta consiste de: a) verificación de la respuesta de los electrodos mediante una barra puente (resistencia), b) verificación de los sensores: la desviación debe ser cero si la herramienta se encuentra colgando, el azimut debe leer al N cuando se apunta en esa dirección y giro del rumbo relativo al girar la herramienta.

3.2.4. REGISTROS NUEVOS:

ESPECTROSCOPIA DE RAYOS GAMMA NATURALES.

Esta herramienta se corre a 300 m/hr. Para su calibración se necesita de terminar los coeficientes de las ventanas del espectro de la herramienta. Para esto se necesitan bloques de formaciones conteniendo cantidades conocidas de Th, U y K. Los espectros generados por estos bloques consisten en rayos gamma dispersados y no dispersados y no pueden ser simulados por una pequeña fuente. Por lo tanto no es posible hacer una verdadera calibración en el campo y sólo se verifica la herramienta.

LITODENSIDAD.

Su operación y calibración es similar al de la herramienta de Densidad común. Las diferencias en la calibración son: se llena el agujero del bloque con agua para eliminar el espacio de aire entre el patín y el bloque, para calibrar el Factor Fotoeléctrico se inserta una hoja de fierro en el bloque y se mide la densidad.

PROPAGACION ELECTROMAGNETICA.

Se hace una calibración electrónica en el aire, se deben medir el tiempo de propagación, atenuación, diferencias de fase y de amplitud; las medidas deben estar dentro de rangos predeterminados a cierta temperatura.

SISMICA DE POZO.

Sismograma Sintético: los disparos se efectúan con la fuente de ondas compresionales colocada en la superficie; la herramienta con los geófonos se ha anclado previamente en una estación a determinada profundidad en el pozo. Así se continúa haciendo disparos en estaciones a diferentes profundidades del pozo.

Perfil Sísmico Vertical (VSP): la adquisición es la misma que el caso anterior, la estación se sube cada 30 m. aprox. Si la operación es en pozo entubado debe estar bien cementado para que halla buen acoplamiento, en pozo abierto la herramienta debe quedar anclada. Se registra el pulso de disparo y la --

traza sísmica, si ésta última es de mala calidad se efectúan varios disparos (4 a 12) por nivel de profundidad para eliminar el ruido.

Técnica con la fuente alejada del pozo: su objetivo es obtener una mayor cobertura lateral, para ello se coloca la fuente en varias posiciones alejadas del pozo.

3.3. REGISTROS COMBINADOS.

Por lo general los Registros Geofísicos no se corren individualmente sino combinados. Las principales combinaciones de herramientas para los servicios de pozo abierto son:

- a) Doble Lateral/Microesférico Enfocado/Rayos Gamma (GR)
- b) Inducción/Microesférico Enfocado/GR
- c) Densidad/Neutrón/GR
- d) Sónico/Neutrón/Densidad Variable/GR
- e) Inducción/Sónico/GR
- f) Microproximidad/Microlaterolog (MLL)
- g) Echados/GR
- h) Geometría de pozo/GR
- i) Multiprobador de Formación/GR
- j) Sónico de espaciamiento largo/GR/Inducción
- k) Doble Inducción/Microesférico Enfocado/GR
- l) Doble Inducción/Densidad/Neutrón/GR
- m) Doble Inducción/Sónico/Neutrón/GR
- n) Litodensidad/Neutrón/GR

Las principales combinaciones de herramientas para pozo entubado son:

- a) Adherencia de Cemento/Neutrón/Densidad Variable/Localizador de Coples/GR
- b) Disparos (pistolas)
- c) Herramientas de producción
- d) Neutrón/Localizador de Coples/GR
- e) Adherencia de Cemento/Localizador de Coples/GR

3.4. FACTORES QUE AFECTAN LOS REGISTROS.

Los principales factores que afectan los registros se enumeran a continuación: Si se quieren conocer sus efectos remitirse a la parte de descripción de las herramientas.

- a) Efecto de la Perforación:
 - Tamaño de agujero.- si disminuye o aumenta súbitamente es perjudicial.
 - Invasión de Filtrado de lodo.- si es grande afecta a los registros de Investigación profunda.
 - Resistividad de la formación.- su contraste con la resistividad del lodo, afecta algunos registros.
 - Enjarre.- si es grande afecta a los microregistros.
 - Tipos de fluidos.- influyen en el contraste de resistividades y en el principio de medición de las herramientas.
 - Geometría del agujero.- ovalización, desviación y rugosidad.
- b) Efectos Instrumentales:
 - Bimetalismo.- dos metales en un medio conductor generan una f.e.m.
 - Magnetismo.- provocado por el tambor del malacate.
 - Polarización de electrodos.- al estar en un medio conductor.

- Salto de ciclo.- la señal no se detecta a tiempo.
 - Velocidad de la herramienta.- varía según el tipo.
 - Longitud de los detectores.- puede hacer más sensible la herramienta.
 - Excentricidad.- en algunas herramientas es necesaria.
 - Variaciones Estadísticas.- de los fenómenos radiactivos.
- c) Espesor de la capa.- afecta la resolución de la hta.
- d) Densidad del lodo
- e) Tubería de revestimiento y Cemento.- solo algunos registros se pueden tomar.
- f) Atmosféricos.- inducen "ruidos".
- g) Temperatura.- hay rangos de operación.

3.5. CORRECCIONES AMBIENTALES.

Antes de interpretarse, las lecturas de los registros son corregidas por efectos ambientales. En los sistemas computarizados se hace un forma automática, dando los parámetros: temperatura, características del lodo y barrena, etc.

- Todas las medidas de resistividad son corregidas por temperatura.
- Los rayos Gamma son corregidos por tamaño de pozo y efectos de lodo (densidad y tipo).
- Las resistividades Lateral somera y profunda son corregidas por tamaño de agujero, resistividad del lodo y temperatura de formación
- Los valores de densidad son corregidos en función de la densidad del lodo y tamaño del agujero.
- El registro Esférico Enfocado es corregido por efectos de resistividad del lodo con la temperatura apropiada.
- El registro de Microproximidad se corrige por enjarre tomando en cuenta la temperatura.
- Las lecturas de Inducción son corregidas por el espaciamiento entre la herramienta y el pozo.
- La Normal Corta es corregida por resistividad del lodo y diámetro del agujero.
- La porosidad del Neutrón es corregida por espesor de enjarre, tamaño de agujero, salinidad, densidad del lodo, presión y temperatura.
- El Microesférico y el Microlateral se corrigen por espesor de enjarre tomando en cuenta la temperatura.

3.6. CONTROL DE CALIDAD.

Hay varios aspectos de los registros que es necesario controlar sistemáticamente, estos son: presentación, información adjunta y precisión. Algunos de estos aspectos son válidos para todos los registros, otros son específicos para cada herramienta.

Las principales verificaciones generales son:

- 1) Presentación: a) en lo referente a la calidad fotográfica: buen contraste, -- sin manchas, trazos codificados, rejilla, marcas de velocidad. b) El formato del registro: encabezado, registro, sección repetida, calibración maestra, ca libración antes y calibración después.
- 2) Información adjunta: a) marcar las curvas, b) no deben faltar curvas, c) el - encabezado debe tener los datos completos, d) se deben marcar las escalas y - los cambios, e) se debe registrar la temperatura de fondo, f) se deben medir los valores de las resistividades del enjarre y del filtrado de lodo.
- 3) Verificaciones Técnicas: a) las escalas deben ser adecuadas, b) el tramo repe

petido debe tener cuando menos 50 m., c) repetir el registro cuando hay fallas, d) las curvas del calibrador no deben tener saltos, e) la velocidad del registro no debe exceder la especificada, f) los valores obtenidos en las calibraciones deben estar dentro de las tolerancias, g) las curvas deben repetir en un mismo intervalo, con excepciones como el calíper.

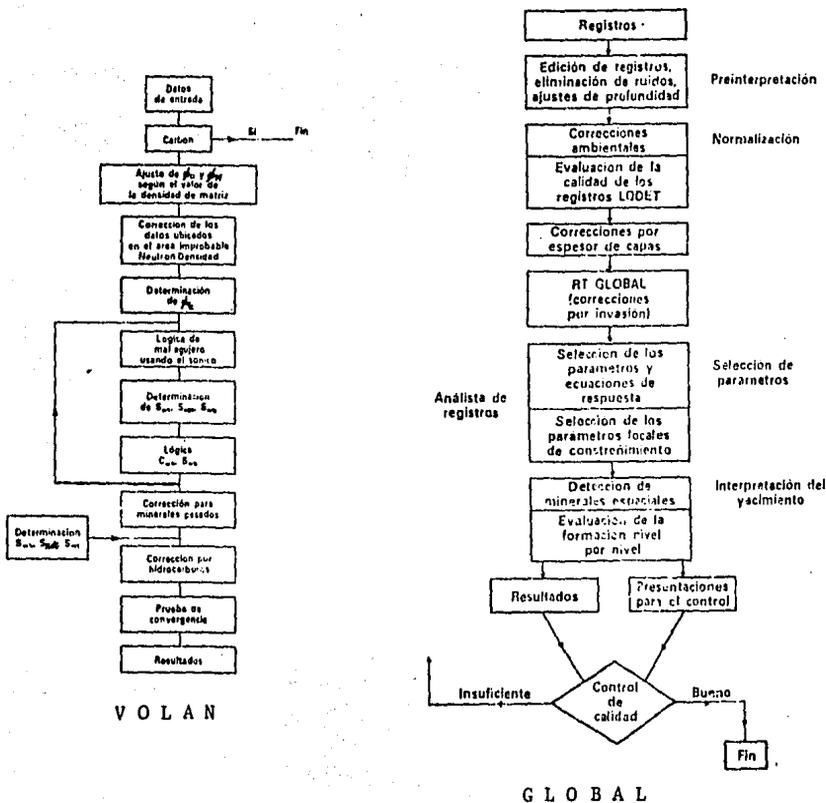


FIG. III-8.- Diagrama de flujo de los programas VOLAN Y GLOBAL (Schlumberger WEC).

3.7. PRODUCTOS Y PROGRAMAS DE INTERPRETACION.

Los Sistemas Computarizados permiten evaluar intervalos largos de registro en forma rápida y continua. Por otro lado en los Centros de Cómputo, se realizan procesamientos por medio de programas elaborados que permiten optimizar la calidad de la evaluación de cada pozo o de un campo. Definir un modelo que permita relacionar las mediciones de los registros con los parámetros petrofísicos de la formación, constituye una parte esencial de la evaluación de formaciones.

3.7.1 PRODUCTOS DE LAS UNIDADES COMPUTARIZADAS.

El objetivo es proporcionar una interpretación rápida en el mismo pozo, -- que permita tomar decisiones inmediatamente, y checar la calidad de los registros. Por medio de interpretación efectuada con algoritmos, gráficas cruzadas y correcciones ambientales.

Además de los modelos de interpretación, se tienen programas que proporcionan otros productos, entre estos tenemos:

- a) Listados: listas de datos a profundidades variables, hasta cada 6 pulg. Se aplica para obtener lecturas exactas del registro en intervalos específicos.
- b) Registros compuestos: mediciones en el mismo pozo registradas en corridas diferentes pueden ser empalmadas para obtener un registro compuesto. Se aplica para correlación y control de calidad.
- c) Histogramas: es una gráfica de la frecuencia de ocurrencia de diferentes valores de un parámetro, el resultado es un conjunto de barras en cada intervalo. Se aplica para la selección de parámetros para interpretación, control de la calibración de la herramienta y control de calidad del registro.
- d) Gráficas cruzadas: es un histograma en 2 dimensiones, es decir, es la frecuencia de ocurrencia de pares de valores de 2 salidas en un plano. Hay dos tipos: el gráfico XY que grafica puntos y el gráfico Y, que en cada punto escribe el valor de la frecuencia de ocurrencia. Se aplica para seleccionar parámetros de interpretación, determinar litología, detección de minerales pesados, determinación de porosidad y saturación, y control de calidad del registro y de la calibración de la herramienta.
- e) Correcciones Ambientales: para efectuar las correcciones por el medio ambiente en cualquier tipo de registro. Se aplica para corregir los registros en las condiciones del pozo.
- f) Presentaciones Especiales: el sistema permite obtener presentaciones especiales del registro, entre estas tenemos: velocidad del sónico, evaluación de cemento, curvas de espectroscopía de rayos gamma, indicadores de arcillosidad, profundidad vertical real, registros de dirección del pozo etc.
- g) Cómputo de Curvas Adicionales: se pueden obtener curvas de interpretación: Rt, Rxo, Ro, Rmfa, Rwa, Ø XPLOT, etc.
- h) Cálculos Locales; permite usar algoritmos que proporciona el operador para hacer interpretaciones que no están en el software.

Los modelos de interpretación (programas) principales se describen a continuación:

MODELO :	RESULTADOS :	REQUISITOS :	EJEMPLOS:
POZO ABIERTO:			
Doble Agua: Interpretación rápida después de un registro final.	Análisis de porosidad y saturación tomando en cuenta el efecto de la arcillosidad. SE procesa en 2 etapas.	Mínimo: Resistividad, Densidad, Neutrón, GR, SP. Registros opcionales útiles	CYBERLOOK: DWQL*
Tipos de arcillas y minerales responsables de la radioactividad natural.	Volúmenes de Torio, Uranio y Potasio. Arcillosidad. Repartición de varias arcillas más feldespato.	Espectroscopía de GR naturales con datos de calibración	NQTQL*
Análisis de litología. (Litodensidad).	Computa los porcentajes de 3 minerales, según los valores de densidad del grano e índice fotoeléctrico.	Litodensidad (densidad de la matriz y factor fotoeléctrico), ϕ neutrón, Calíper, GR, Espectroscopía de GR, - naturales, Propagación Electromagnética (opcional), T_{fondo} , ρ_m .	LDTQL*
Clasificación de Litologías	Las respuestas de los registros -- son comparadas con un banco de datos de electrofacies (112 en 7 familias: arenisca, arcilla, caliza, dolomita, carbonatos, evaporitas y rocas ígneas) con un procedimiento de probabilidad.	Mínimo: ρ_b , ϕ neutrón, GR. Opcionales: Espectroscopía de GR naturales, Litodensidad, ϕ sónico.	LITHO*
Litología: identificación de minerales y arcilla.	Porcentaje volumétrico de 6 minerales (2arcillas y 1feldespato). Se procesa en 3 etapas (el 1er paso usa el 1er paso del "Doble Agua").	Litodensidad, Neutrón, Espectroscopía de GR naturales y datos del lodo	LITHOG*
Identificación de Fracturas y Orientación	Curvas de microresistividad sobrepuestas 2 por 2.	Echados, GR, SP y declinación magnética.	FIL*
Echados	Diagrama de flechas con la información estructural (no estratigráfica).	Echados, GR (correlacionar). Datos de: declinación magnética, d_h , long. de correlación.	CYBERDIP: DIP*
Dirección del pozo.	Proyección vertical del pozo en -- cualquier plano y proyección horizontal.	Echados, Declinación Magnética, profundidad, coordenadas	DIR*
Muestras de formación	Cálculo de la presión y permeabilidad de la formación.	Multiprobador de formación	RFT*

(índice)

* Schlumberger

MODELO:	RESULTADOS:	REQUISITOS:	EJEMPLOS:
POZO ENTUBADO:			
Doble Agua.	Evaluación del pozo para localizar o tras zonas productoras. Diagnóaticar problemas de producción	Tiempo de Decaimiento Termal y GR. Opcionales: GR en agujero abierto, volumen de arcilla, porosidad total.	CYBERSCAN: TDQL*
CEMENTACION:			
Adherencia.	Indice de adherencia. Zonas con buen aislamiento.	Sónico con curvas de Atenuación máxima (SA), datos de - tuberia y cemento.	CYBERBOND: BIQL*
Calidad de Cementación	Calidad de cemento y canales con su dirección fuerzas compresivas mínima y máx. Desviación del pozo. Diámetro promedio y ovalización.	Registro de Evaluación de Ce mento.	CEL*
SISMICA:			
Interpretación Rápida Sísmica	Corrección del tiempo de tránsito a la prof. vertical real. Velocidades de intervalo. Grafica y registro de profundidad contra tiempo Listado de resumen.	Registro de Sísmica de Pozo	SQL*
Perfil Sísmico Verti-- cal.	Filtrado de velocidad de las ondas ag cendentes y descendentes. Deconvo--- lución. Correlación sísmica en tiempo y velocidad. Trazas sísmicas (refle-- xiones, múltiples, etc.).	Registro de Sísmica de Pozo. Datos sísmicas de referencia (filtros, escala de tiempo, ondícula, etc).	VSP*
Sismograma Sintético.	Sismograma Sintético. Calibración del Sónico (métodos "mínimo deltaT" y --- "bloque descido"). Correlación con - el VSP y secciones sísmica.	Apilado VSP de Sísmica de Po- zo, datos de referencia, da- tos de desviación, cinta de - datos del Sónico.	SCQL*
ESTUDIO DE YACIMIENTOS:			
Presiones.	Presión de formación y permeabilidad. Gradientes de fluido, zonas de presio- nadas, comunicación entre yacimientos y fracturas.	Multiprobador de Formación.	RFQL*
Producción	Producción de aceite, gas y agua. -- Cálculo de presiones hidrostáticas, temperaturas y gradientes.	Registros de Producción	PLQL (FAL)
Parámetros del Yaci- miento.	Permeabilidad, espesor de la zona -- productora, presión del yacimiento, eficiencia de flujo, índice de pro- ductividad.	Registros de Producción	WTQL* * Schlumberger

3.7.2. PRODUCTOS DE CENTROS DE COMPUTO.

La introducción a gran escala del proceso de computación al campo de la interpretación de registros ha sido de gran utilidad. La velocidad de las computadoras hace posible el uso rutinario de los métodos estadísticos para determinar los parámetros. Los datos de diferentes perfiles son integrados, procesados y presentados en forma atractiva. Las grandes ventajas de la transmisión digital de datos, procesado y almacenamiento están disponibles para el cliente, lo que le permite tomar decisiones. El número y diversidad de programas de cómputo ha aumentado constantemente.

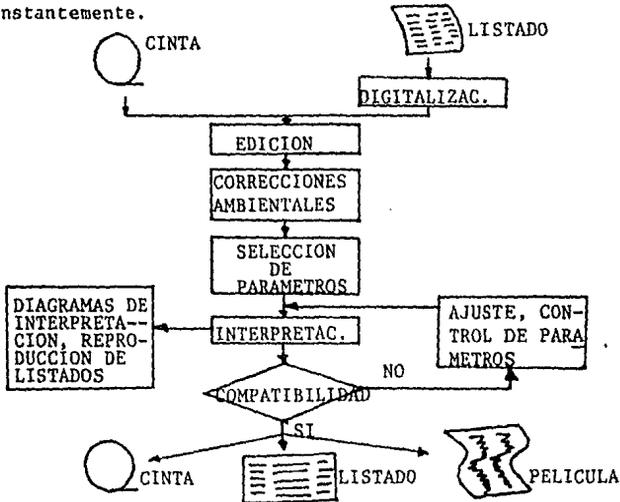


FIG. III-9.- Procesamiento de datos en un centro de computo.

A continuación se listan los productos de un centro de Cómputo de Registro:

I- Productos Sinérgicos:

- a) Cinta editada (tratamiento de datos): ajuste de escala, eliminación de saltos y picos, promediación, combinación y correlaciones por profundidad y operación aritmética.
- b) Reproducción de perfiles: producción de un perfil a partir de datos - en cinta, con cambio de profundidad, escala, etc.
- c) Reproducción y Computación: reproducción de un perfil registrado en - cinta.
- d) Digitalización: producción de una cinta magnética a partir de un registro óptico. Los datos deben ser editados posteriormente.
- e) Formato LIS: copia de cinta en formato LIS (Información Estandar de - Registro) de 7 a 9 tracks.
- f) Normalización: recalibración de los perfiles registrados.
- g) Secciones Transversales: con registros de pozo, con registros litológicos computados y con indicadores de porosidad secundarios y permeabilidad.

- h) Normalización y Corrección de datos.
- i) Listados: en varias formas.
- j) Gráficos cruzados: en dos y tres dimensiones.
- k) Histogramas: de listados, referentes a un tipo de medida sobre un intervalo determinado.
- l) Formato: para presentaciones especiales: lineales, logarítmicas, áreas codificadas, etc.

II- Interpretaciones:

- a) Interpretación de litologías complejas: Un subprograma selecciona los parámetros por un método estadístico y otro hace la interpretación; - detección de minerales, evaluación de arcillosidad y correcciones y - cálculo de saturación de fluidos.
 - b) Interpretación de arenas arcillosas: un subprograma selecciona los parámetros de entrada y otro hace la interpretación.
 - c) Interpretación de las propiedades mecánicas del pozo: evalúa la productividad del pozo por medio del estudio de la elasticidad de la formación.
 - d) Cálculo de la desviación estándar e incertidumbre: de las medidas de las herramientas. Sus resultados son: Rt, Rxo, di.
 - e) Programa para minerales especiales: como anhídrita, carbón, yeso, etc
 - f) Litologías complejas: modelo que usa una función de incoherencia minimizada. Calcula en cada nivel los valores más probables de las propiedades físicas de la formación con sus correspondientes incertidumbres.
 - g) Cálculo de saturación de agua y permeabilidad: hace los cálculos con un factor de "confianza". Usa los datos del Tiempo de Decaimiento -- Termal para comparar el yacimiento en diferentes tiempos.
 - h) Determinación de porosidad total: se corre después de haber interpretado la litología.
 - i) Litología: compara las respuestas del registro con un banco de datos de un centenar de tipos de litologías, para efectuar un análisis volumétrico.
- POZO ENTUBADO:
- a) Calibración de perfiles de producción: interpretación para pozos entubados.
 - b) Interpretación simplificada en un medio difásico: aceite/agua líquido/gas.
 - c) Presentación del corte del pozo: caliper, revestimientos, tubería, -- perforación, empacadores, etc.

III- Echados:

- a) Echados: gráficos de flechas y polar de frecuencia.
- b) Direccional: profundidad vertical verdadera, proyecciones: sobre un plano horizontal, sobre 4 planos verticales y sobre un eje vertical - desde la superficie.
- c) Gráficas auxiliares: buzamiento estructural, gráficos de: flechas, polar de frecuencia, de la geometría del pozo, sobre estereograma (Schmidt), de Dipmean, Strick, Fast y Soda.
- d) Identificación de fracturas: usa las anomalías de conductividad y superpone las curvas.
- e) Eventos Geológicos: estudio muy detallado de echados, gráficos de: -- flechas, polares y de frecuencia.

IV- Sísmica:

- a) Sísmica de pozo: computación de los disparos-tiempos y velocidades-ajuste del Sónico. Edición de datos de disparos de control (tiempo y velocidad en función de profundidad, ajuste del registro de Sónico, conversiones de profundidad a tiempo), listado (de informe de corrimiento,

ajuste del registro Sónico, informe de velocidad convertido a tiempo), representación (de curva de corrimiento, registro de tiempo/profundidad, reproducción de registros en función del tiempo).

- b) Sismograma Sintético: 1.- sismograma sintético a partir de registros - Sónico y Densidad preprocesados después de los ajustes de disparos de control. El registro de densidad puede usar las correcciones hechas - por interpretación procesada. Los sismogramas sintéticos pueden usar la información del echado estructural. 2.- listado de la tabla de un sismograma sintético. 3.- representación del sismograma sintético --- usando un pulso, frecuencia y polaridad con 3 presentaciones (prima--- rias, múltiples y ambas). 4.- se puede obtener otro sismograma sintético a otras frecuencias y/o diferentes pulsos.
- c) Perfil Sísmico Vertical: se deriva a partir del registro de sísmica de pozo, usando la densidad de disparo y tratando más detalladamente los registros de forma de onda sísmica.

V- Estudio de Campo:

- a) Resultados promedios de variables escogidas.
- b) Calibración por histogramas: en 2 y 3 dimensiones.
- c) Banco de datos: por campo.
- d) Estudio de pozos clave; planos de localización de pozos.
- e) Evaluación de perfiles con parámetros de campo.
- f) Calibración por histogramas multidimensionales.
- g) Estimación de perfil faltante.
- h) Transformación de permeabilidad.
- i) Registro de facies.
- j) Profundidad Vertical Real.
- k) Generación de mapas en 2 y 3 dimensiones.
- l) Integración espacial de parámetros.
- m) Volumen de hidrocarburos in situ.

VI- Transmisión de datos:

- a) De la base al Centro de Computación: transmisión de datos de cinta a cinta, transmisión óptica de registros.
- b) Del Centro de Cómputo a la base: transmisión de datos de cinta a cinta de registros y productos computados, transmisión óptica de registros, productos y resultados procesados.

Los principales programas de Interpretación (modelos) de los centros de -- cómputo se describen en la siguiente tabla.

MODELO:	RESULTADOS:	REQUISITOS:	EJEMPLOS:
Modelo general para la evaluación de formaciones. Litologías complejas. (modelo probabilístico)	Análisis volumétrico y porcentaje de minerales y fluidos en la roca Y parámetros del yacimiento.	Densidad, Neutrón, GR, SP, Sónico registros de resistividad y micro resistividad. Litodensidad, Tiempo de Decaimiento Termal, propagación Electromagnética, Espectroscopía de GR naturales.	GLOBAL (sustituto del -CORIBAND)*, COMPU-CARBO**
Evaluación de formaciones - con litología simple (basada en Hodges-Lehman).	ϕ_e , Sw, Sxo, Vcl, Sl, ρ_h , K, Swb (análisis volumétrico).	Ibidem	VOLAN (sustituto del SA-RABAND)* COMP/AREN***
Litología.	Análisis volumétrico, compara las respuestas del registro con un banco de datos de un centenar de tipos de litología. Identifica minerales y 2 tipos de arcilla.	Litodensidad, Espectroscopía de GR naturales y Neutrón.	LITHOG*, ELAN*
Determinación de electrofacies.	Calibración de electrofacies contra facies litológicas.	Todos los registros disponibles y procesamiento de Echados.	PACIOLOG*
Propiedades mecánicas.	Módulos de compresibilidad y cizallamiento, gradiente de presión hidrostática, análisis de círculo de Mohr.	Sónico, Densidad, GR. Resultados de modelos generales de evaluación (opcional).	MECHPRO*, FRAC-HITE*
Sismograma Sintético.	Sismograma sintético, curva de corrimiento para Δt , impedancias acústicas.	Sónico, Densidad, Echados, Sísmica de pozo. Resultados de modelos generales de evaluación.	GEOGRAM*
Perfil Sísmico Vertical.	Traza sísmica vertical, detección de reflectores aún bajo el pozo.	Registro de velocidades sísmicas.	PSV*
Computación de Echados.	Diagramas de flechas, polares y de dirección del pozo, secciones transversales, buzamiento promedio, listados.	Echados, Echado Estratigráfico.	CLUSTER*
Registro Sintético de Echados.	Curva de correlación, echados resultantes, curvas de conductividad.	Echados y Echado estratigráfico.	SYNDIP*

* Schlumberger
** I.M.P.

Proyecciones tridimensionales.	Proyecciones tridimensionales de la dirección del pozo.	Registro de Giro Continuo	TVW*
Fracturamiento.	Anomalías y orientación, ovalización y orientación, fracturamiento.	Resultados del procesamiento de Echados.	DCA*
Probabilidad de Fracturamiento.	Curva de probabilidad de fracturas, anomalías individuales.	Densidad, Neutrón GR, SP, Sónico, Doblelateral, Microesférico, Inducción. Litodensidad, Espectroscopía de GR naturales, Propagación Electromagnética, Televisión de agujero. Resultados de procesamiento de fracturas y evaluaciones globales.	DETFRA*
Evaluación de yacimientos en pozo entubado.	Porosidad, saturación de agua, volumen de arcilla, cambios en la saturación.	Tiempo de Decaimiento Termal, Neutrón, GR, Espectroscopía de GR inducidos. Densidad, Neutrón, Sónico, GR, SP. Registros de resistividad y microresistividad en pozo abierto. Evaluaciones globales.	CRA* RAS*
Interpretación de registros de producción.	Calibración del medidor de flujo, perfil de flujo, perfil de presión termómetro diferencial, análisis de flujo difásico.	Registros de Producción.	FAL*
Pronóstico de productividad.	Cálculo de las productividades, -- pronóstico de perforación de las cargas.	Diámetro de tubería y cemento, -- porcentaje de arcillosidad, tipo de cargas, densidad y fase.	SPAN*

* Schlumberger.

CAPITULO IV

OPERACIONES ESPECIALES Y DE TERMINACION DE POZOS

4.1. OPERACIONES ESPECIALES.

Durante la perforación de un pozo pueden ocurrir accidentes como atorones de la tubería, la barrena, etc. originadas por el exceso de recortes, pérdida de circulación ó por derrumbes en la pared del pozo; en otros casos puede perderse un tramo de tubería. Será necesario recuperarlas, para lo cual hay que localizar primero la profundidad a que está libre la tubería, auxiliándose de las siguientes operaciones especiales (más comunes):

- 1.- Punto Libre
- 2.- Cordón Explosivo
- 3.- Carga cortadora
- 4.- Desintegrador de Barrena
- 5.- Registros del Pozo: Registro de Geometría de Agujero, Registro de Dirección del Pozo
- 6.- Detección de Tubería Perdida

4.1.1. PUNTO LIBRE.

La finalidad de la operación es detectar la profundidad en que está atrapada la tubería, para posteriormente hacer la desconexión o cortarla a la profundidad correcta. Es necesario tener una idea exacta de las condiciones de la tubería atrapada, por lo que se debe hacer un croquis de la tubería, herramienta, pescantes (drill collars), conexiones y combinaciones especiales, etc., con el peso, longitud y diámetros interiores de las partes, así como las desviaciones del pozo.

Equipo: El detector de esfuerzo es un instrumento de alta resolución fabricado para indicar los cambios de tensión y deformación molecular a que se somete una tubería, de tal forma que es directamente proporcional a la cantidad de esfuerzo y deformación (torsión) que se aplica a la sección que se está probando. Es un instrumento que permite detectar el punto libre de la tubería.

El detector de esfuerzo está formado por un tablero en la superficie ó módulo en las unidades computarizadas y en el fondo la herramienta está compuesta por (Fig. IV-1): un oscilador de alta frecuencia, detector de esfuerzo, centralizadores, barra deslizante y contrapesos. Diseñado para trabajar en tuberías de diferentes diámetros, temperaturas de - 40 a 200°C y presiones de hasta ---- 15 000 psia.

El elemento sensitivo del detector de esfuerzo está compuesto por una bobina conectada a través de un conector coaxial a un oscilador. El cambio de po

sición de los centralizadores ya sea torsión o tensión lo transmiten al elemento sensible, produciendo cambios en la inductancia de las bobinas, estas a la vez cambian la frecuencia del oscilador, el cual transmite la señal al tablero de control.

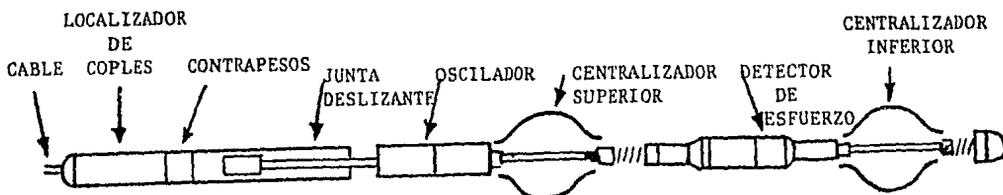


FIG. IV-1.- Detector de Punto Libre.

La presión del pozo no afecta la operación porque no hay partes que presenten resistencia, por lo que el detector de esfuerzo tiene un alto grado de resolución.

Hay herramientas que además tienen un juego de bobinas que detectan la tensión en la tubería. También hay herramientas con las que se pueden efectuar las operaciones de punto libre y cordón explosivo simultáneamente.

Operación: El detector de esfuerzo se prueba manualmente en la superficie aplicándole torsión. Posteriormente la herramienta se baja a estaciones en profundidades predeterminadas para hacer las pruebas.

Para operar el detector, se debe dejar colgado y la barra deslizante a media carrera, de tal forma que cualquier movimiento en el cable no afecte las lecturas. Para esto la herramienta en la estación, se sube unos metros y después se baja lentamente, para que quede en posición de operación. Es importante que el detector no quede en un cople, para esto se lleva un detector de coples.

Al aplicar la torsión y tensión a la tubería, si es detectada, el frecuencímetro deflexionará y al cesar la torsión la aguja deberá regresar lo mismo que deflexionó, indicando con esto que la tubería se encuentra libre. Se continúa haciendo más pruebas hasta localizar el punto libre lo más profundo posible para que la recuperación de la tubería sea máxima. Inmediatamente después se procede a desconectar la tubería con el cordón explosivo.

Un método aproximado para saber a que profundidad está atrapada la tubería es, sobreapretarla contando el número de vueltas que admite. Al soltarla debe regresar el mismo número de vueltas si está libre, si no es así, se hace una proporción de acuerdo con el número de vueltas que regrese. Otro método se ría medir la elongación al aplicar una tensión, auxiliándose con un nomograma que proporciona una profundidad muy aproximada.

En las unidades computarizadas se presenta un registro con el croquis de la tubería con sus uniones y con 2 curvas de porcentaje (0 a 100%) de torsión y tensión.

4.1.2. CORDON EXPLOSIVO.

Su finalidad es desconectar la tubería que se encuentra libre por el impacto de la explosión del cordón explosivo (primacord) frente a un cople o unión. Para localizar el cople o herramienta a desconectar se usa junto a un localizador de coples, por lo que la operación está limitada por el diámetro de éste. Se tienen dos tipos de cordón explosivo: corto y largo (Fig. IV-2).

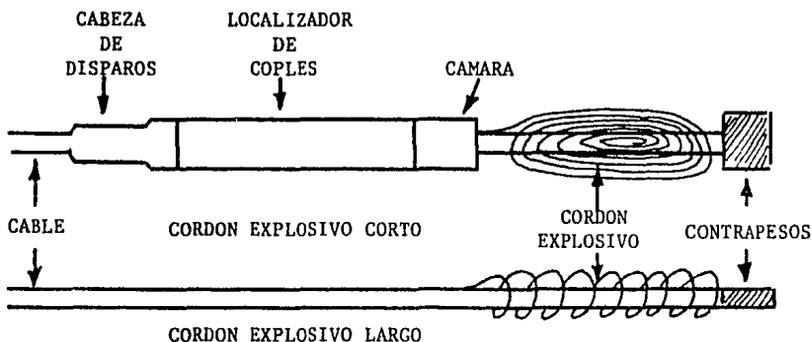


FIG. IV-2.- Diagrama del Cordón Explosivo.

El cordón explosivo corto o selectivo se utiliza donde hay peligro que se desconecte y que quede doble pescado. En el extremo del cable se conecta la cabeza de disparos y en esta se conecta el localizador de coples, de ahí se conecta una varilla de $\frac{1}{2}$ pulg. de diámetro y 2 m. de largo, sobre la cual se enreda el cordón explosivo. Este tipo de cordón selectivo es común utilizarlo para recuperar empaques no permanentes.

El cordón explosivo largo se utiliza en donde no puede pasar la cabeza de disparos por reducciones u obstrucciones en el diámetro. Las conexiones se hacen directamente sobre el cable, colocando contrapesos en su extremo.

La explosión del cordón explosivo se hace con un fulminante que se detona con 0.3 Amp. de CD. Existen tablas para determinar la longitud de cordón explosivo a usar, dependiendo del poder explosivo del material (normalmente 100 ó 80 granos/pie), del tipo de tubería (perforación, producción, drill collars, etc.), del diámetro de la tubería, y de la profundidad a la cual está atrapada la tubería. No se deben exceder los valores recomendados, pues se dañaría la tubería y no podría recuperarse.

Operación: Armado el cordón explosivo se baja hasta la profundidad de disparo. Con anterioridad, se debe preparar la tubería, para esto se calcula el peso de la tubería libre en el aire y se neutraliza con tensión. Se levanta la tubería con la patesca con una tensión menor a la de su peso libre y se aprieta dándole torsión directa 3 vueltas por cada 1 000 m. y moviéndola hacia arriba y abajo. Posteriormente se da torsión inversa (una vuelta por cada 800 pies en tubería de producción de 2 7/8" y 3/4 de vuelta por cada 1 000 pies en tubería de perforación de 4 1/2") en forma gradual moviendo la tubería hacia arriba y abajo con la patesca, con una tensión mayor a la de la tubería libre.

Una vez aplicada la torsión inversa se procede a bajar el cordón explosivo hasta localizar el primer cople a desconectar. Colocando el cordón explosivo frente al cople libre se efectúa el disparo y con ello la desconexión de la tubería, observándose que parte de la torsión inversa regresa.

Hay una operación especial para restablecer la circulación en el pozo al bloquearse los jets de la barrena después del atoramiento. Esto complica la operación de desenrosque, pues al no existir circulación las condiciones del pozo cambian rápidamente. Hay 3 formas de restablecer la circulación:

- 1.- Efectuar un disparo de cordón explosivo (8 vueltas de primacord) cerca de la barrena.
- 2.- Usar cargas normales (Scallop o Enerjet) en agujero descubierto.
- 3.- Usar cargas de penetración controladas (Punchers) en agujero entubado.

Esta operación también se usa para abrir una camisa de circulación en tuberías de producción. La herramienta se usa con un Detector de Coples para ubicarse en profundidad y un posicionador para orientar las cargas.

4.1.3. CARGA CORTADORA.

El objetivo de esta operación es recuperar la tubería de revestimiento, efectuando un corte radial con una carga explosiva, en un punto en donde se encuentra la tubería libre.

Equipo: Se conecta una cabeza monocable a un localizador de coples (Fig. IV-3), a continuación, un adaptador, un tubo de pistola de diámetro pequeño que se usa como contrapeso, un tapón con rosca en donde va acoplado el portacarga o niple que contiene el fulminante conectado al cordón explosivo (primacord) y finalmente la carga cortadora. El primacord debe pasar por el centro de la carga hasta el otro extremo.

En tuberías de revestimiento el diámetro del tubo de la pistola (contrapeso) es hasta de 4 pulg. de diámetro. En tuberías de producción el diámetro del tubo es de hasta 1 9/16 pulg., para facilitar la bajada.

Hay un tipo especial de Carga Química Cortadora, que se utiliza cada vez

más para recuperar tuberías de producción. Es a base de ácido corrosivo HF, el cual efectúa el corte de la tubería; al detonarse, el fulminante baja un émbolo inyectando a la tubería dicho ácido por unos orificios.

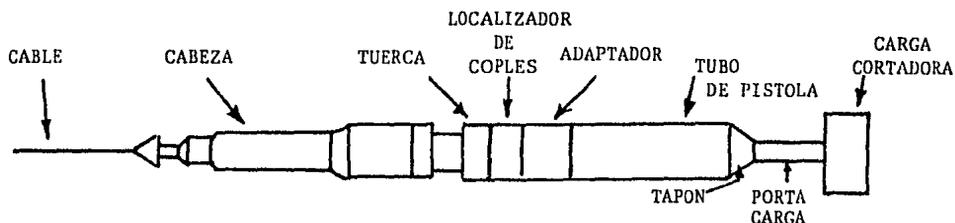


FIG. IV-3.- Diagrama de la Carga Cortadora.

Operación: Antes de la operación se debe preparar la tubería, para esto se calcula su peso en el aire y se le aplica una sobretensión del 10% sobre su peso normal.

La carga cortadora se baja hasta la profundidad en que se encuentra el último tramo de tubería libre; ya tensionada la tubería como se especificó, se procede a efectuar el disparo.

La carga explosiva se detona con un fulminante y este a su vez se excita con corriente. La acción del corte se efectúa al detonar la carga explosiva produciendo un chorro perforador a alta temperatura en forma radial, el esfuerzo de la tensión de la tubería hace que el metal al calentarse se estire y produzca el corte. La penetración se limita para evitar el daño de tubería adyacente. El corte se recomienda que se haga en cualquier parte de la tubería libre, exceptuando en los coples de la misma. Dependiendo del diámetro interior de la tubería a recuperar se selecciona el tipo de carga cortadora.

4.1.4. DESINTEGRADOR DE BARRENA.

La finalidad de esta operación es destruir la herramienta o barrena atascada en el fondo del pozo.

Equipo: La carga desintegradora de barrena consta de: la carga explosiva y del dispositivo de disparo. Se conecta el ensamble de disparos con el portacargas mediante una tuerca de seguridad. El ensamble de disparos va unido al porta barrena(drill collar).

La carga explosiva se prepara introduciéndole un fulminante, el cual se introduce a presión, para evitar que entre humedad. Descargando a tierra la carga con el fulminante para eliminar la carga electrostática. Posteriormente se co-

necta la carga en el portacarga.

Por otra parte se arma el dispositivo de disparo. En el extremo del cable se conecta un contrapeso con centralizador y a continuación una cámara con baterías (27 V) aisladas para que no se descarguen. La terminal positiva va cubierta en la punta con un plástico aislante.

Operación: Se baja la carga explosiva por la tubería y unos 10 m. antes de llegar al fondo se conecta la unión giratoria (kelly) para circular el lodo y -- limpiar el fulminante para el disparo. Después se baja lentamente hasta tocar el pescado y se ancla.

Posteriormente se baja el dispositivo de disparo dentro de la tubería. Al hacer contacto la cámara de baterías con el fulminante se rompe la capa de plástico aislante y se efectúa la detonación. Ya afuera se desconecta el dispositivo de disparo y se procede a bajar un pescante magnético para recuperar la pedacería de la barrena destruida. Este pescante soporta hasta 500 kg. y se ubica en profundidad con un detector de coples.

En caso de que falle el disparo, se debe destruir la carga desintegradora golpeándola en el fondo del pozo.

4.1.5. REGISTROS DEL POZO:

REGISTRO DE GEOMETRIA DE AGUJERO.

Para los estudios de desviación y los registros de geometría del pozo se utilizan herramientas que cuentan con 4 (ó más) brazos calibradores independien--tes, que permiten medir dos diámetros en direcciones perpendiculares en el pozo. Por ejemplo las herramientas de Echados, Echado Estratigráfico y Geometría del Pozo.

Los 4 brazos montados por parejas en la sonda se abren al tamaño del agujero hasta 40 pulg. Un inclinómetro proporciona medidas continuas de la desviación y del azimut del barreno, y la orientación del calibrador relativa al Norte Magnético.

La presentación del registro de Geometría del Pozo incluye las dos curvas de calibre en direcciones perpendiculares y las líneas que configuran el diámetro de la barrena (bit size). Así se puede evaluar en forma rápida en donde hay reducciones del diámetro o derrumbes. Por otra parte, en el carril izquierdo se presentan las curvas de azimut y desviación del agujero que permiten hacer cálculos direccionales y correcciones para obtener el registro de Profundidad Vertical Real.

La información de los calibradores medida a cada nivel, es integrada para obtener el volumen total del agujero, presentandose con marcas en el carril de profundidad. El volumen será: entre dos marcas pequeñas, de 10 pies³ ó 0.1 m.³,

y entre dos marcas grandes de 100 pies³ ó 1 m³. Esta información sobre el volumen del pozo puede utilizarse de inmediato para calcular el volumen necesario - de cemento en los trabajos de cementación, conociendo el diámetro de la futura tubería de revestimiento, esta curva (marcas) se presenta también en el carril de profundidad. Y también para calcular el volúmen de grava, o simplemente para evaluar el volumen del lodo presente en el pozo.

REGISTRO DE DIRECCION DEL POZO.

Es un registro continuo de medición direccional en pozo revestido con desviaciones de hasta 70°. Se puede obtener con precisión la posición exacta del pozo, que es de gran interés en el desarrollo del yacimiento. Se aplica en plataformas de pozos múltiples, como medida de seguridad durante la perforación, - para perforar rápidamente pozos de alivio para llegar a un blanco preciso del - yacimiento, etc.

La herramienta de Giro continuo consta de un giroscopio móvil montado sobre una plataforma de inercia (Fig. IV-4), en donde el eje se mantiene en dirección horizontal orientada hacia el Norte u otra dirección de referencia. El azimút y la desviación del pozo se calculan por medio de detectores de posición del giroscopio y de un acelerómetro. Con todos estos datos integrados se puede ubicar con exactitud la dirección y el fondo del pozo.

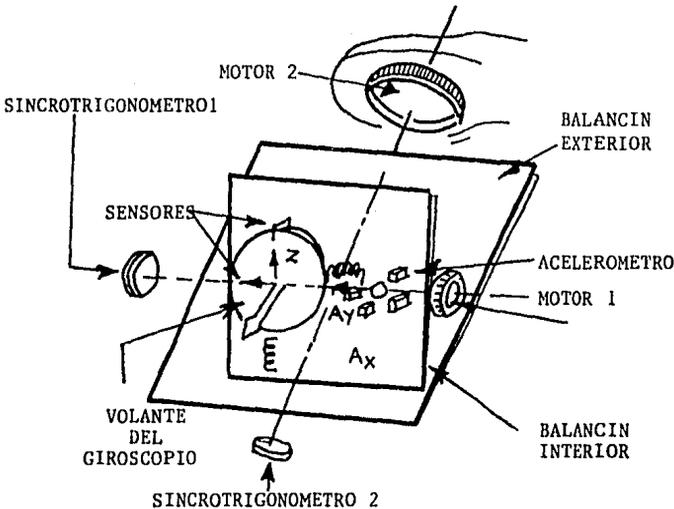


FIG. IV-4.- Plataforma de inercia de la herramienta de Giro Continuo (Schlumberger).

Esta herramienta trabaja con el sistema de telemetría por lo que requiere de una unidad computarizada para poder correrse. El procedimiento de calibración se efectúa automáticamente, la herramienta se baja a una profundidad de --

cerca de 100 m. y se ancla para ajustarse a las condiciones estables de calibración. Después de la calibración el registro se corre de 2 700 a 3 000 m/hr., - haciéndose estudios hacia abajo y hacia arriba, llegando al punto inicial. La exactitud con que se cierra la trayectoria, constituye el control de calidad de la medición.

Se garantiza la precisión de la herramienta en agujero revestido (± 0.6 m con desv. $< 3^\circ$ y de ± 12 m. con desv. $> 3^\circ$). En agujero abierto hay un mayor error debido a los movimientos erráticos de la herramienta en el pozo.

Durante el estudio el sistema proporciona cada 10 seg. una lista de los siguientes parámetros: profundidad, profundidad vertical real, evaluación de la distancia horizontal en dirección Norte-Sur (o del objetivo), evaluación de la distancia horizontal en dirección Este-Oeste (o en dirección perpendicular al - objetivo), severidad de la curvatura (cambio en la dirección del pozo sobre un intervalo determinado, en grados por 10 m.), azimut y desviación. En centros - de cómputo se pueden obtener además gráficas de la trayectoria del pozo y proyecciones tridimensionales.

4.1.6. DETECCION DE TUBERIA PERDIDA.

La determinación de la tubería perdida se puede efectuar rápidamente. No existen instrumentos diseñados específicamente para este propósito, pero siempre es posible analizar cualitativamente la respuesta de los instrumentos de registro, que es diferente ante formaciones y ante tubería.

Las herramientas de resistividad son las que más se usan, ya que la tubería tiene una resistividad muy baja comparada con la mayoría de las formaciones observándose claramente el contraste. Las herramientas sónicas también se utilizan, tomándose simultáneamente a un registro de Calibrador y a un registro Localizador de Copes. El registro Eléctrico Convencional, ahora obsoleto, proporcionaba mejores resultados. Actualmente también se usa la herramienta de Espaciamiento Ultralargo, que también se emplea en las operaciones de pesca.

Sin embargo, dependiendo de cada situación en particular, se deben prevenir todas las condiciones y problemas posibles, como por ejemplo cuantos tramos se buscan y si la herramienta pasará a través de la tubería buscada. Hay herramientas que "pescan" la tubería perdida.

4.2. OPERACIONES DE TERMINACION DE POZOS.

Se entiende por terminación de un pozo, a la etapa final de su perforación y queda constituida por todas las operaciones posteriores hasta el momento que el pozo entra en producción. Esta etapa, las operaciones de registros geofísicos y operaciones con cable en general, más importantes, son las siguientes:

- 1.- Registros de Evaluación de Cemento: Sónico de Cementación
Evaluación de Cemento y Temperatura
- 2.- Registros de Rayos Gamma y Localizador de Coples
- 3.- Canasta Calibradora
- 4.- Anclaje de Empacadores
- 5.- Operación de Disparos
- 6.- Operaciones con Línea de Acero

NOTA: Las operaciones 1, 2 y 5 se realizan con cable eléctrico y la 3, 4 y 6 con alambre.

4.2.1. REGISTROS DE EVALUACION DE CEMENTO:

Para completar un pozo, el cemento se utiliza casi universalmente para llenar el espacio anular entre la tubería de revestimiento y las paredes del pozo. Las más importantes funciones del cemento son: evitar movimiento de fluido entre formaciones, aislar las zonas productivas de las no productivas, aislar zonas -- productivas de las no productivas, aislar zonas productivas que tienen presiones internas diferentes y soportar el peso de la tubería de revestimiento.

Las causas de una mala cementación se pueden clasificar en dos grandes categorías: a) sistemas mecánicos deficientes al bombear las lechadas, lo que origina el desplazamiento incompleto del lodo a la pérdida de lechada dentro de la formación; b) degradación de la calidad del cemento durante el fraguado. Si la cementación no es buena, se hace una cementación correctiva.

Para evaluar la calidad de la cementación se utilizan varios registros Geofísicos: los tradicionales registros sónicos de cementación, que son el registro de Adherencia de Cemento y el registro de Densidad Variable, el registro de Evaluación de Cemento y otros menos empleados como el registro de Temperatura.

SONICO DE CEMENTACION:

Las propiedades acústicas de una tubería cementada se afectan por la calidad del contacto entre el cemento y la tubería. Cuando el contacto es bueno las ondas se atenúan. La cantidad de energía acústica transmitida por la tubería depende de la velocidad de propagación de una onda plana, de su densidad y del espesor del cemento.

La atenuación de las ondas de sonido es función del índice de adhesión, que se define como la atenuación de la zona de interés entre la atenuación en la zona bien cementada (máximo). Ya que estos registros se toman con la herramienta del Sónico Compresional, su descripción y operación se hace en los caps. II y -- III.

a) REGISTRO DE ADHERENCIA DE CEMENTO.

Este registro se usa para determinar la calidad de la unión entre el cemen

to y la tubería. Por lo general se toma con la misma herramienta con que se determina el tiempo de tránsito, aunque ya existe una herramienta diseñada exclusivamente para este fin, la cual puede correrse en formaciones rápidas y no está afectada por la descentralización.

Con la sonda general sólo se utiliza un transmisor y un receptor ubicado a 3 pies. Se mide la amplitud del primer pico de la señal recibida E_1 , así como su tiempo de tránsito (Δt). El pico E_1 corresponde a la onda transmitida por la tubería. La amplitud es máxima cuando no hay adherencia del cemento a la tubería y mínima cuando la cementación es buena. En una tubería bien cementada se observa un incremento en el tiempo de tránsito (stretch) debido a la atenuación de la señal (Fig. IV-5).

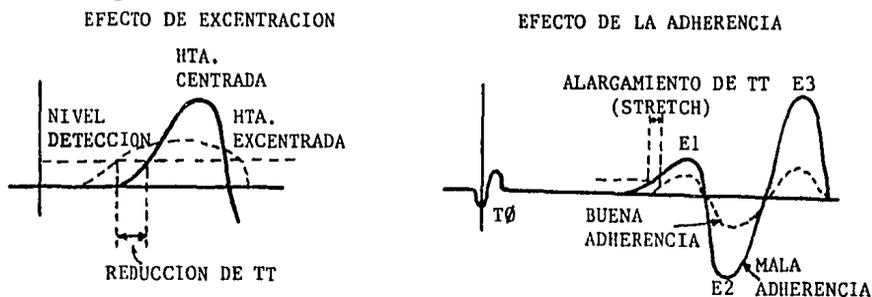


FIG. IV-5.- Efectos en la señal del registro de Adherencia de Cemento.

Además de la atenuación, la perfecta centralización de la sonda en la tubería es necesaria para obtener la máxima amplitud de la señal (Fig. IV-5). Esto se debe a la transmisión omnidireccional del sonido en el pozo. Si la sonda está descentrada 1/4 pulg., la amplitud de la señal se reduce aproximadamente 30%. La curva de tiempo de tránsito es útil para reconocer la descentralización, así como las anomalías de detección que causan saltos de ciclo.

En la tubería libre, la amplitud será alta y el tiempo de tránsito constante. En tubería bien adherida, el tiempo de tránsito puede variar, o hasta quedar omitido cuando la amplitud de E_1 es muy baja. Cuando hay una buena adhesión de cemento con la tubería, pero una mala adhesión de cemento a la formación, la amplitud es baja.

Hay excepciones en el comportamiento de la curva de registro en ciertas condiciones del pozo, como son:

Microanillo.- es pequeño espacio anular entre la tubería y el cemento, el cual es provocado por un cambio en la presión en la tubería o en el pozo, al terminar la cementación.

Ante la presencia de un microanillo se tienen valores altos de amplitud. El microanillo se detecta fácilmente tomando un registro adicional de Adherencia de Cemento y de Densidad Variable (descrito a continuación) con un incremento suficiente de presión en la tubería con el objeto de cerrar el espacio anular.

Formaciones de alta velocidad.- en formaciones con tiempo de tránsito inferior al del acero (ejemplo: evaporitas y carbonatos compactos), la señal de la formación llegará antes al receptor; por lo que la amplitud de la señal ya no será representativa de la calidad de cemento.

Canalización.- los canales entre el cemento a la formación no son detectados con el registro de Adherencia de Cemento, pues este toma un valor promedio alrededor del pozo. Sin embargo, en algunos casos de canalización, si se toma junto a un Registro de Densidad Variable, se podrá detectar.

b) REGISTRO DE DENSIDAD VARIABLE.

Este registro verifica la adherencia del cemento a la formación y ayuda a detectar microanillos, por lo que es complemento del registro de Adherencia de Cemento.

Es una grabación frente a la profundidad del grupo de ondas completas. Que da grabado en la película en forma de franjas oscuras y claras, en donde las amplitudes positivas son las franjas oscuras y las negativas las claras. La intensidad de los grises indica el nivel de amplitud (Fig. IV-6).

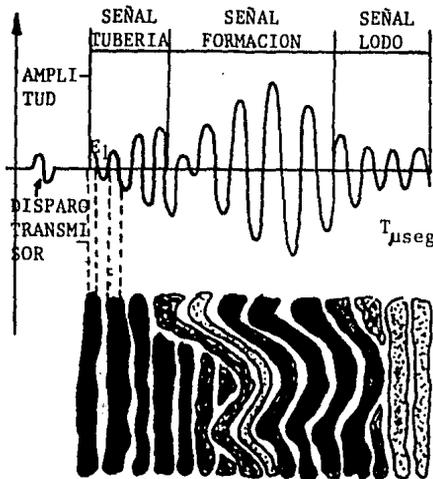


FIG. IV-6.- Registro de Densidad Variable.

En tren completo de ondas se detecta con el receptor que está a 5 pies, en la herramienta del Sónico, para asegurar una buena separación entre las diferentes llegadas. Incluido en el equipo hay un osciloscopio cuyo haz de luz pasa por la pantalla después de cada pulso del transmisor. La intensidad del haz está modulada en función de la amplitud instantánea de la onda recibida. El haz imprime la película al moverse la sonda en el pozo.

La señal que llega primero corresponde al sonido que viaja por la tubería, después llega la señal de la formación (por lo general) y al final llega la se--

ñal del lodo. La mayor parte de la energía se transmite por la tubería, por lo que sus franjas serán contrastantes. Las señales de la tubería se aprecian como franjas regulares y las señales de formación como franjas irregulares, en esta forma se puede determinar la adherencia del cemento con la formación.

c) REGISTRO DE EVALUACION DE CEMENTO.

Las características de esta herramienta permiten mejorar la calidad de la evaluación de la cementación. Es insensible a los factores que limitan los otros registros de evaluación, además de que puede detectar canales, por medio de un análisis circular del ambiente que rodea la tubería.

El registro permite obtener curvas de resistencia del cemento a la compresión y un análisis visual de la capa de cemento detrás de la tubería, así como la evaluación de la geometría de la tubería mediante 4 calibres acústicos.

Equipo: La herramienta cuenta con 8 transductores, enfocados radialmente hacia un pequeño sector angular de la tubería y colocados en forma helicoidal sobre la sonda a 45° uno del otro (Fig. IV-7). Ocupan un espacio vertical de 2 pies y operan en el rango de frecuencia de resonancia de la mayoría de las tuberías. Los transductores actúan, a la vez como transmisores de pulsos ultrasónicos y receptores de eco resultante. El eco se analiza en varios intervalos de tiempo para determinar la rapidez de atenuación. Además se tiene un transductor de referencia que mide el tiempo de tránsito sobre un intervalo calibrado, con el cual se puede conocer la velocidad de propagación y así convertir los tiempos de tránsito en distancias, con una resolución de 0.1 mm. Hay sondas de 3 3/8" y 4" para tuberías de hasta 7" y 10 3/4" respectivamente.

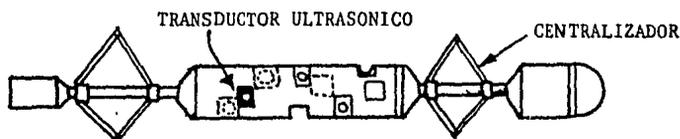


FIG. IV-7.- Sonda para Evaluación de Cemento.

El módulo correspondiente a esta herramienta en la unidad computarizada, permite poner en profundidad cada medición.

El Principio de Medición de la Herramienta, consiste en hacer resonar el espesor del revestimiento, mediante una excitación provocada por la emisión de pulsos ultrasónicos. La presencia de cemento detrás del revestimiento produce una rápida atenuación de la resonancia, mientras que la ausencia de cemento provoca un período de atenuación alargado.

Operación: La resolución vertical es de 2 pulg. Es posible obtener mediante la gran cantidad de pulsos emitidos por segundo, un promedio de las di-

ferentes mediciones en cada 2 pulg. de pozo. Por esto la velocidad del registro no debe ser mayor de 1 000 m/hr.

El registro de Evaluación de Cemento incluye las siguientes curvas: Carril 1: curvas de descentralización (pulg) y de rumbo relativo (grados) de la herramienta y el diámetro promedio de la tubería, y adicionalmente GR y Localizador - de Coples (CCL); el rumbo relativo es igual al de la herramienta de echados. Carril 2: desviación del agujero (grados) y la resistencias máxima y mínima (psi) a la compresión del cemento. Carril 3: esta pista está dividida en dos, una más ancha con la presentación gráfica de la calidad del cemento detrás de la tubería, la cual está formada por la yuxtaposición de las 8 trazas de los transductores, el negro significa buena adherencia y el blanco ausencia de cemento; otra pista de ancho reducido presenta los eventos de detección de gas (rayas delgadas) y reflexiones de la formación (rayas gruesas), las líneas verticales permiten identificar el número del transductor.

Adicionalmente en los carriles 3 y 4 se pueden presentar las 4 curvas de los calibres acústicos, junto con las siguientes curvas en el carril 1, diámetro promedio, excentración (máxima diferencia entre los radios calculados para dos transductores opuestos dividida entre dos), ovalización (máxima diferencia entre dos diámetros). Las curvas de los calibradores se pueden presentar en forma simétrica (o de espejo) para observar las irregularidades del tamaño de la tubería o cambios de espesor. La curva de descentralización es una curva de control de calidad.

La herramienta está limitada por las características atenuantes de los fluidos del pozo. Para una operación normal de la herramienta, el fluido debe tener una atenuación menor a 2 dB/cm.; los lodos deben tener una densidad de hasta 1.6 g/cm³ (base agua) y 1.2 g/cm³ (base aceite).

d) REGISTRO DE TEMPERATURA.

Los registros de Temperatura pueden ser empleados para localizar recubrimientos de cemento de la tubería.

El gradiente de temperatura aumenta en forma constante al aumentar la profundidad en el pozo. El cemento al fraguar, produce calor, por lo cual la zona cementada se localiza fácilmente al aumentar la temperatura. En las zonas bien cementadas la temperatura se incrementa rápidamente, y en las zonas pobremente cementadas el incremento no es contrastante.

Después de cementar es necesario dejar pasar el tiempo suficiente para que se produzca la reacción química y se efectúe el intercambio de calor con el medio circunvecino. Las condiciones locales y el tipo de aditivos de cemento empleados determinarán el lapso de tiempo a esperar.

Generalmente se usa un Localizador de Coples para controlar la profundidad del registro. La velocidad de registro puede ser bastante alta si se mantiene constante, ya que únicamente son importantes los gradientes y los cambios de temperatura.

Las características de la herramienta de Temperatura se describen en el -- Cap. V.

4.2.2. REGISTROS DE RAYOS GAMMA Y LOCALIZADOR DE COPLES:

RAYOS GAMMA.

En este registro se representa la radioactividad natural de la formación. Los elementos radioactivos tales como el Potasio 40, Thorio y Uranio, tienden a concentrarse en la arcilla. Estos elementos emiten rayos gamma naturales que -- pueden ser medidos por medio de un contador Geiger o por un detector de centeo-- lleo.

Por otro lado, las formaciones del yacimiento limpias de arcilla (arenisca dolomita, caliza) tienen por lo general un nivel muy bajo de radioactividad natural. Al registrar los conteos de rayos gamma emitidos por la formación, se puede distinguir entre rocas limpias y con contenido de arcilla (Fig. IV-8). Además de que se puede hacer una evaluación cuantitativa de porcentaje de Lutita -- que contiene la formación.

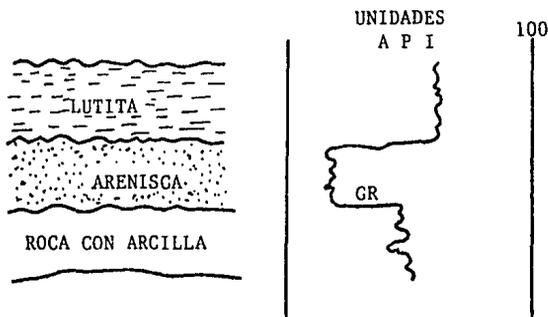


FIG. IV-8.- Detección de Rayos Gamma en Presencia de Arcilla.

Se puede correr en pozo entubado, por lo que también es útil en operaciones de terminación. Se usa como sustituto del Potencial Natural (SP) en pozos -- en donde no se puede tomar (ejemplo: lodos no conductivos).

Equipo: La sonda de Rayos Gamma contiene un detector para medir la radiación originada en el volumen de la formación cercano a la sonda. Se utilizan detectores de centelleo (Ver Carp. VII), los cuales son mucho más eficientes. La mayoría de las herramientas de Rayos Gamma tienen una longitud de alrededor de 5 pies y un diámetro de 3 3/8". Soportan presiones de hasta 25 000 psi y tempera--

turas de hasta 200°C.

Operación: El instrumento de Rayos Gamma se puede operar sólo o en combinación con la mayoría de las otras herramientas de registro, con el Localizador de Coples, en perforación y para el control de la profundidad y correlación de registros en pozos entubados. Puede funcionar centralizado o descentralizado, pero opera mejor descentralizado.

La velocidad del registro estandar es de 1 800 pies/hr., para que se pueda lograr el promedio de las variaciones rápidas (estadísticas) en la emisión de los Rayos Gamma por la formación. La influencia del barrenado no es demasiado crítica.

LOCALIZADOR DE COPLES.

Se toma este registro para correlacionarlo con el registro de Rayos Gamma y poder ubicar la profundidad en algunas operaciones, por ejemplo en operaciones de disparos. Se localizan en las tuberías los coples (juntas entre tubo y tubo) los cambios de diámetro, los colapsos, las obstrucciones, las rupturas, las válvulas, los empaques, las herramientas, la salida de la tubería, la zona disparada y pescados.

Herramienta.- se basa en el principio de inducción magnética. El campo magnético está formado por dos imanes permanentes orientados y colocados a ambos lados de una bobina (Fig. IV-9), la cual es el conductor dentro del campo magnético de los imanes que cierran su circuito magnético a través de la tubería. Al moverse dentro de la tubería, el campo magnético es cortado y se genera una corriente en la bobina, que es detectada en la superficie por un miliamperímetro; cuando hay un área constante la corriente generada es constante y el campo magnético ^{contrae, pero cuando aumenta el área de fierro el campo magnético se} expande y la corriente inducida aumenta. Al cesar el movimiento deja de generarse la corriente.

Hay diferentes tipos de localizadores de coples, con variación en sus dimensiones, el valor cuantitativo de sus bobinas y sus componentes eléctricos y magnéticos. Soportan presiones de hasta 20 000 psi y temperaturas de hasta 180°C.

Operación.- La referencia de cero de profundidad de la "boca" del pozo se coloca en el centro del localizador de coples. Antes de introducirlo al pozo se debe probar su funcionamiento: verificar la resistencia de la bobina, la continuidad y aislamiento de las terminales, y pasar un fierro sobre la bobina para observar la deflexión en un multímetro.

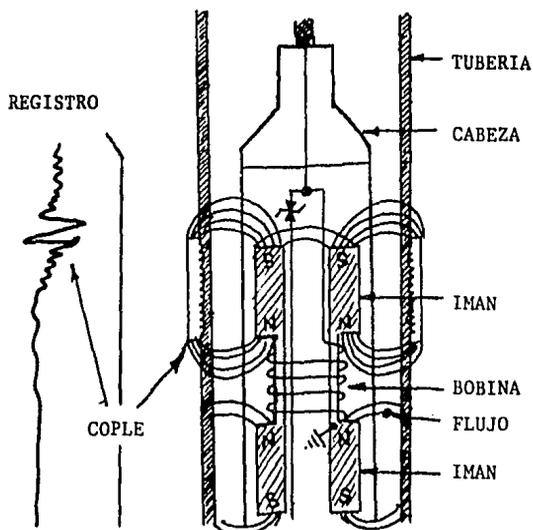


FIG. IV-9.- Diagrama del Localizador de Coples.

4.2.3. CANASTA CALIBRADORA.

Esta herramienta se baja por la tubería de producción en una operación previa y necesaria antes de introducir cualquier otra herramienta al pozo. Su finalidad es conocer el máximo diámetro libre y limpiar la tubería de producción, para evitar que las herramientas se atoren.

Se tienen varios tipos de canastas calibradoras, pero tienen partes comunes entre sí (Fig. IV-10), las más usuales son para diámetros de 4½" y 9½". De acuerdo al diámetro de la tubería en donde se va a usar, se selecciona el aro calibrador que va instalado en la parte inferior de la canasta. La canasta tiene a su alrededor ranuras que sirven para recolectar pedacería de fierro, cemento, etc., al subir y bajar la herramienta. En su parte superior lleva un detector de coples para determinar de inmediato cualquier atorón u obstrucción. También se utilizan otro tipo de canastas como la canasta-cortadora y la canasta-troqueladora, ver Cap. V-2.

Antes de la operación se debe verificar lo siguiente: a) que el pozo se haya circulado perfectamente, b) investigar el diámetro interior de la tubería, c) verificar que el diámetro exterior del aro de la canasta sea 1/8" menor que el diámetro mínimo de la tubería. Finalmente, bajar la canasta calibradora a una velocidad superior a 3 000 m/hr.

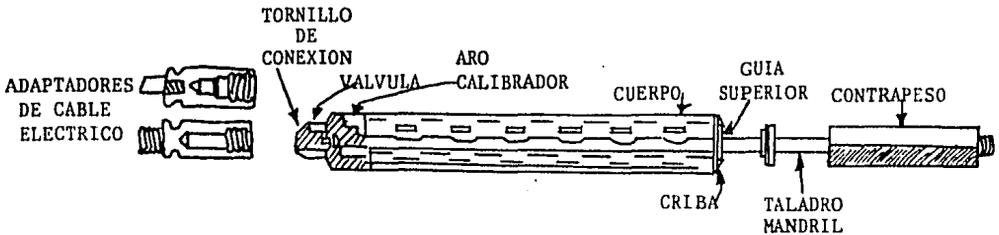


FIG. IV-10.- Partes de la Canasta Calibradora (Baker).

4.2.4. ANCLAJE DE EMPACADORES.

Cuando en un pozo hay dos intervalos productores, de los cuales se desea - explotar uno de ellos, o alternados, es necesario usar un empacador (Ver Fig. I-6); para dejar fluir el intervalo superior obturando el inferior ó viceversa.

Se tienen dos tipos de empacadores: 1.- Recuperables (convencional), que - van unidos al aparejo de producción (tubing) y 2.- Permanentes, unidos a la tube- ría de revestimiento (casing). Y dependiendo de la terminación del pozo, ya sea convencional o permanente, será el tipo de empacador empleado.

Las características más importantes de un empacador son: a) al diámetro in- terior del empacador debe permitir el paso de cualquier herramienta que sea nece- sario pasar, b) el empacador debe soportar cualquier presión diferencial para ga- rantizar inmovilidad, c) debe soportar cualquier temperatura y acción de los hi- drocarburos, d) debe ser perforable.

Descripción: casi todos los empacadores tienen un cuerpo central sobre el que se desliza una camisa o elemento de empaque. Consta de 2 cuñas superiores e inferiores entre las cuales se encuentra un sello de hule para empaque. En su - extremo inferior lleva una válvula de contrapresión de charnela, que estará ce- rrada si no hay una herramienta en su interior (Fig. IV-11).

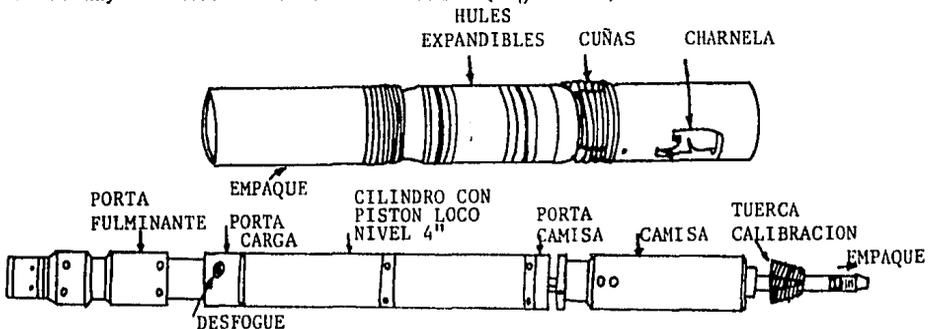


FIG. IV-11.- Partes de la Herramienta Empacadora (Baker).

Operación: Después de calibrar la tubería de revestimiento con la canasta calibradora, se baja el empacador a una velocidad menor a 4 000 m/hr. y se sitúa a la profundidad requerida, evitando que sea frente a un cople. Se efectúa el disparo para anclar el empacador. Al disparar explota una carga de gas, que se expande y produce presión sobre el pistón de un sistema hidráulico y este a su vez sobre el empacador, que se acuña a las paredes de la tubería de revestimiento.

Si el empacador llegara a atorarse antes de llegar a la profundidad programada, se tensiona el cable para liberarlo. Si no se libera, se trata de romper su punto libre o pescar con el método de cortar y enhilar.

4.2.5. OPERACION DE DISPAROS.

Después de verificar la calidad de la cementación, se debe perforar la tubería en los intervalos programados, para poner el pozo en producción. Las operaciones de disparos se deben planear con cuidado para tener condiciones óptimas de producción.

Las aplicaciones principales de la operación de perforación de tuberías -- son las siguientes: a) perforar la tubería de revestimiento en el intervalo con posibilidades de explotarse, para que empiece a producir; b) recementar una tubería de revestimiento; c) perforar la tubería de perforación, con el objeto de establecer la circulación del fluido de perforación.

Los factores que afectan la productividad de los intervalos son (Fig. IV-12):

- La distancia entre la pistola y la pared del pozo; la penetración es mayor para distancias menores de 1 pulg.
- La distribución angular de los disparos; se mejora la productividad con disparos en distintas direcciones. Se deben seleccionar los diámetros de los tubos de la pistola y de la tubería para aprovechar esta ventaja.
- Densidad de disparos; se incrementa la producción al aumentarse el número de agujeros por pie. Generalmente las pistolas están diseñadas para 4 disparos por pie, esto puede aumentarse con pistolas especiales o redisparrando.

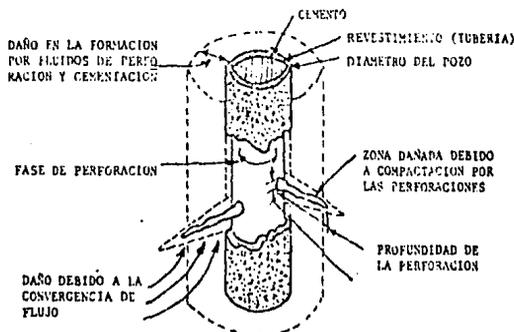


FIG. IV-12.- Parámetros que Afectan la Productividad.

ro medidor de tensión y equipo auxiliar, sistema de tierras, juego de poleas para armar el aparejo y cuello de ganso.

- Equipo de fondo: monocable, cabeza para disparos, detector de coples, pistolas, cargas explosivas, cordón explosivo (primacord), fulminantes y elementos auxiliares.

Las pistolas con cargas dirigidas que perforan con un chorro de energía desarrolladas en 1946, han reemplazado a las pistolas que perforan con balas desarrolladas en 1932 y a los dispositivos de perforación mecánica (Ver Sec. 4.2.6) usados desde 1930.

NOTA: La descripción de los tipos de pistolas y explosivos se trata en el Cap. VII.

Operación: Un disparo se debe efectuar con el máximo de seguridad, es necesario: a) supervisar el armado correcto de la pistola, b) acatar las reglas de seguridad para el manejo de explosivos (Ver Cap. VII), c) observar el indicador de tensión al bajar la pistola, d) hacer corrección de la profundidad auxiliándose de las marcas magnéticas, e) al momento del disparo observar el cambio de tensión en el cable y la caída de corriente en la fuente, para verificar que se efectuó el disparo.

Una vez que se ha entubado el pozo y que se ha comprobado que la cementación es satisfactoria, la profundidad de los registros en pozo abierto deberá correlacionarse con las mediciones de profundidad en pozo entubado, para colocar con exactitud las pistolas de perforación. Esto se efectúa con el registro de Rayos Gamma. La correlación de esta curva con los registros en pozo abierto establece la posición de los coples de la tubería con respecto a la formación que ha de ser perforada. Por lo cual finalmente con un localizador de coples se ubica la pistola de disparo a la profundidad correcta. Este sistema de afinación es el más preciso y rápido.

Se colocan las tierras de la Unidad de disparos a la estructura del pozo y preventor.

Ubicada ya la unidad de disparos en el pozo, se instala el aparejo y la pistola ya armada (Ver Cap. VII). De antemano se debe tener conocimiento de las condiciones de presión del pozo, en el caso de que haya presión se debe instalar el equipo de control (Ver Cap. 4.2.7.), para prevenir que al momento del disparo la herramienta no sea expulsada violentamente y se descontrole el pozo. En caso de que se dispare con el pozo lleno de lodo sin tubería de producción, se coloca un lubricador en el preventor del equipo y encima se usa el preventor para el cable.

Se hace pasar el cable y la cabeza por el lubricador y se conecta a la pistola siguiendo las indicaciones de seguridad en el manejo de explosivos. Con el cable de maniobras (o con el camión mastil) se sube el aparejo completo (lubricador, prensaestopas, etc.) lo más alto posible y a continuación se introduce la --

pistola al lubricador. Posteriormente se conecta la botella del preventor al árbol de válvulas y se procede a bajar la pistola.

Al ir bajando la pistola (4 000 m/hr. para tipo Line Wells y 7 000 m/hr. para Scallop y SuperIon) se va chequeando la marca magnética para el control de la profundidad y se observa constantemente el indicador de tensión. Se debe disminuir la velocidad al pasar por el empacador y a la salida del cople de campana. Se utiliza un registro de coples para ubicar la profundidad, la pistola se baja por lo menos un cople bajo el intervalo por disparar.

A continuación se toma la película del disparo con el registro de coples. Se sube la pistola lentamente registrando los coples, hasta el intervalo de disparo y se recorre 2 divisiones a la derecha (en su carril) la curva de coples. Se efectúa el disparo accionando la fuente de poder de alto voltaje de la unidad y se continúa registrando varios coples hacia arriba. Posteriormente se baja --nuevamente el detector de coples 20 m. abajo del intervalo de disparo y se registra hacia arriba hasta que se filme el primer número de profundidad. Esta película es una constancia de que se disparó a la profundidad correcta y que detonaron las cargas (anomalía en la curva de coples).

Al estar próximo a la superficie se disminuye la velocidad, hasta que la herramienta llegue al prensaestopas. Se cierra la válvula maestra en los preventores y se descarga la presión del lubricador. Se desconecta y levanta el aparejo y se verifica el estado de la pistola, para efectuar disparos subsecuentes, si es necesario, hasta cubrir el intervalo por disparar.

En caso de que las cargas no detonaran, se procede en la misma forma. Pero al faltar 100 m. para llegar a la superficie, se aplican las normas de seguridad para el manejo de explosivos, hasta poner la pistola sobre la rampa del pozo y desconectar el fulminante de los conductores. Posteriormente se investiga la causa de la falla para su corrección; entre las más comunes tenemos: manejo inadecuado de la pistola (daños), obstrucciones en el pozo que dañen la pistola, material defectuoso (primacord húmeda, defectos de las cargas y el fulminante, falta de corriente de la fuente de poder, falla del localizador de coples, cable abierto, etc.

Después de que el disparo se efectúa, la perforación queda taponada con residuos de los explosivos y por partículas de fluido de terminación, es importante limpiar entonces la perforación.

4.2.6. OPERACIONES CON LINEA DE ACERO.

Estas operaciones se efectúan con un cable de alambre de acero (no eléctrico). Su finalidad es la de auxiliar y dar servicio a las operaciones de perforación, producción y reparación de pozos; son operaciones auxiliares, económicas y rápidas.

Las aplicaciones más comunes de las operaciones con línea de acero son: -

- Calibración y limpieza de tuberías de producción
- Colocación y pesca de tapones para pruebas hidráulicas, anclar empacadores hidráulicos y cambio de empacadores.
- Toma de muestras de fondo
- Colocación y recuperación de tuberías de extensión
- Desintegración de barrenas
- Colocación y pesca de: tapones subsuperficiales, obturadores laterales, - separadores de horizonte, estranguladores de fondo, válvulas de pie, válvulas de seguridad.
- Perforar mecánicamente la tubería de producción
- Apertura y cierre de camisas deslizables
- Auxiliar las operaciones de pesca

EQUIPO:

Equipo Superficial: Se instala en la superficie del pozo y permite la co-- rrida de la herramienta bajo presión, con seguridad y sin dificultad. El equipo varía de acuerdo a las condiciones del pozo y a las dimensiones de las herramien-- tas introducidas por el mismo.

El Equipo Superficial incluye: a) unidad de registro, b) alambre de acero, c) pluma telescópica, d) estopero, e) lubricador, f) preventor, g) polea libre, h) indicador de peso. Su descripción se hace en la sección 4.2.7.

Para operar herramientas con línea de acero se tienen unidades móviles so-- bre camiones para pozos terrestres y estacionarias para pozos marinos, las cua-- les son mucho más sencillas que las que se utilizan para obtener registros con - cable eléctrico. La línea de alambre tiene alma de acero revestida con una capa de níquel para protegerla de la corrosión, sus diámetros van desde 1.68 mm. has-- ta 2.34 mm.

Herramientas Sub-superficiales (Ver fig. V-3):

- a) Cabeza y nudo de alambre, sirve para hacer la conexión de la herramienta al alambre; consta de un cuerpo cilíndrico de acero, un resorte y un dis-- co acanalado.
- b) Barras de golpeo, para proporcionar mayor o menor peso en operaciones de golpeo con tijeras. Son de acero rolado, de sección circular, con cabe-- za de cuerda macho y cuello de pesca en la parte superior. La efectivi-- dad del impacto de las tijeras puede aumentarse de acuerdo a la longitud de las barras.
- c) Martillos de Percusión (tijeras), para proporcionar impactos efectivos - dentro de las tuberías deformadas.
- d) Rodillas (articulaciones), para proporcionar flexibilidad a las herra-- mientas que se alinean para introducir las a la tubería de producción o - para tuberías torcidas. Es de acero y en su parte central tiene una ar-- ticulación.
- e) Calibradores, el Troquelador es para golpear y recalcar obstrucciones -- dentro de la tubería de producción, y el Cortador es para limpiar las pa-- redes interiores de la tubería.
- f) Block de Impresión, provee una clara imagen de los materiales duros que obstruyen dentro de la tubería. Es un cilindro relleno en su interior - con plomo.

- g) Barra Exploradora con Contrapesos, para limpiar la tubería de producción.
- h) Localizador de Extremo de Tubería, para localizar el extremo de la tubería de producción y determinar su profundidad con precisión, consiste de un cuerpo cilíndrico con una cuña enresortada.
- i) Canasta Hidrostática, para extraer partículas y basura pequeña que se encuentra sobre los cuellos de pesca, cuñas, mandriles y tapones, los cuales deben ser recuperados. Consta de una cámara a la presión atmosférica en la cual entrarán las partículas.
- j) Desarenadores, para extraer arena y pequeñas partes de basura que se encuentran en el fondo del pozo. Se compone de un pistón, 2 válvulas tipo check superior e inferior, las cuales ayudan a entrapar la arena.
- k) Pescantes, para pescar y recuperar controles subsuperficiales mediante golpes de línea hacia arriba. Este compuesto de un núcleo, un perno de corte, 2 resortes, un cilindro que contiene un juego de 3 cuñas y un cuerpo sup. con cuerda y cuello de pesca.
- l) Soltadores, para soltar y anclar herramientas y mandriles. Está compuesto por un cuerpo cilíndrico, un núcleo con un perno de corte y 2 cuñas acopladas al núcleo controladas por resortes individuales.
- m) Camisas Deslizables, para tener un medio de circulación de fluidos entre las tuberías de producción y revestimiento, también para circular pozos con el objeto de controlarlos y para introducir ácido. Consta de 2 tubos uno seccionado acoplado a la tubería y otro móvil deslizante, ambos con ranuras, separados con empaques; cuando las ranuras están una frente a otra, la camisa está abierta.
- n) Perforador Mecánico de Tubería, para perforar la pared de la tubería de producción del tipo normal y reforzada. Un perno perforador hace el orificio. En su parte superior se instala el aparejo (cabeza, barra, tijeras) para situarlo, anclarlo y efectuar la perforación (Ver fig. IV-14).
- o) Herramientas de Control Subsuperficial. Los mandriles están formados por un candado y un juego de empaques, se anclan en la tubería en un niple, y conectándose al aditamento en su parte inferior se convierten en: tapones, estranguladores de fondo, separadores de flujo, válvulas de seguridad, colgadores de tubería, obturadores y válvulas de retención.

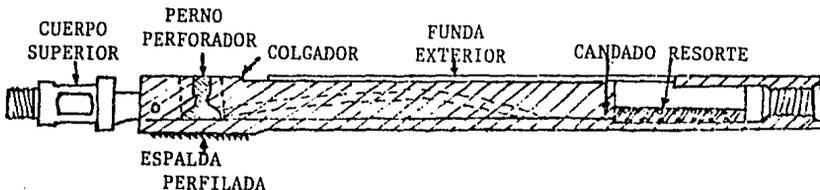


FIG. IV-14.- Herramienta de perforación mecánica de la tubería.

4.2.7. EQUIPO DE CONTROL DE PRESIÓN.

El equipo de Control de Presión es necesario para poder meter y sacar herramientas con seguridad y facilidad, en pozos con presión en la superficie, y evitar que se descontrole el pozo. Se utiliza en los servicios de terminación, reparación y registros de Producción. El equipo que debe emplearse en cada caso varía de acuerdo a las condiciones de cada pozo y a las medidas específicas de las herramientas que serán introducidas. Por lo general se emplea exclusivamente en pozos petroleros y geotérmicos.

En pozos sin presión, se conecta una botella (2 7/8") de unión rápida al árbol de válvulas, y en la parte superior de la botella se coloca un preventor ---- (BOP) con válvulas de presión (rams) adecuadas al diámetro del cable.

En las operaciones de disparos, si se quiere disparar en un pozo lleno de lodo sin tubería de producción, se coloca un lubricador en el preventor del equipo y encima se usa el preventor para el cable.

Cuando se tiene baja presión, sobre la botella se conecta un preventor con rams apropiados y sobre este un lubricador de unión rápida, cuya longitud depende rá del tamaño de la herramienta que se introducirá. A continuación se coloca un prensa estopas completo, que en su extremo superior lleva una tapa de aluminio con un empaque limpiador.

El equipo de Control de Presión consta de:

- a) Pluma telescópica o camión mástil, sirve para sostener el equipo (Fig. IV-15)
- b) Preventor.- está formado por 2 válvulas que obturan completamente la tubería de producción al accionarse, sin dañar el cable (por medio de las mordazas 'rams'); s. mecanismo puede accionarse manual o hidráulicamente.
- c) Lubricador.- es una cámara de presión en la cual se alojan la herramienta y la línea de alambre mientras son operadas las válvulas del pozo. Es un tubo de pared gruesa que queda sujeto a la presión interna del pozo, que se conecta al cabezal de la boca del pozo. Su longitud dependerá de la longitud de las herramientas que se introduzcan.
- d) Estopero (prensa-estopa).- sella la parte superior del lubricador permitiendo el paso del alambre, con lo cual controla hidráulica o mecánicamente el flujo de líquidos en el pozo y se limpia el cable. Consiste de un cilindro de acero, en el cual se alojan 3 empaques cilíndricos de hule -- seccionados por la mitad, con un acanalamiento longitudinal del mismo diámetro del cable para permitir su libre paso; la presión de los hules está regulada por unos bronceos en sus extremos (planos en el inferior y cóncavos en el superior); en la parte superior del estopero va una tapa de aluminio con un empaque limpiador.
- e) Polea Libre.- se instala en la base del lubricador y permite devanar en forma apropiada el cable. El alambre sale del malacate pasando por la polea libre, de ahí sube hasta pasar por la polea de estopero y bajar por la tubería.
- f) Indicador de peso.- mide la tensión en la línea de acero. Se instala junto con la polea libre, en donde la tensión del alambre se transmite eléctricamente a través del cable interconector hasta el instrumento indicador.
- g) Bomba Hidráulica.- sirve para operar diversos tipos de equipo hidráulico como: prensa estopas, cabeza de control, preventores, etc. Genera en el fluido la presión hidráulica necesaria para sellar el prensa estopas y eliminar el rocío. Utiliza aceite de lubricación y puede operarse a distancia.

Si el pozo tiene alta presión, en el equipo descrito anteriormente se reemplaza el prensa estopa (estopero) por el Cabezal de Control. Este genera en su interior una caída de presión que reduce la fricción del cable en movimiento, el cual se puede introducir libremente.

Estos cabezales pueden armarse alrededor del cable y soportan presiones de hasta 10 000 lb/pulg.², según el tamaño y tipo; algunos pueden operarse en presencia de ácido sulfhídrico. Están constituidos por un tubo de flujo, un limpia ca-

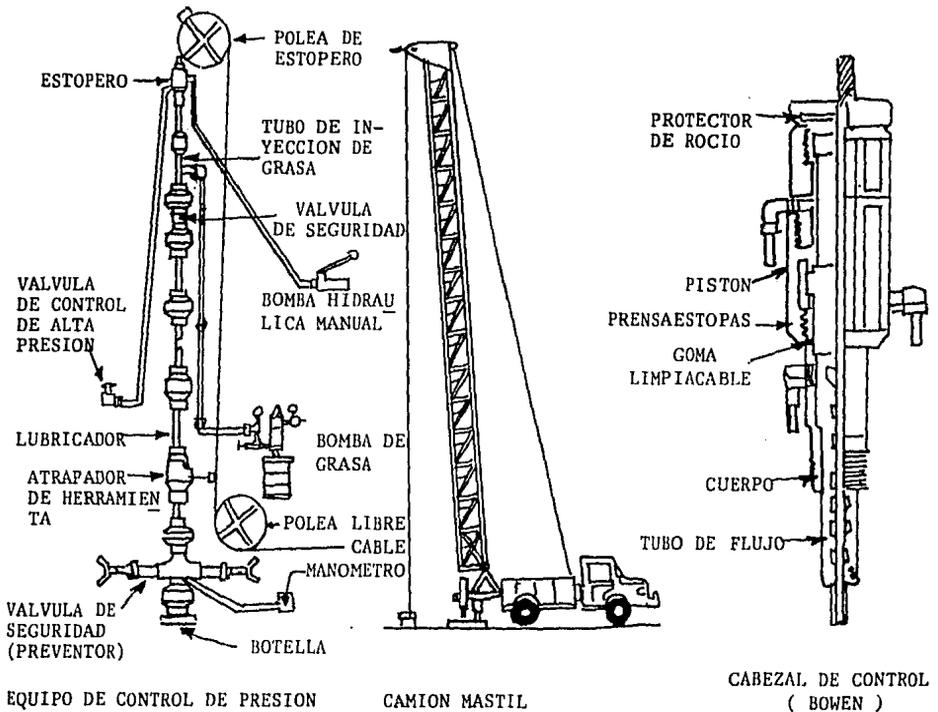
bles y un protector de rocío (Fig. IV-15), que se describe a continuación,

Tubo de flujo: reduce la presión que ejerce el pozo sobre las gomas limpiacables. Consta de 2 mitades idénticas empalmadas alrededor del cable. El flujo que entra a presión por la parte inferior del tubo disminuye de volumen y se interrumpe en cámaras cónicas de turbulencia que generan caída de presión, el fluido sale por una manguera.

Hules Limpiacables: se asientan en el tope del tubo de flujo alrededor del cable, quedando comprimidos mediante un prensa estopas a través de un juego de bujes para el cable (bronces).

Protector de Rocío: es un disco de hule o goma que encaja alrededor del cable. Impiden que por la parte superior del prensa estopas salga fluido, este es desplazado por una manguera de drenaje.

Prensa estopas Hidráulico: el Cabezal de Contrapresión es más seguro si se le agrega un prensaestopas hidráulico y una bomba hidráulica manual.



EQUIPO DE CONTROL DE PRESION

CAMION MASTIL

CABEZAL DE CONTROL
(BOWEN)

FIG. IV-15.- Equipo de Control de Presión y Camión Mástil.

4.3. OPERACIONES DE PESCA.

Se llama pesca a las operaciones que implican recuperar materiales y herramientas dentro del pozo. Se emplean técnicas y herramientas especiales para realizarlas. Las operaciones de pesca son peligrosas y se deben cumplir todas las -

normas de seguridad. Son complicadas y tardadas, por lo que se deben planear cuidadosamente para efectuar la pesca en el menor tiempo posible. La mayoría de las compañías responsabilizan al cliente (dueño del pozo) de la pesca de su herramienta, pues en la mayoría de las veces se debe a terminaciones inadecuadas del pozo.

El Ingeniero Operador debe evitar hasta donde sea posible que la herramienta quede atrapada, y evitar pérdidas. Si es necesaria una operación de pesca, de be seleccionar y conocer la técnica adecuada.

4.3.1. PESCADOS. CAUSAS Y PREVENCION.

Las principales causas por las que una herramienta puede quedar atrapada -- son (Fig. IV-16): 1. Agujero abierto:

- En el fondo por presiones diferenciales (entre lodo y formación), recortes y desechos.
- En las paredes por presiones diferenciales, frenadas del cable o de la herramienta, cambios bruscos en la inclinación del pozo y obstrucciones.
- Lodos con alta pérdida de agua.
- Diámetro de agujero demasiado restringido o puentes.
- Zapata de tubería de revestimiento dañada.
- Cable dañado (nudos, jaula de pájaro o alambres rotos).
- Herramienta dañada (patines rotos).

2. Agujero revestido:

- Por pedacería y desechos extraños en la tubería.
- En empacadores, tapones y herramientas de conexión.
- Tubería de revestimiento colapsada o dañada.
- Entrada a tuberías de diámetro reducido.
- Cemento no fraguado.
- Invasiones de arena.
- Cable dañado por el empuje de disparos o por flujo de fluidos por baja presión hidrostática durante operación de disparos.
- Altas velocidades para las condiciones del agujero.
- Dimensiones de la herramienta mayores a las de la tubería de revestimiento o a sus condiciones físicas (torcida).
- Herramienta dañada (pistola estallada).

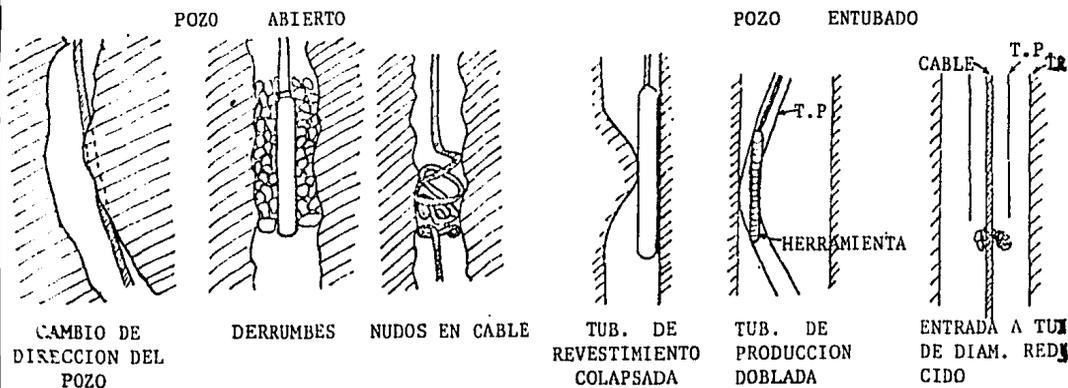


FIG. IV-16.- Algunas causas de pescados.

Para prevenir que queden pescados en el pozo:

- a) El tamaño de la herramienta debe ser adecuado a cada pozo.
- b) Antes de la operación se debe recabar la información completa de las condiciones del pozo (desviaciones, ventanas, pérdidas de circulación, puentes, lodos, etc.).
- c) Bajar la herramienta observando que el cable tenga la tensión apropiada.
- d) En las obstrucciones el movimiento de la herramienta debe ser lento, evitando golpear con la herramienta.
- e) En el fondo la herramienta debe subirse rápidamente para evitar que quede pegada.
- f) El cable debe mantenerse en movimiento; en caso de falla del malacate, se debe mover con el block.
- g) Si la tensión del cable aumenta, mantener el movimiento dentro de los límites de tensión permitidos (siempre debe conocerse la tensión de ruptura del punto débil) (Ver Cap. II).
No exceder el 50% de la máxima tensión del cable o el 75% de la del punto débil.
- h) Siempre que sea posible se deben poner centralizadores a la herramienta.

Las acciones a seguir en caso de una atrapada son:

- 1.- Al acumularse la tensión en el cable, seguir sacándolo sin rebasar la -- tensión de su punto débil.
- 2.- Cerrar los calibradores y brazos de la herramienta antes de aplicar tensión.
- 3.- Si la herramienta se pegó en el fondo, hay que aplicar la máxima tensión permitida sin demora, para tratar de despegar.
- 4.- Si la herramienta se atora en un puente en la salida del agujero, parar el malacate y tratar de bajar la herramienta.
- 5.- Si la herramienta queda atrapada, se debe determinar la profundidad y tipo de atrapada. Para esto, se marca el cable sobre la mesa rotaria y se aumenta la tensión (1 000 lbs.) para medir cuanto se elonga el cable; -- así se determina la profundidad auxiliándose con una gráfica, y si fue -- el cable o la herramienta lo que está atrapado.
- 6.- Se intenta liberar la herramienta con una tensión moderada.
- 7.- Se informa al superior la profundidad y forma en que está atrapado el cable o la herramienta, los diámetros de la tubería y conexiones y las características y costo de la herramienta.
- 8.- Se determina la técnica de pesca más apropiada. Será responsabilidad -- del dueño del pozo.

No deberá romperse el punto débil hasta que se haya determinado que ésta es la mejor solución al problema. Es más fácil pescar la herramienta a través del -- cable. Es mejor no cortar el cable, pero si es necesario hacerlo en la superficie. Nunca deberá romperse el punto débil cuando haya fuentes radioactivas en el pozo.

4.3.2. EQUIPO DE PESCA.

Los principales equipos son: el conjunto para enhilar el cable a través de la tubería de perforación, el pescante especial de puerta lateral que permite seguir el cable hasta la herramienta sin cortarlo, la herramienta para pesca del -- cable (arpón) y la herramienta de equipos sin cabeza de pesca (Fig. IV-17). Además se tiene equipo auxiliar como: plomada para pesca, cortador de cable, disco para sostener herramientas, cilindro para girar el cable, casquillo para cable --

(rope socket) colgador, adaptadores y monitor de tensión remota.

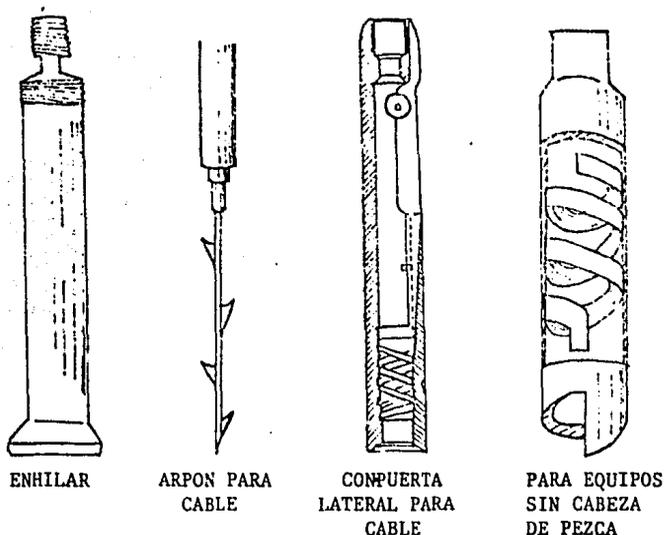


FIG. IV-17.- Herramientas de Pesca.

Las compañías contratistas de pesca tienen diversas herramientas para operaciones de pesca, dependiendo si se ha roto el cable o la conexión del punto débil.

4.3.3 TECNICAS DE PESCA:

A) TECNICA DE CORTAR Y ENHILAR.

Si el cable se ha incrustado en la formación, el único método práctico es el de cortar y enhilar a través de la tubería de perforación. También se utiliza: si la herramienta es corta o el diámetro del agujero es grande y desconocido en cualquier caso en que la herramienta esté pegada y en los casos en que la herramienta porta una fuente radioactiva en agujero abierto o muy arriba del fondo en agujero revestido. Si se siguen con precisión los procedimientos es casi segura la recuperación completa del equipo (Fig. IV-18).

El método de cortar y enhilar no se puede emplear si el cable tiene un nudo o jaula de pájaro y si el diámetro interior de la tubería de perforación es menor de 1 7/8". Es un método muy lento.

El procedimiento es el siguiente: se coloca el cable bajo tensión para eliminar cualquier aflojamiento y el portacable (en forma de "T") engrapado al cable descansará sobre la mesa rotaria. Entonces se corta el cable unos 2 m. por encima del portacable y se hace un arpón pesca-cable con el extremo del cable --

que queda dentro del pozo. El objetivo de cortar el cable es introducir la herramienta de pesca a través del cable mediante tubería de perforación.

Con el extremo del cable que cuelga en la torre de taladrar se hace una campana de pesca, una barra perforadora y un enchufe de pesca en punta de lanza. -- Cuando el enchufe queda unido a la punta de lanza, el cable de acero puede volverse a tensar. El enchufe de pesca en punta de lanza se libera y se eleva hacia el tablero del encuellador. El bastidor de la tubería de perforación con el pescante unido se iza y queda sostenido por encima de la mesa rotaria, el encargado de la grúa envía el enchufe hacia abajo, a través de la tubería.

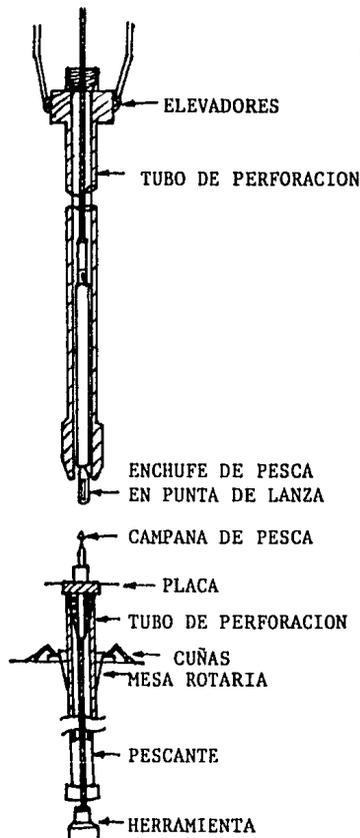


FIG. IV-18.- Equipo de pesca para la Técnica de Cortar y Enhilar.

El arpón pesca-cable se une a la punta de lanza en la rotaria y se retira la grapa. Entonces se baja la tubería de perforación a través de la mesa rotaria y se coloca en cuñas. La placa se coloca encima de la junta del instrumento de tubería de perforación en la mesa rotaria para sostener el cable. El enchufe de

pesca en punta de lanza se libera y se eleva hasta alcanzar al operador, para -- que este pueda ensartarlo en el próximo bastidor de tubería.

Esta operación se repite hasta que el pescante queda a poca distancia de -- la pieza perdida. En este punto, se hace circular el lodo para eliminar todos -- los materiales de desecho, tanto en el enchufe como en la parte superior de la -- pieza perdida. Un auxiliar circulante se une a la parte superior de la junta. Tanto los golpes de bombeo como la presión quedan grabados. Entonces se procede a atrapar la pieza perdida. Se vuelven a grabar los golpes de bombeo en rela--- ción con la presión para comprobar si la pieza quedó atrapada en el enchufe de -- pesca.

B) TECNICA CON PESCANTE DE PUERTA LATERAL.

Consiste en en hilar el cable mediante un pescante especial, el cual es --- guiado por el cable hasta la herramienta para pescarla. Sus ventajas son que es más rápido que el método anterior y no se corta el cable. Sin embargo el cable puede dañarse con facilidad y el tamaño del agujero debe de ser grande para que pueda pasar la herramienta y cable. Este método puede usarse para pescar herramientas en la zapata de la tubería de revestimiento, pero no puede usarse para -- pescar herramientas radioactivas o cuando el cable tiene nudos.

C) TECNICA DE ROMPIMIENTO DEL PUNTO DEBIL.

Liberar el punto débil consiste en tirar del cable hasta que se rompe el -- punto débil, posteriormente se jala el cable fuera del pozo y se procede a pes-- car la herramienta. Esta es una operación rápida y el cable no se daña; en agu-- jero entubado la pesca es más fácil. La dificultad estriba en que no hay una -- gufa (cable) al pescado. Existe la posibilidad de que el cable se rompa antes -- del punto débil. Al romper el punto débil existe la posibilidad de que la herra-- mienta se vaya hasta el fondo. Este método no puede emplearse para pescar herra-- mientas radioactivas o cuando el cable está dañado.

D) TECNICA DE PESCA DEL CABLE CON ARPON.

En muy raros casos el cable se rompe en el pozo. En este caso la pesca la hacen con un arpón compañías especializadas. Este método es impredecible y es -- común que se empleen hasta 3 semanas pescando. Si se tiene suerte el arpón enre-- da el cable y saca la herramienta del pozo. En algunos casos, sólo se recupera un tramo de cable y es necesario reiniciar la pesca. El operador debe tratar de que el cable nunca se rompa.

E) TECNICA PARA HERRAMIENTAS QUE NO TIENEN CUELLO DE PESCA

Este tipo de operación es llevada a cabo por compañías especializadas. Se introduce una herramienta que tiene una agarradera de espiral del tamaño adecuado a la herramienta que se pesca, hasta que se logra sujetar el cuello de esta.

4.3.4. PESCA DE HERRAMIENTAS CON FUENTE RADIOACTIVA.

Si una herramienta con fuente radioactiva queda en el pozo, se debe informar de inmediato al jefe de distrito, proporcionando los datos sobre la cantidad y tipo de material radioactivo, la herramienta dejada y las condiciones del pozo; para que por su conducto informe a la Comisión de Energía Atómica. En caso que en pozo abierto se quiera romper el punto débil (y no usar el método de cortar y enhilar) se debe pedir permiso.

Para determinar si la cápsula de la fuente radioactiva está dañada, se circula el lodo de perforación y se verifica continuamente la contaminación del lodo con un detector (rayos gamma), como medida de protección para el personal. Se toma un registro de rayos gamma para localizar la profundidad a que se encuentra la fuente (si es posible) y se define un plan de acción para el rescate de la herramienta con la fuente. Se debe evitar la ruptura de la cubierta de una fuente durante la operación de pesca, la fuente no resistirá operaciones moliendo, perforando o golpeando.

Elegida la mejor técnica se pesca la herramienta con los procedimientos ya descritos, observado las siguientes precauciones. Cuando el pescante con la herramienta esté a 40 m. de la superficie, se debe retirar todo el personal quedando sólo el perforador con el personal necesario para la maniobra. Ya en la superficie se observa que la herramienta esté bien agarrada al pescante y se tapa el agujero del pozo. Luego se baja para desconectar la herramienta de pesca y colocar la fuente radioactiva en su blindaje protector.

Si la operación de pesca es más peligrosa que cementar la herramienta, se puede abandonar con seguridad en el pozo. La decisión de abandonar un equipo con una fuente se debe hacer en forma tal que no dañe a las personas ni a las propiedades. Se debe basar en: a) el peligro relativo de cementarla o tratar de pescarla, b) costo del equipo comparado con el costo de la operación de pesca, c) la interferencia del equipo con una producción potencial o una perforación más profunda, d) el riesgo de que se trabe la herramienta de pesca, especialmente si la zona de interés está encima de la herramienta atorada.

Se tienen 3 casos específicos de abandono de fuentes (Fig. IV-19): 1.- Si el pozo no es productor (seco) o si la herramienta quedó debajo de la zona productora, se cementa arriba de la fuente. 2.- Si la herramienta queda arriba de la zona productora, se trata de que la tubería de revestimiento llegue abajo de la -

herramienta y se cementa alrededor de esta, si no se puede se perfora un pozo -- desviado, cementando el anterior. 3.- Si la herramienta qued6 en la zona productora, se desvía el pozo y se cementa alrededor de la herramienta. Se debe tener mucha precaución al desviar el pozo, para no entrar en el pozo original y dañar la fuente, debe haber por lo menos 5 m. entre el pozo viejo y el nuevo. En esta operación es muy útil la herramienta de Espaciamiento Ultra Largo con la que se puede determinar a que distancia se encuentra la tubería (herramienta) del pozo más cercano. Se debe hacer un reporte y colocar una placa metálica sobre el pozo, con la información de la fecha, profundidad, tipo y cantidad de material radioactivo.

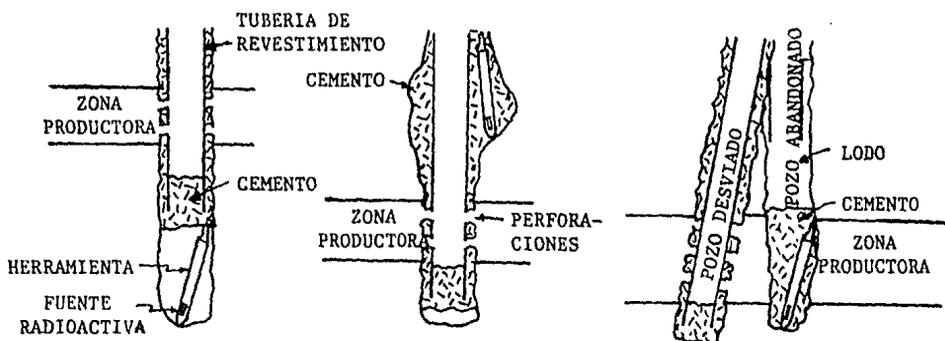


FIG. IV-19.- Casos de abandono de herramientas con fuente radioactiva.

CAPITULO V

OPERACION DE REGISTROS DE PRODUCCION

5.1. REGISTROS DE PRODUCCION.

Los Registros de Control de Producción permiten evaluar el comportamiento - de los pozos y de los yacimientos, para su óptima explotación. Proporcionan en - cada intervalo del pozo mediciones para analizar las características de produc- - ción o de inyección y determinar el comportamiento global del yacimiento, para -- planear la producción.

Los principales factores que gobiernan la evolución de la producción son la presión, los gastos de producción in-situ y la saturación de agua de los intervalos productores.

Los sensores proporcionan mediciones de flujos, presiones, densidades de -- fluidos y temperaturas en condiciones de fondo.

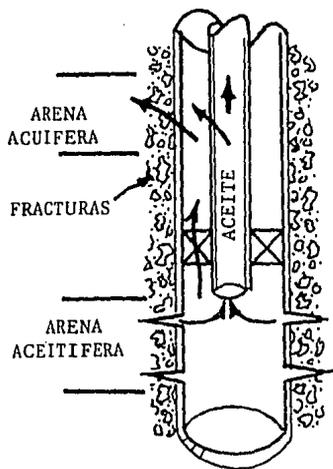
La importancia de los Registros de Producción es la determinación de mode- - los de flujo dinámico de los fluidos del pozo, bajo condiciones de producción o - inyección estables. En este caso los datos de los Registros de Producción son -- preferibles a otras fuentes, como las mediciones en superficie que no reflejan lo que pasa dentro del pozo.

A continuación se indican las aplicaciones más importantes de los Registros de Producción:

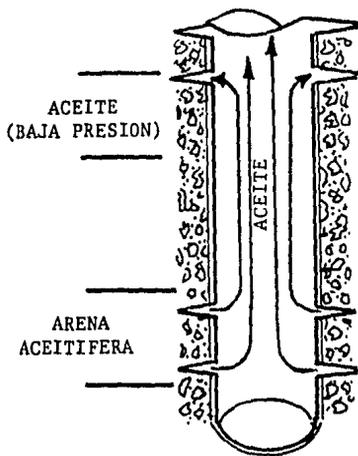
- a) Evaluación de los mecanismos de producción:
 - Información del comportamiento del yacimiento
 - Información de la distribución del flujo dentro del pozo
 - Correlación de zonas activas
- b) Control de la inyección en el pozo:
 - Para recuperación secundaria, fracturamiento e inyección de ácido.
- c) Evaluación del sistema mecánico en pozos nuevos y viejos:
 - Integridad de los empaques, tapones, tubería y cemento
 - Localización y evaluación de las perforaciones (disparos)
- d) Diagnóstico de problemas de producción:
 - Problemas resultantes de muy poca producción
 - Problemas resultantes de un equivocado método de producción
 - Problemas mecánicos: canalización de cemento, tubería rota, disparos -- tapados, empaque con fugas, etc.
 - Problemas físicos dentro del yacimiento: conificación de gas, conifica- ción de agua, agotamiento, zonas ladronas, llegada prematura de agua.

Así tenemos que, en un pozo produciendo, los Registros de Producción pueden determinar qué intervalos están aportando fluidos, tipos y porcentajes de fluidos y valores de temperatura, presión y relación de flujo en las condiciones del pozo Además de evaluarse las condiciones del pozo y determinar los problemas en la pro- - ducción (Fig. V-1). Los pozos de inyección pueden ser especialmente analizados -

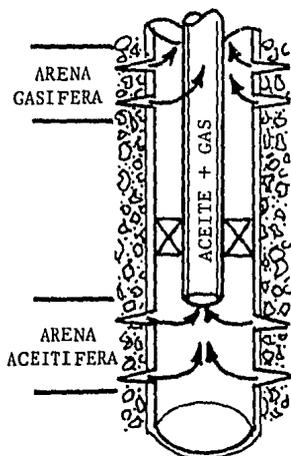
con los Registros de Producción, para localizar zonas que llevan fluidos y detectar pérdidas de inyección.



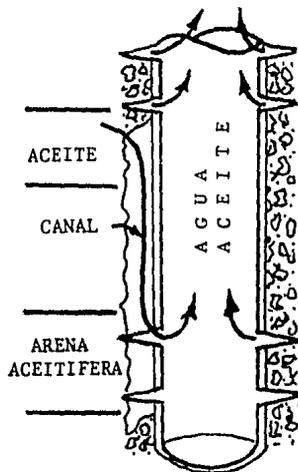
FUGAS (TUBERIAS - EMPAQUE)



ZONA "LADRONA"



FUGA EN LA TUBERIA



CANALIZACION EN CEMENTO

FIG. V-1.- Ejemplos de Problemas Comunes en la Producción en un pozo de un yacimiento petrolero.

La división en Registros de Producción no es absoluta, pues cualquier registro que se pueda correr en pozo entubado puede aplicarse para el control de la producción. Y otros como el termómetro de alta resolución, se aplican para otros propósitos. Podemos dividir las herramientas de Producción en tres categorías.

rías generales:

- I - Registros de Presiones de Fondo:
 - Registrador de Presión
 - Termómetro
 - Muestreador
 - Barra exploradora
 - Calibrador
- II - Registros Continuos:
 - Medidor de flujo continuo (molinete)
 - Gradimanómetro
 - Termómetro
 - Manómetro
 - Localizador de coples
 - Calibrador
- III - Registros por Estación:
 - Medidor de flujo con empacador
 - Medidor de corte de agua
 - Densímetro
- IV - Otros Registros de Producción:
 - Trazador radioactivo
 - Registro de Tiempo de Decaimiento Termal
 - Registro de Neutrón en pozo entubado
 - Registros de Calidad de Cementación
 - Registro de condiciones de la tubería, -Herramienta Tapón Puente

Con las herramientas de producción se obtienen diversas clases de medidas, pero todas se usan para determinar tres variables: razón de volumen de flujo total, contactos entre fluidos y presión, en función de la profundidad en el pozo. Estas medidas se usan para determinar los valores de flujo de las diferentes fases, zonas de fluidos entrando o saliendo, y tipo de fluido producido o inyectado.

El control de un yacimiento mediante un programa sistemático de Registros de Producción se traducirá en beneficios en las etapas de producción y de última recuperación.

5.2. REGISTROS DE PRESIONES DE FONDO.

Para determinar las reservas de los yacimientos, para una explotación adecuada, para controlar la producción y para seleccionar un sistema artificial de producción, es importante el conocimiento de las presiones de fondo. Es necesario por tanto, registrar periódicamente los pozos.

Es necesario hacer notar que los Registros de Presiones de Fondo no se incluyen dentro de los Registros de Producción y comúnmente se les conoce como Línea de Acero (Ver Sec. 4.2.6.), debido a que el dispositivo de medición se introduce al pozo mediante un cable mecánico.

Con frecuencia los yacimientos con fluidos se encuentran sometidos a grandes presiones, especialmente los yacimientos petroleros, por lo que para una ex-

plotación regional más adecuada se debe estudiar la magnitud y variaciones de la presión en las formaciones. Tratando de mantener la presión inicial.

En cualquier condición o estado del pozo, se pueden tomar los Registros de Presiones de Fondo, con el equipo adecuado para cada caso. Se pueden tomar dos tipos de mediciones: presión estática en pozo cerrado y presión fluyente cuando está produciendo. La presión aumenta con un determinado gradiente, el cual es importante para determinar presiones extrapolando el intervalo registrado.

El equipo superficial se instala en el pozo y permite introducir la herramienta con un máximo de seguridad y un mínimo de dificultad. El equipo superficial incluye (Fig. V-2):

- Pluma telescópica
- Estopero para alta presión.- Sella el lubricador permitiendo el paso del alambre
- Lubricador para presiones de fondo
- Lubricador para alta presión
- Polea libre
- Indicador de peso
- Preventores
- Remolque y malacate

El equipo subsuperficial consta de (Fig. V-3):

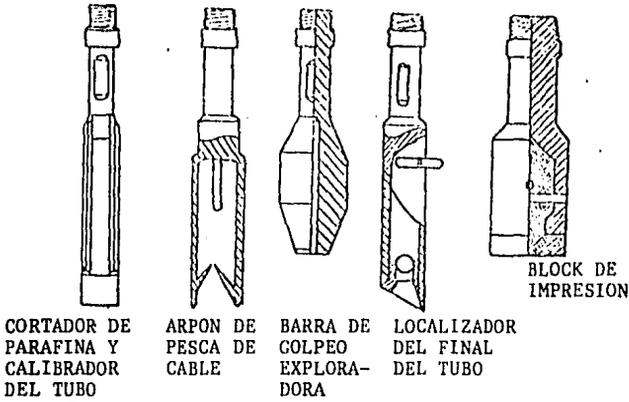
- Registrador de presión
- Termómetro
- Cabeza y nudo de alambre.- para fijar la línea de alambre a la herramienta
- Barras de golpeo.- para proporcionar peso a los martillos
- Martillos de percusión.- para golpear tuberías torcidas
- Rodillas.- proporciona flexibilidad a la herramienta
- Calibradores: Troquelador para golpear obstrucciones y Cortador para limpiar las paredes.
- Block de impresión.- provee impresiones de objetos duros dentro de la tubería
- Barra exploradora y contrapeso.- para limpiar la tubería de producción. El contrapeso es para la herramienta

REGISTRADOR DE PRESION:

Sus dimensiones permiten introducirlo en la mayoría de las tuberías de producción. El elemento activo de presión es un Tubo de Bourdon helicoidal, fijado en la parte inferior del instrumento, el cual queda en contacto directo con la presión del fluido en el pozo, a través de un orificio en la funda exterior. La rotación en el extremo libre del tubo se transmite a un estilete grabador de una carta metálica, controlado por un mecanismo de reloj (Fig. V-4).

Para efectuar una operación correcta es necesario calibrar el manómetro. Aplicando la presión máxima para determinar si no hay fugas y valores conocidos de presión para reajustar la manecilla.

Los Registros de Presión se pueden tomar en: pozo cerrado, pozo fluyendo continuo, fluyendo intermitente y fluyendo espontáneo:



HERRAMIENTAS MAS COMUNES

FIG. V-3.- Equipo de fondo de la línea de acero.

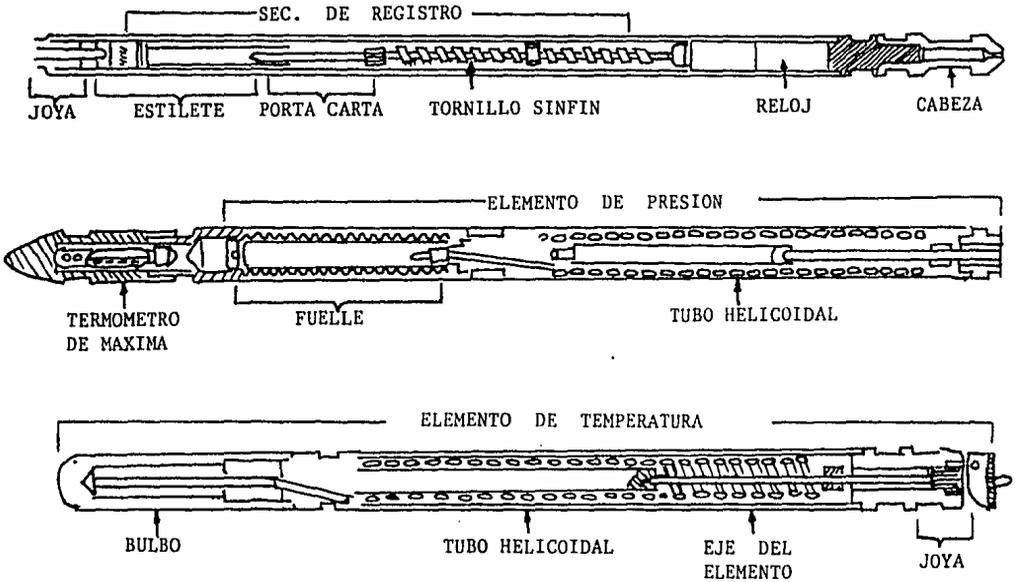


FIG. V-4.- Registradores de Presión y Temperatura.

Para la operación se introduce la herramienta en el equipo de control de presión y se ajusta a cero el contador de profundidad, para tomar la presión en la boca del pozo. Después se baja el registrador a cada una de las estaciones a la profundidad programada en la hoja de campo permaneciendo 3 minutos en cada una. Las últimas estaciones se hacen con un tiempo mayor. Al terminar se extrae la herramienta para sacarle la carta con la gráfica del registro. Y se anotan los datos de la operación en la hoja de campo.

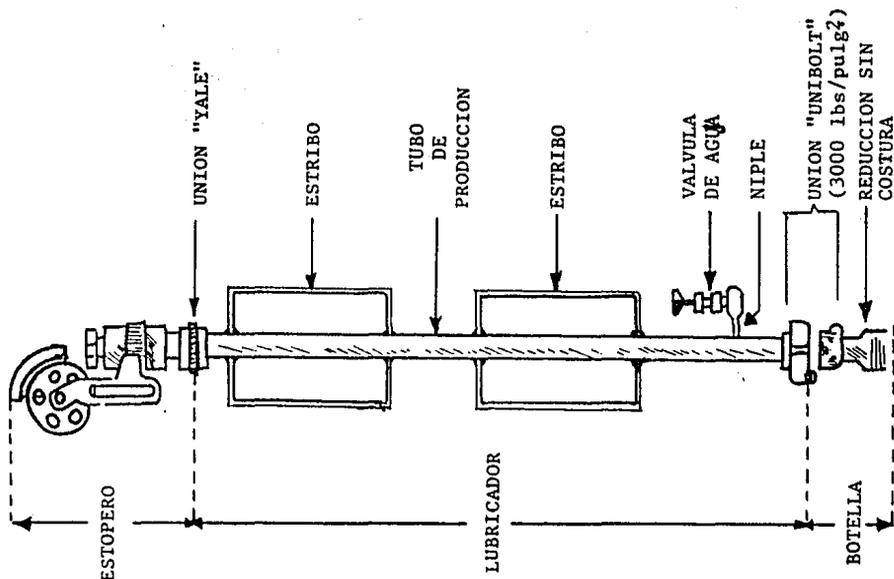


FIG. V-2.- Equipo superficial usado en Presiones de fondo.

TERMOMETRO:

La herramienta de temperatura es similar a la herramienta de presión, única mente cambia el elemento de temperatura, que es del tipo de vapor (Fig. V-4). Un bulbo que contiene un fluido volátil es conectado y sellado a un tubo helicoidal del mismo tipo que el usado en el elemento de presión. El exterior del bulbo está expuesto al fluido del pozo y comunica la temperatura al fluido volátil del elemento de temperatura el cual se expande y transmite la presión al interior del tubo de Bourdon.

El elemento de temperatura deberá ser calibrado, pues su curva de calibración no es una línea recta. Su precisión y sensibilidad dependen del rango del elemento y de la temperatura que se va a registrar. Cada elemento se calibra individualmente con una carta de fábrica.

El registrador de temperatura no es de respuesta rápida, por lo que es necesario hacer las estaciones cada 6 minutos cuando menos, para que la temperatura se estabilice. El termómetro se debe situar exactamente a la profundidad en donde se desea conocer la temperatura, por lo que hay que afinar la profundidad a la que inicia el registro. El termómetro se baja hasta la primera estación que se encuentra unos 300 m. arriba del intervalo por registrar, esperando más tiempo. Las siguientes estaciones serán cada 50 m., hasta llegar a unos 50 m. antes del intervalo, a partir de ahí las estaciones se tomarán cada 10 m.

Se puede tomar la temperatura máxima de fondo, adaptando un termómetro de cristal (de máxima) en una funda metálica en la parte superior del termómetro registrador.

MUESTREADOR:

Para conocer mejor las características de los fluidos del yacimiento se toman muestras en el pozo. El equipo principal empleado es un malacate, el muestreo de fondo (Fig. V-10) y el equipo adicional para tomar la muestra.

El muestreador de fondo es un cilindro de 650 cm³, tiene dos válvulas que operan interiormente, una en cada extremo, entrapando el fluido que entra. Al introducir el muestreador en el pozo, las válvulas permanecen abiertas, para que los fluidos circulen a través del cilindro. Cuando llega al intervalo seleccionado se detiene unos minutos. Posteriormente se sube para que actúe un mecanismo de cuña, que hace que en el primer cople se cierren las válvulas.

Es conveniente tomar varias muestras de un mismo intervalo para determinar con exactitud la presión de saturación.

BARRA EXPLORADORA:

La corrida de la barra exploradora es una operación previa, para conocer el estado interior de las tuberías de producción, antes de correr un registro de Presión de Fondo. Se considera como una "calibración" de tubería.

Es un tubo de acero para alta presión que puede estar lleno de plomo. Su diámetro deberá ser ligeramente mayor que el de los registradores, para evitar posibles atorones. La longitud también es mayor previendo que al registrador se le conectarán contrapesos que aumentarán su longitud.

La barra se baja lentamente en el pozo, tratando de que elimine todas las obstrucciones. Al llegar al fondo se determina con precisión la profundidad y se recupera lentamente al introducirla a la tubería de producción.

CALIBRADOR:

La calibración mecánica de la tubería de producción es una operación previa antes de introducir cualquier herramienta o instrumento al pozo, para evitar atorones.

El calibrador troquelador se usa para golpear y recalcar obstrucciones dentro de la tubería de producción. El calibrador cortador es de base circular y sirve para repasar y limpiar las paredes interiores de la tubería.

El calibrador se baja lentamente en el pozo y al localizar cualquier obstrucción, se abren los martillos de percusión y se dan golpes hacia abajo.

Una operación complementaria a la de calibración es el uso del block de impresión, para determinar algún tipo de obstrucción o determinar que objeto hay en

el pozo, por ejemplo la cabeza de una herramienta que se quiere recuperar.

5.3. REGISTROS CONTINUOS.

Los registros continuos son aconsejables siempre que los flujos sean suficientes para dar resultados significativos (esto depende del tipo de herramienta). Una secuencia normal de Registro de Producción incluye la toma de las mediciones de cada sensor, con diferentes condiciones de velocidad de registro (hacia abajo y hacia arriba) y de gastos de producción, incluyendo un flujo nulo (pozo cerrado).

Los registros continuos pueden tomarse por separado con equipos sencillos o juntos en una herramienta combinada. La herramienta combinada de producción permite efectuar registros en pozos de producción o de inyección, con el equipo convencional o con la unidad computarizada; posee los siguientes sensores: termómetro de alta resolución, gradiomanómetro, medidor de flujo (molinete), manómetro, localizador de coples y calibrador (Fig. V-5). Todos los sensores se pueden conectar y usar juntos en un pozo, pero los registros no pueden obtenerse simultáneamente, excepto el localizador de coples el cual se puede utilizar combinado con cualquiera de las otras herramientas, para permitir una buena correlación entre registros. Por medio de un relevador en el cartucho electrónico el cual es controlado desde la superficie, se puede seleccionar cualquiera de los 5 sensores. Las sondas de cada uno de los sensores se pueden conectar en diferente posición, teniéndose varios arreglos para la herramienta.

El equipo de superficie consiste de un tablero en el equipo convencional y un módulo en el equipo computarizado, que alimenta a los circuitos de fondo y superficie, y controla las señales. Comprende 2 unidades: 1) Unidad de relevadores la cual alimenta y controla los relevadores del equipo de fondo; 2) Unidad demoduladora, para las señales de medida, incluye un módulo para cada una.

El equipo de fondo está constituido por: cabeza monocabla, contra peso monocabla, cartucho checador de coples, cartucho electrónico, sondas para cada sensor, calibrador, centrador opcional, adaptador (1-15) y equipo auxiliar de prueba.

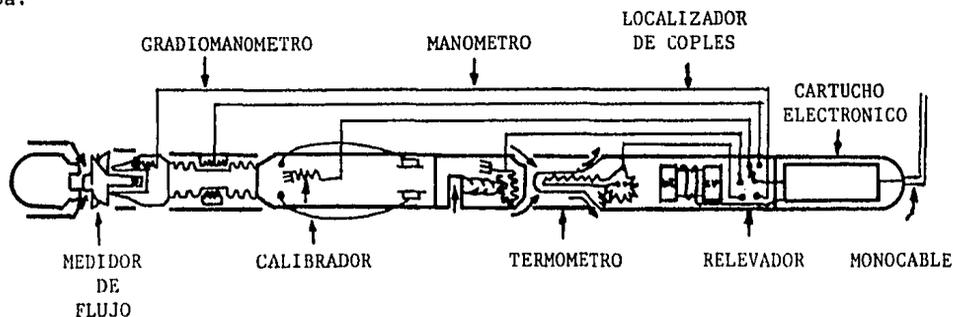


FIG. V-5.- Herramienta Combinada de Producción.

MEDIDOR DE FLUJO CONTINUO (MOLINETE):

Mide la velocidad de rotación de una hélice (en rps) movida por el fluido, que está relacionada con la razón de flujo volumétrico. En un molinete ideal se tendrá una relación lineal entre la velocidad de fluido y la velocidad radial de la hélice.

Se utiliza en pozos de producción o de inducción para indicar movimiento relativo de fluido dentro de la zona de actividad, también, para detectar pérdidas de producción debido a zonas ladronas de flujo cruzado y para detectar empaques y tapones de fuga.

Se utiliza en diversos tipos de flujos. En flujos polifásicos (varios --- fluidos) son necesarios mayores caudales que en flujos monofásicos, para obtener medidas utilizables. En pozos con mucho caudal monofásico se utiliza otro tipo de medidor con una resolución de 0.5 rps. Las mediciones pueden hacerse subiendo o bajando, a temperaturas de hasta 175°C. y presiones de 18 000 psi. La resolución de la herramienta es de 2 pies/min. Y el rango de flujos medidos depende del diámetro de la tubería, pero debe ser mayor de 60 B/D.

El eje de la hélice está conectado a un generador de onda senoidal de frecuencia y amplitud variable, que manda la señal al equipo de superficie. La exactitud del medidor es de $\pm 2\%$ aproximadamente.

Para determinar la relación entre la velocidad de rotación de la hélice y la velocidad del fluido en el punto de medición, debe considerarse tanto la velocidad del fluido en las condiciones de fondo, como las condiciones mecánicas de la hélice. Esto es difícil de cuantificar, por lo que se usa un método de calibración in-situ, la cual es independiente del tipo de medidor empleado. El procedimiento de calibración consiste en hacer varias corridas en ambas direcciones y con distintas velocidades de la herramienta a fin de variar la velocidad relativa del fluido. A cierta profundidad fija se grafican las lecturas de la velocidad rotacional del molinete contra la velocidad de la herramienta, para establecer la línea de calibración a dicha profundidad. Es necesario que la prueba se haga debajo del intervalo perforado, en donde el flujo sea nulo, para poder obtener posteriormente la velocidad del fluido.

GRADIOMANOMETRO:

Mide la diferencia de presión entre dos sensores separados por una distancia de 2 pies, dentro del pozo, lo cual permite derivar la densidad del fluido en el pozo. Es necesario efectuar correcciones teniendo en cuenta la desviación del pozo, los componentes de fricción y de energía cinética por las variaciones locales de flujo. El uso primario del Gradiomanómetro es determinar los contactos entre los fluidos en la formación.

El elemento sensor está constituido por dos fuelles idénticos unidos por un tubo hueco. El sistema es vertical, los fuelles están unidos en los extremos a la sonda. Los fuelles y el tubo están llenos con un líquido de densidad conocida y comunicados con un depósito de expansión. La señal enviada a la superficie se origina en un transformador diferencial variable de tipo lineal. Todo el sistema se encuentra inmerso en el fluido del cual se desea conocer la densidad.

La herramienta mide densidades de 0 a 2 g/cc. con una exactitud del 3% y -- una resolución de 0.005 g/cc. Las condiciones en el pozo deben ser de hasta 120° C. de temperatura y hasta 8 500 psi de presión. El pozo debe tener un régimen estabilizado con flujo de burbuja. La velocidad de registro recomendada es de 15 - m/min.

Se hacen lecturas estacionarias en cada cambio de medida. Es importante posicionar correctamente el núcleo del transformador diferencial y llenar completamente el Gradiomanómetro, pues si hay aire el equipo será sensible a la presión - absoluta externa.

TERMOMETRO:

El termómetro de alta resolución mide la temperatura del fluido del pozo bajo condiciones estáticas (pozo cerrado) o dinámicas (pozo fluyendo), en pozos en producción o en inyección. Es especialmente útil en detectar flujo en el espacio anular y para determinar razones de flujo y puntos de fluidos entrando o saliendo para localizar fugas en la tubería y para determinar puntos de inyección.

En un pozo en inyección la temperatura es función de la profundidad, temperatura del fluido inyectado, razón y tiempo de inyección, propiedades térmicas de la formación y del fluido y del gradiente geotérmico del pozo.

El termómetro es un resistor sensible a la temperatura, el cual forma parte de un circuito puente. Su rango de medición es de 0°C. a 175°C., con una exactitud de + 1.5°C. y una resolución de 0.05°C.

La velocidad máxima de registro es de 3 000 pies/hr. No debe haber fugas - en la cabeza de presión. En caso de inyección de flujo el registro debe tomarse 1 ó 2 horas después de la inyección.

MANOMETRO:

Mide la presión del fluido dentro del pozo. Es útil para determinar los -- factores de conversión de fluidos y obtener los índices de productividad y flujo potencial.

Se tienen 3 tipos principales: 1) de Bourdon, con un rango de 0 a 10 000 -- psi, una exactitud del 3% y una resolución de 0.3 psi; 2) medidor de esfuerzo, -- con rango de 0 a 20 000 psi, una exactitud de 0.5% y una resolución de 1 psi; 3)

de cuarzo, con un rango de 0 a 12 000 psi, una exactitud de 0.025% y una resolución de 0.01 psi. El manómetro está conectado a un potenciómetro lineal que origina la señal para el equipo de superficie.

Se registra la presión a varias profundidades predeterminadas en el programa de registro.

LOCALIZADOR DE COPLES:

Detecta las uniones de la tubería, con el fin de correlacionar la profundidad de los registros en pozo revestido. La localización de coples se hace satisfactoriamente para velocidades de registro entre 1 000 y 8 000 pies/hr., ya sea que la herramienta esté centrada o no.

El detector de coples se utiliza mucho en los Registros Geofísicos (Ver -- Sec. 4.2.2.).

CALIBRADOR:

A diferencia de los Registros de Presiones de Fondo, este Calibrador mide el diámetro del agujero o del casing (tubería de revestimiento). Es indispensable en las terminaciones a pozo abierto o en pozos antiguos donde la corrosión pudo haber cambiado el diámetro interior del revestimiento.

El calibrador está formado por dos o más flejes semicirculares conectados a un potenciómetro lineal. Su rango es de 2 a 12 pulg, con una exactitud de ± 0.2 pulg. y una resolución de 0.1 pulg. Es conveniente que el calibrador se registre a 4 000 pies/hr.

5.4. REGISTROS POR ESTACION.

El uso de un empaque puede cambiar las condiciones del pozo, y hasta parar totalmente el flujo en condiciones extremas, por pérdida de carga a través del orificio reducido del empaque.

MEDIDOR DE FLUJO CON EMPACADOR:

Este tipo de medidor de flujo tiene un empacador inflable, cuya bolsa se infla entre la herramienta y el revestimiento (casing), para obligar a los fluidos a atravesar la hélice en la que se mide la velocidad, que está relacionada con el gasto del fluido.

Los tamaños del empacador y de la hélice varían dependiendo del modelo y de las características del pozo. El rango de medida es de 10 a 12 000 B/D, con una exactitud del 2% y una resolución de 0.1 rps. En temperaturas de hasta 140° C. y presiones de 10 000 psi.

La herramienta se introduce al pozo sin parar la producción o la inyección. Se puede utilizar un dispositivo de anclaje para evitar que el flujo empuje la

sonda mientras se está inflando el empacador. Se debe evitar inflar el empacador a la misma profundidad a que se disparó la tubería, ya que puede haber pérdidas de flujo y no se tomaría el flujo total.

MEDIDOR DE CORTE DE AGUA:

Esta herramienta mide el contacto entre el agua y los fluidos de la formación, especialmente cuando el régimen de flujo es de una fase continua. Se obtiene un mejor resultado cuando las lecturas se hacen en estaciones. Es de especial utilidad en yacimientos de hidrocarburos.

Este dispositivo va integrado a la herramienta del medidor de flujo con empacador. Antes de hacer mediciones se debe calibrar el dispositivo en aire, agua y aceite.

DENSIMETRO:

Mide directamente la densidad del fluido en el pozo, es un dispositivo integrado a la herramienta de medición de flujo con empacador. Antes del registro también deben hacerse calibraciones del sensor en aire, agua y aceite.

5.5. OTROS REGISTROS DE PRODUCCION.

TRAZADOR RADIOACTIVO:

Permite la determinación de la velocidad de fluidos en regímenes de flujo monofásico; siendo particularmente útil para detectar movimientos detrás de la tubería. La herramienta es estacionaria y el registro es función del tiempo.

Posee un multieyector de líquido radioactivo y dos detectores de rayos gamma. Mide el tiempo que tarda el líquido radioactivo en recorrer la distancia entre ambos detectores.

Con esta herramienta se pueden hacer varios estudios. Estudios de velocidad, en donde se mide la velocidad del material radioactivo eyectado en el pozo; este método no es recomendado en pozos en producción, pero sí en pozos de inyección. Estudios contra tiempo, en donde se mide el tiempo en que el material es eyectado mediante sucesivas corridas con el detector de rayos gamma; es usado para detectar cualquier flujo no deseado en la tubería de revestimiento o en el espacio entre esta y la formación. Estudios de tamaño de agujero, en donde no se conoce su valor, se mide la proporción entre los flujos en el tubo y en el anulus.

REGISTRO DE TIEMPO DE DECAIMIENTO TERMAL:

a) Principio de medición: La herramienta de tiempo de Decaimiento Termal se diseñó para diferenciar entre el rumbo de las formaciones con agua y de las formaciones con hidrocarburos, en agujeros entubados. Y determinar la porosidad apa--

rente y la salinidad aparente del agua.

El equipo mide los tiempos de decaimiento de los neutrones termale. El -- cloro que existe en las aguas de formación es uno de los más potentes absorbentes de neutrones termale. Conociendo la salinidad del agua, la porosidad, el tipo - de hidrocarburo y la litología, a partir de la medición se puede inferir la saturación de agua.

El sistema tiene una fuente pulsada de neutrones de alta energía o minitrón que es un acelerador de partículas. Los neutrones por colisiones con núcleos de la formación llegan a su energía termal en un tiempo muy corto después de la emisión (10 a 50 μ seg.). Los neutrones termale son absorbidos por núcleos de la -- formación después de tiempos variables que dependen de la sección transversal de - absorción de los núcleos. La absorción de un neutrón esta acompañada de una emisión de rayos gamma de alta energía. Se usa un generador de neutrones para poder controlar una emisión pulsante, pues otras fuentes emiten una radiación constante.

El equipo mide la diferencia entre dos medidas sucesivas de rayos gamma, pa ra determinar la constante de tiempo de decaimiento de los neutrones termale. - Los últimos equipos utilizan dos detectores en lugar de uno, lo que permite deter~~minar~~ minar: una relación entre los conteos, un valor aparente de porosidad y un valor aparente de la salinidad del agua de formación.

b) Equipo de registro: El equipo de superficie está constituido por: table~~ro~~ ro de neutrón termal y tableros auxiliares (osciloscopio, memoria y grabadora de - cinta), o los módulos equivalentes en el caso de la unidad computarizada.

El tablero o el módulo alimenta al equipo de fondo, recibe la razón de conteos del fondo y los pulsos del localizador de coples, y procesa la información - de los conteos para obtener las curvas de registro de salida. Está constituido - por los siguientes circuitos: telemetría, procesador de la razón de conteo, memo~~rizador~~ rizador de coples y fuente de poder.

El equipo de fondo consta de: cartucho del generador y de los detectores, - cartucho de señales, cartucho de fuente de poder, cartucho de rayos gamma, local~~izador~~ izador de coples (Fig. V-6).

El cartucho del generador y de los detectores: proporciona 80 KV para el mi nitrón, genera consecutivas emisiones de alta energía de neutrones, detecta los - rayos gamma y genera pulsos por cada detección. Consta de dos detectores (lejano y cercano) de rayos gamma y de una fuente de neutrones (minitrón). El minitrón - es un acelerador de partículas que provoca choques de alta velocidad entre átomos de deuterio y tritio, resultando una emisión de neutrones (Fig. V-7); emite 1×10^8 neutrones/seg. con una energía de 14 MeV, esta es controlada electrónicamente, es ta fuente es la más peligrosa de todos los equipos. Los detectores de rayos ga-- mma son contadores de centelleo.

en las curvas de rayos gamma, la razón de conteo y el checador de coples, para ubicar en profundidad el registro.

La calibración del tablero o el módulo de registro se efectúa con conteos artificiales originados en el mismo tablero. El equipo de rayos gamma se calibra con el "jig" convencional. Y la calibración de la razón entre los conteos se efectúa con la fuente de Co, que proporciona una razón constante.

El generador de neutrones no debe ser operado fuera del tanque de calibración, por la intensidad de radiación. También se debe tener cuidado con el gas del generador de neutrones y con los cristales de NaITL del detector de centelleo pues son muy venenosos.

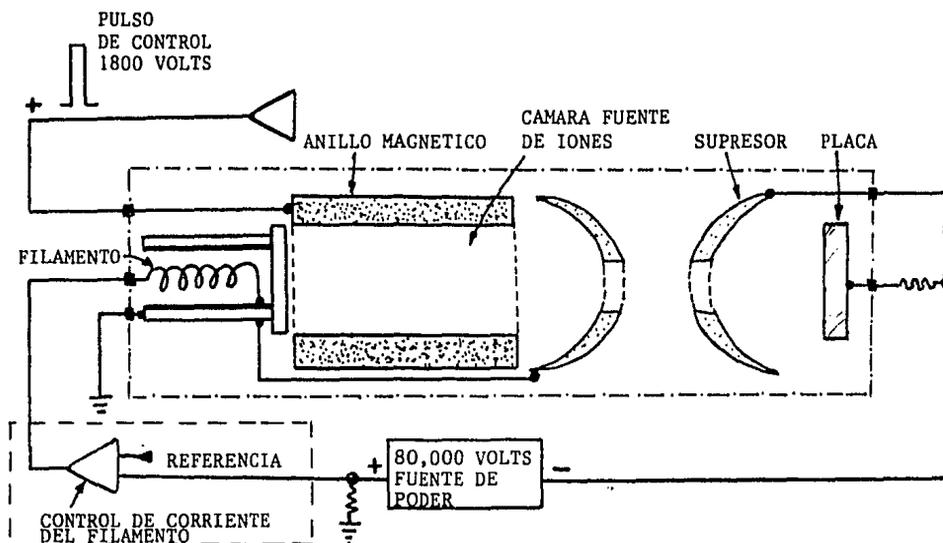


FIG. V-7.- Minitrón, Acelerador de Neutrones con emisión controlada electrónicamente.

REGISTRO DE CONDICIONES DE LA TUBERIA:

El fenómeno de corrosión química o mecánica reduce el período de vida de un pozo. Los factores que la determinan son: la salinidad del agua de formación o de inyección, las condiciones de la cementación, las diferencias de presión y gastos de producción.

Varias herramientas permiten determinar el avance de la corrosión. La herramienta de Espesor Electromagnético y la herramienta de Análisis de Tubería proporcionan información cualitativa del espesor del revestimiento y de los daños en la superficie interior y exterior de la tubería. La herramienta de Eva-

luación de Cemento permite evaluar con precisión los diámetros internos y externos de la tubería y los espesores del revestimiento (Ver Cap. 4.2.). La herramienta del Registro de Ruidos permite determinar fugas en tubería dañada y conexiones deficientes entre tramos. A veces resulta útil el registro de Geometría del Pozo para determinar intervalos afectados. Así como herramientas nuevas como el registro de Exámen Acústico.

La herramienta de medición de Espesor Electromagnético mide el cambio de fase, ocasionado por la presencia del revestimiento en un campo electromagnético una lectura en el aire sirve de referencia para un espesor metálico nulo. El cambio de fase varía linealmente con el espesor promedio de un revestimiento. Mediante registros tomados a diferentes intervalos de tiempo, se puede determinar la evolución del desgaste.

La herramienta de Anomalías de Tubería (Fig. V-8) está diseñada para localizar pequeñas anomalías que no se pueden detectar con la herramienta de Espesor Electromagnético, además de distinguir entre anomalías en las superficies interior y exterior del revestimiento. Este registro es una grabación continua del escape de flujo magnético y pruebas de corriente parásita de alta frecuencia. Dos antenas direccionales de 6 almohadillas hacen una inspección en la circunferencia del tubo. Las irregularidades en la tubería detectadas tanto por el flujo magnético y las pruebas de corriente parásita se localizan en la pared interior, pero los defectos en la pared externa serán además detectados por la prueba de flujo magnético.

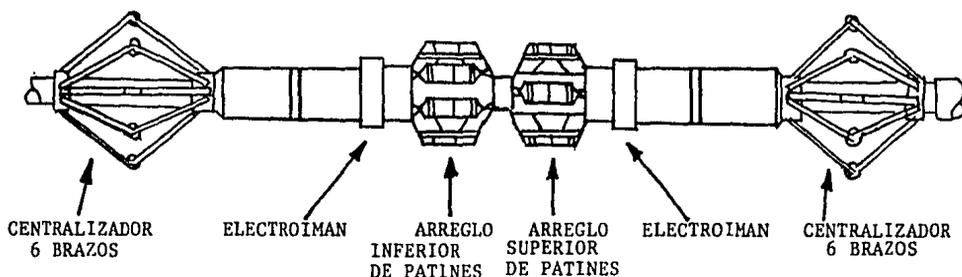


FIG. V-8.- Herramienta de Anomalías de Tubería.

El Registro de Ruidos detecta la energía acústica generada por el movimiento de fluido dentro y alrededor del pozo, la cual es característica de la trayectoria, origen y tipo de flujo. Y permite localizar fugas por daños en la tubería y revestimiento, y conexiones deficientes entre tramos de tubería. El sistema de registro de ruidos consta de un panel y una herramienta (transductor detector, amplificador y localizador de coples).

HERRAMIENTA TAPON PUENTE.

Un Tapón Puente permite efectuar reparaciones del pozo, sin necesidad de sacar la tubería de producción, aislando dos intervalos de disparos en forma permanente.

La herramienta (Fig. V-9) está constituida por un sistema de activación del tanque de cemento, un tubo de ventilación (cuyo diámetro depende de la distancia entre las dos zonas de disparos que se quieren aislar), un mandril que soporta la bolsa de goma, una válvula de ventilación controlada por un reloj y un detector de coples que permite hacer la correlación de profundidad para colocar el tapón.

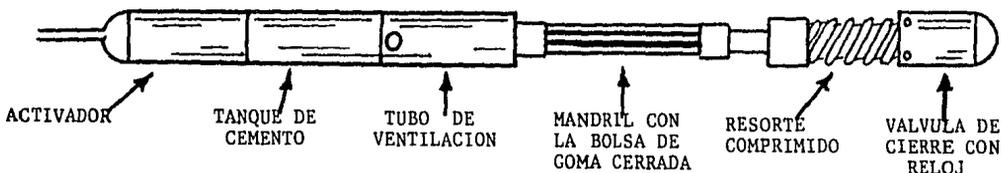


FIG. V-9.- Herramienta Tapón Puente.

Se introduce la herramienta a través de la tubería de producción, utilizando el equipo de control de presión en la superficie. Las condiciones del pozo deben ser estáticas (pozo cerrado). Cuando la herramienta está posicionada se activa el tanque eyector de cemento. Se infla la bolsa hasta ocupar todo el espacio interior de la tubería derramándose el cemento alrededor del mandril y del tubo de ventilación.

Aplicando mayor tensión en el cable se desengancha el tubo de ventilación, para permitir el flujo a través del tapón mientras fragua el cemento. En las bajadas siguientes se derraman cantidades adicionales de cemento alrededor del tubo de ventilación. Después de 18 hrs. se cierra la válvula y se agrega más cemento para incrementar la resistencia del tapón.

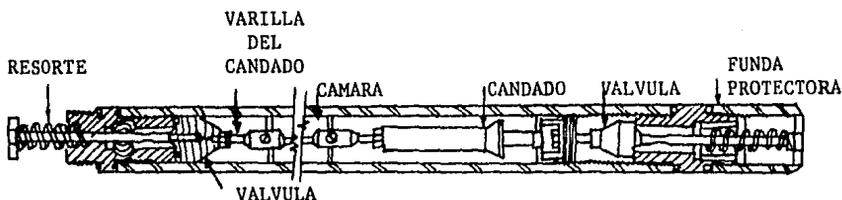


FIG. V-10.- Muestrero (Wofford).

5.6. OPERACION DE REGISTROS DE PRODUCCION.

La importancia de la información obtenida con los Registros de Producción -

depende de las condiciones de cada yacimiento en particular. Para planear un -- programa de registros se debe definir la naturaleza del problema y conocer los -- parámetros de producción y condiciones del pozo.

Es necesario correr Registros de Producción en pozos nuevos para evaluar -- la producción inicial y verificar que todo es satisfactorio. En caso de inconfor -- midad debida a resultados inferiores a los que se esperaban, se deben investigar con la interpretación de los registros de producción las razones de la deficien -- cia en la producción. Es posible que se requiera reperforar ciertas zonas pro -- ductoras, hacer trabajo de limpieza en las formaciones, fracturar formaciones, -- cambiar el tipo de terminación por uno más adecuado, etc. Si todo funciona bien los Registros de Producción darán en el futuro información de mucho valor para -- poder controlar el yacimiento.

Las recomendaciones de cuando se deben correr Registros de Producción son:

- 1.- Después de la terminación del pozo.
- 2.- Cuando hay indicios de problemas: producción total cayendo demasiado rá -- pido, incremento anormal de la proporción de fluidos.
- 3.- Correr registros periódicamente para vigilar la evolución de los facto -- res de producción.
- 4.- Los pozos inyectoros deben ser controlados al iniciar la inyección y -- después periódicamente.
- 5.- Correr registros para verificar y modificar el modelo dinámico de pro -- ducción de un yacimiento.

Para correr los registros el pozo debe estar en condiciones de estabilidad adecuada. Si el pozo estuvo cerrado debe dejarse que fluya hasta que las condi -- ciones sean representativas de una producción normal. El pozo debe prepararse: no debe haber fugas en las válvulas de control, deben limpiarse las tuberías de producción y revestimiento, el fondo del pozo debe estar limpio para que haya u -- nos metros de flujo estático. En el caso del registro de Tiempo de Decaimiento Termal se debe verificar que la invasión desapareció.

Los datos necesarios mínimos que se requieren, además de la información re -- lativa a la cabeza del pozo, las diferentes tuberías, los intervalos disparados, las condiciones de producción, etc., son:

- a) temperatura del fondo del agujero en °C..
- b) presión de fondo, cerrada y fluyendo en kg/cm^2 .
- c) producción total en la superficie (a las baterías) en m^3 .
- d) corte de agua en la superficie.
- e) salinidad del agua, o R_w en ohms $\cdot\text{m}$; en pozos con hidrocarburos.
- f) relación gas/aceite.
- g) gravedad del aceite en la batería.
- h) gravedad del gas o análisis.

Para una interpretación completa, se necesitan los siguientes datos adicio -- nales:

- i) presión de punto de burbujeo (a temperatura de fondo) en kg/cm^2 .
- j) solubilidad del gas en condiciones de fondo fluyendo en m^3/m^3 .
- k) factor de volumen de formación para el aceite.

- l) compresibilidad del gas o factor de volumen de formación para el gas.
- m) densidad del agua, gas y aceite en condiciones de fondo.
- n) viscosidad del agua, aceite y gas en condiciones de fondo.

El ingeniero operador necesita tener estos datos de antemano en una forma - especialmente diseñada, consultándolos o determinándolos por medio de nomogramas.

Es de gran utilidad correr varias veces los registros. De hecho, para la - calibración in-situ del medidor de flujo se debe correr a diferentes velocidades. Corridas adicionales con el pozo cerrado son muy útiles en la calibración del gradiomanómetro. Y corridas múltiples con diferentes razones de flujo son necesaria---rias para el cálculo del flujo abierto absoluto.

Hay nuevos sistemas computarizados que graban, calculan y despliegan en --- tiempo real parámetros como la presión y temperatura. En el sitio se obtiene la interpretación de los datos, como son: tipo de flujo, espesor permeable, volumen de fracturas, tamaño del block de matriz, etc., y se recomienda el tratamiento de estimulación del pozo. Programas más elaborados en centros de cómputo permiten - determinar en varias etapas: el gasto total de producción, la densidad de fluido del pozo, presión y temperatura y hacer un análisis de flujo difásico. Los datos superficiales de fluidos son finalmente calculados a partir de las propiedades en las condiciones de fondo y se presentan en forma de listados, películas y diagramas según las necesidades.

CAPITULO VI

"MANTENIMIENTO Y FALLAS"

6.1. PROGRAMAS DE MANTENIMIENTO.

Existen programas de mantenimiento de equipos y unidades (R.I.E.U.- Revisión e Inspección de Equipos y Unidades). Los cuales se efectúan en dos niveles diferentes: a nivel de Operador de registros y operaciones especiales, y a nivel de Jefe de sección de mantenimiento.

El programa de mantenimiento a nivel de Operador de registros y operaciones especiales incluye para cada equipo:

a) Inspección Rápida de Equipo (I.R.E.), que se efectúa tan pronto como sea posible antes y después de cada operación. Consta de:

- I.R.E. 1 - Inspección mecánica
- I.R.E. 2 - Verificación de aislamiento y continuidad
- I.R.E. 3 - Pruebas de operación
- I.R.E. ... Pruebas adicionales

b) Revisión e Inspección Mensual de Equipos (R.I.M.E.), que se efectúa cada mes además del programa I.R.E. Consta de:

- R.I.M.E. 1 - Inspección visual y pruebas del equipo sometido a vibraciones.
- R.I.M.E. 2 - Pruebas mecánicas completas
- R.I.M.E. 3 - Calibraciones maestras de cada tipo de equipo
- R.I.M.E. ... Pruebas adicionales

El programa de mantenimiento a nivel de Jefe de sección de mantenimiento incluye:

a) Pruebas (P):

- P 1 - Pruebas eléctricas
- P 2 - Pruebas mecánicas
- P 3 - Pruebas bajo alta temperatura cuando sea necesario

b) Revisión de las modificaciones.

c) R.I.M.E. (pruebas de aceptación):

Cada 4 meses

Después de una falla

Después de operaciones bajo condiciones anormales de presión, temperatura, -
etc.

d) Control:

Tarjeta de inspección (certificado de buen funcionamiento)

Reporte R.I.M.E.

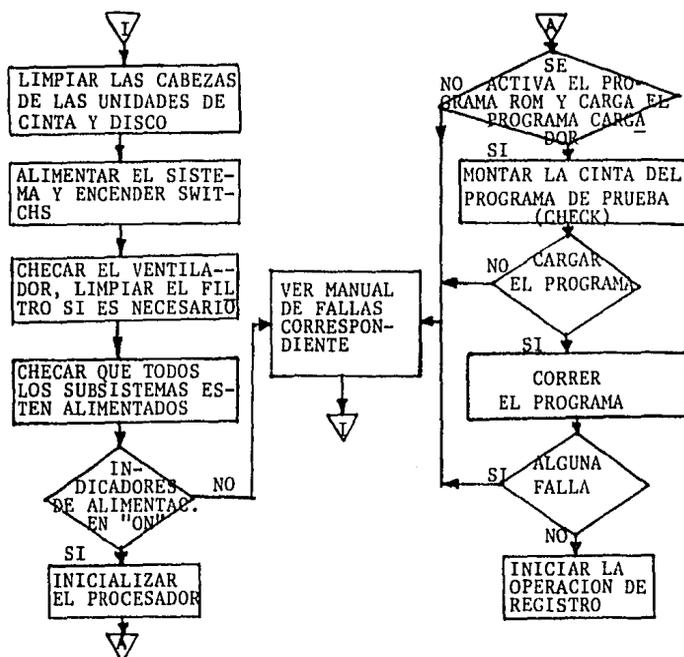
Tarjeta con la historia del equipo

Se tienen equipos para probar la herramienta y tableros (Ver Cap. II).

En caso de que los equipos no cumplan con las inspecciones y pruebas o fallen durante la operación, se remiten al taller para ser reparados.

6.2. PROGRAMA DE MANTENIMIENTO EN UNIDADES COMPUTARIZADAS.

Se sigue el procedimiento indicado en el siguiente diagrama de flujo:



" Diagrama de flujo de la rutina de mantenimiento y localización de fallas en las unidades computarizadas".

SOFTWARE PARA PRUEBAS Y DIAGNOSTICO.

Los Sistemas Computarizados incluyen un programa de Prueba (Check) para verificar el correcto funcionamiento del sistema (hardware) y localizar las posibles fallas.

Se debe correr rutinariamente antes de cada operación, muchas de las fallas pueden no ser evidentes mientras se corre el registro, pero si lo afectan. El listado del programa de Prueba indica el tipo de falla y remite al manual de mantenimiento requerido para corregirla.

Este programa utiliza un Módulo Generador de Prueba que se inserta en la Unidad de Interfase para Herramientas.

El programa realiza las siguientes pruebas (tareas):

- a) Prueba de Direcciones.- verifica las direcciones de todos los periféricos.
- b) Chequeo del Subsistema de Computadora: prueba los módulos de memoria, la unidad aritmético-lógica (elemento aritmético extendido) y la memoria ROM (programa BOOTSTRAP).

- c) Chequeo del Subsistema de Interfase (Unidades General de Electrónica, de Interfase para Herramientas y de Poder para Herramientas).- prueba las lámparas indicadoras, el exhibidor numérico, los canales de comunicación del Procesador con los Módulos, los circuitos temporizadores, los circuitos contadores, los canales regulares y rápidos, los canales de conductividad, los canales de SP y Cople, habilitación de fuentes, alimentación, corriente Emex y para relevadores y la fuente de corriente directa.
- d) Chequeo del Subsistema de Cinta y Disco.- prueba el control y estado, y los circuitos y cabezas de lectura/escritura.
- e) Chequeo del Subsistema de Profundidad.- se prueban las interrupciones -- del incremento de profundidad con los valores esperados.
- f) Chequeo del Subsistema Optico.- se prueba el control y estado, la memoria para el video, el control de trazos, la codificación de áreas, las formas de onda del Sónico y la calibración del Sónico/Densidad Variable. Mandando patrones de prueba a ambas películas.
- g) Chequeo del Subsistema Modem.- prueba la operación interna de las interfases (transmisor y receptor), la línea de comunicación del Procesador - al Modem y viceversa.

6.3. PRUEBA DE FUGA DE RADIATIVIDAD.

Las "pruebas de fuga" se deben realizar en todas las fuentes radiactivas - cada 3 meses, para verificar que una fuente no tiene fugas. Es una medida de -- precaución o de emergencia cuando se sospecha que hay fugas. Para efectuarse se utiliza el "Wipe Test Kit".

El procedimiento para efectuar la prueba de fuga es el siguiente:

- 1).- Humedecer el papel filtro con solox, alcohol u otro solvente adecuado para hacer la prueba.
- 2).- Sacar la fuente de su contenedor y desenroscar el tapón de la fuente.
- 3).- Colocar el papel filtro dentro de un sobre de papel cristal y medir la radiación con un detector de rayos gamma.
- 4).- Si hay cualquier indicio de material radiactivo, encerrar la prueba en una botella de muestras, aislar la fuente radioactiva y reportarla al jefe.
- 5).- Si no hay indicio de radiactividad, llenar la tarjeta de registro de - la fuente.
- 6).- Colocar el sobre de papel cristal en un sobre forrado con papel metálico y sellarlo.
- 7).- Lavarse las manos minuciosamente con agua y jabón.
- 8).- Enviar a la oficina de análisis el sobre forrado con una tarjeta de datos dentro.

La Comisión de Energía Atómica exige que una fuente radiactiva tenga una contaminación menor a 5 000 microcuries.

6.4. MANUALES DE MANTENIMIENTO.

En las operaciones de Registros se tienen tres tipos de manuales de campo: el Manual de Operación de Campo que contiene todos los datos y procedimientos de la operación de determinado servicio (descritos en el Cap. III), el Manual de Referencia de Campo y los Manuales de Mantenimiento.

El Manual de referencia de campo contiene: las distintas herramientas y --

servicios con sus características, los formatos de presentación, los productos -- que se pueden obtener, descripción del software y hardware, los productos del sistema, etc. Además de indicaciones y recomendaciones para obtener los registros.

Los manuales de mantenimiento del equipo convencional contienen los programas de mantenimiento de equipos y unidades (R.I.E.U.). Los del Operador de Campo contienen los programas I.R.E y R.I.M.E., además de procedimientos para detectar y corregir las fallas. Los del taller de mantenimiento contienen los circuitos y sistemas de las herramientas y equipo.

Los manuales de mantenimiento de los sistemas computarizados se utilizan -- con el programa de Prueba (software Check). Pues este prueba cada una de las unidades de los diferentes subsistemas e indica cual está fallando, y remite al operador al manual de mantenimiento para que siga el procedimiento indicado y corrija el error marcado, ya sea eliminando, cambiando o intercambiando las tarjetas - en el equipo (recordar que la mayoría de las unidades de los sistemas computarizados tienen duplicados sus circuitos, por lo que pueden reemplazarse entre sí).

CAPITULO VII

SEGURIDAD EN LA OPERACION

7.1. SEGURIDAD EN EL POZO.

Se deben seguir al pie de la letra las normas de seguridad establecidas para la operación en el pozo, incluyendo todas las actividades en el taller, en el campo, durante la transportación especialmente en helicóptero y al conducir vehículos.

Las principales reglas de seguridad son:

- Usar el equipo protector: casco, zapatos, guantes, lentes, mascarillas, overoles (algodón).
- Usar las herramientas y equipo adecuado para realizar el trabajo.
- No distraerse durante el trabajo.
- No tocar las sondas o el pescado cuando estén conectados. No tocar más de un componente del equipo a la vez.
- Mantener el switch de seguridad del equipo apagado (todos los circuitos es tñ a tierra).
- Cargar y maniobrar el equipo adecuadamente.
- Mantener limpios los lugares de trabajo.
- Instalar el equipo correctamente.
- El lugar de trabajo debe tener la iluminación adecuada.
- No fumar cerca del pozo.
- Alejar al personal innecesario del pozo.
- Instalar el equipo de control adecuado en el pozo, si tiene presión.
- Revisar las condiciones de los vehículos de transporte.
- Al conducir un vehículo, hacerlo: con tranquilidad, con atención y manejar previendo las situaciones.
- No exponerse al viajar en helicóptero o en bote.

Se deben prevenir incendios:

- Evitar fuegos y chispas en el pozo.
- Mantener alejadas las sustancias flamables.
- Se debe contar con extinguidores bien mantenidos en lugares accesibles.
- Evitar las causas de que se pueda originar fuego: electricidad (chispas), fricción y golpes, cigarrillos encendidos, sustancias flamables, plantas de -- soldar, etc.
- No exponer los explosivos y las fuentes radioactivas al fuego.
- En caso de incendio dar alarma de inmediato.

En operaciones costa afuera:

- Tener chalecos salvavidas al alcance.
- Si es necesario abandonar la plataforma hacerlo en forma adecuada: quitarse el casco, ponerse el chaleco salvavidas, saltar en un lugar libre de obstáculos, etc.

En pozos en producción:

- Instalar equipo de control de presión.
- Maniobrar con cuidado las válvulas y controles.

- No usar equipo que pueda producir chispas en la cabeza del pozo.
- Estar atento a la presencia de ácido sulfhídrico (H_2S).

7.2. EXPLOSIVOS:

2.2.1. PISTOLAS.

Existen dos grupos principales de pistolas:

- 1) Pistolas de revestimiento ("casing"), para perforar bajo presión positiva (presión de la formación $<$ presión de la columna de lodo).
- 2) Pistolas a través de tub. de producción, para perforar bajo presión inversa (presión de la formación $>$ presión de la columna de lodo).

Estos dos grupos se subdividen en dos tipos principales de cañón:

- a) Recuperables: - Pistola de Revestimiento ("casing")
- Pistola "Scallop"
- b) Expandibles (Desintegrables):
- Pistola "Gravel Pack"
- Pistola "Enerjet"

A veces se clasifican como: a) Pistolas para Revestimiento ("Casing" y "Gravel Pack")
b) Pistolas a Través de Tubería ("Scallop", "Enerjet") (Ver Fig. VII-1)

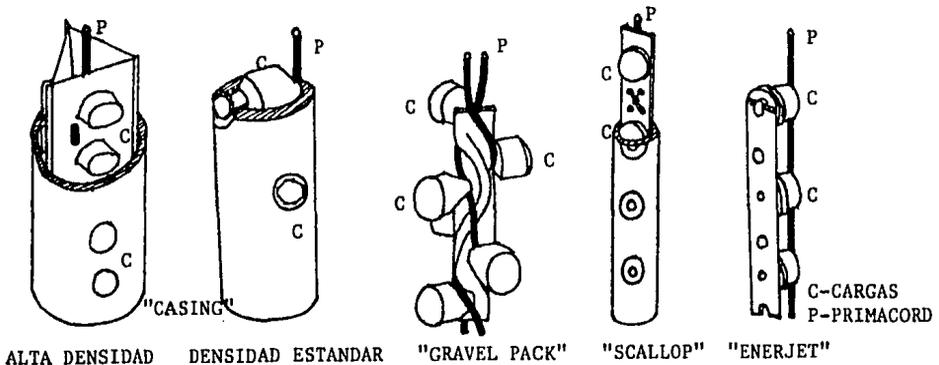


FIG. VII-1.- Tipos de Pistolas (secciones).

PISTOLA PARA REVESTIMIENTO ("CASING):

Es recuperable con cargas en un portador hueco de acero usado para completaciones en revestimiento. El tipo de la pistola es "Carrier" de 3/8" a 5" de diámetro. Se operan bajo presión negativa.

Se tienen de 2 tipos: 1) Densidad Estándar, de 4 cargas por pie con una fase (ángulo entre disparos) de 90°; 2) Alta Densidad, de 12 cargas por pie con una

fase de 120° entre los disparos. La pistola puede tener una longitud de hasta 5m.

Sus principales características son:

- Tipo de cargas: "Hiper-Jet" y "No-obturador"
- Temperatura de operación: hasta 240°C
- Presión de operación: hasta 25 000 psi
- No daña el revestimiento y no deja desechos
- Disparos en forma selectiva

La desventaja de esta pistola es su rigidez y peso.

PISTOLA " SCALLOP ":

Es de pequeño diámetro (1 3/8" a 2 7/8"), con cargas en un portador hueco usado para servicios a través de la tubería de producción. Las cargas están orientadas en una sola dirección con una densidad de 4 cargas por pie. Se opera bajo presión negativa. Los tubos son recuperables pero no reusables. La penetración de sus cargas es menor. Un pequeño domo en el tubo mejora la penetración.

Sus principales características son:

- Tipo de cargas: "Hiper-Jet" e "Hiper-Domo"
- Temperatura de operación: hasta 240°C
- Presión de operación: hasta 25 000 psi
- Long. máx. recomendada: 40 pulg.
- No daña el revestimiento y no deja desechos
- Disparos en forma selectiva
- Buena resistencia a H₂S
- Es recomendable en pozos profundos y calientes

A veces el costo de desechar los portadores de 2 7/8" de diámetro se hace preferibles las pistolas de revestimiento.

Armado: Las cargas van alojadas dentro del portador en una laminilla, instaladas a presión. El portacargas se fija con dos tornillos a un adaptador superior. La primacord se coloca en el canal de alojamiento de todas las cargas y se sujeta al portacargas con amarres de hilo. Su punta superior se sella y amarra en el adaptador superior; el conductor de corriente pasa por enmedio y su terminal inferior se conecta al fulminante aislando la conexión, la otra terminal del fulminante se conecta a tierra en la laminilla.

El cordón explosivo (primacord) se inserta en el cople del fulminante y se encinta el empate. El tubo se sella en su parte inferior con un tapón fijándolo con 3 tornillos "allen". Armadas las cargas se meten dentro del tubo orientándolas hacia las partes desvastadas, para que el orificio no sobresalga del ras del tubo y se eviten atorones. La terminal de corriente también se conecta a un posicionador que se pega a la tubería para orientar las cargas.

PISTOLA "GRAVEL PACK" Y "UNIJET":

Es semiexpandible (semi-desintegrable) para revestimiento. El propósito de

esta pistola es hacer perforaciones largas en el revestimiento (por el efecto del paquete de "municiones") para prevenir flujo de arena no consolidada dentro del - pozo. Está constituida por varias cargas dirigidas encapsuladas; la cápsula está hecha de un material frágil (aluminio, cerámica, vidrio y cerámica, hierro fundido y acero suave), por lo que deja desechos en el pozo.

Las pistolas desintegrables están provistas esencialmente con los mismos -- diámetros y con las mismas densidades que las pistolas recuperables. Pero como - pueden usar más explosivo, por lo general tienen mayor penetración.

Las principales características de las pistolas semi-expandibles son:

- Tipo de carga: "Cerámica (A)", "Aluminio (No-obturador)" y "Agujero Grande"
- Fase: 0°/90°/180°
- Temperatura máxima: 148°C
- Presión máx.: 15 000 psi

Las pistolas semi-expandibles (semi-desintegrables) son más eficientes que las totalmente expandibles (desintegrables) debido a la posibilidad de recuperar el portador, lo cual permite usar materiales más convenientes para la cápsula.

Armado: Las cargas se unen mediante chavetas, al irlas acoplando quedan giradas 90° con respecto a las otras. Los alambres conductores y la primacord se - sostienen en los canales de la propia carga. El fulminante se conecta a los dos alambres conductores en el extremo inferior de la pistola y está protegido de gol - pes por una punta de aluminio. Al fulminante se le pone un poco de explosivo en su cople antes de introducir la primacord y después se sella.

PISTOLA "ENERJET":

Es semi-expandible para usarse a través de la tubería de producción. Las - cargas encapsuladas están colocadas en una lámina semi-flexible.

Sus principales características son:

- Tipo de cargas: "Enerjet"
- Temperatura máxima de operación: 170°C
- Presión de operación: hasta 20 000 psi
- Densidad de disparos: 4 cargas por pie
- Fase: 0°
- Máxima longitud recomendada: 50 pies
- La lámina y el frente de la cápsula se puede recuperar, pero quedan dese-- chos de aluminio en el pozo. Daño mínimo al revestimiento
- Resistente al HCl, pero no se puede usar con más de 2% de H₂S.

7.2.2 EXPLOSIVOS Y CARGAS.

EXPLOSIVOS:

Una explosión es una liberación súbita de energía química, mecánica o ató - mica, en forma de expansión de gas, provocando altas presiones en las cercanías.

Una sustancia puede tener características explosivas si su reacción con otras sustancias es acelerada por el calor y presión generados en el proceso.

Los explosivos químicos se dividen en dos categorías principales: deflagrantes o poco explosivos y detonantes o altamente explosivos. Que difieren por el orden de magnitud de la reacción y por la presión que generan.

a) Deflagrantes: una vez iniciada la reacción por exposición al calor y a la flama, arde rápidamente con intenso calor y flama. La presión generada es de --- 50 000 psi durante varios milisegundos. La pólvora de los deflagrantes es adecuada como propulsor y se usa en el Tomador de Muestras, en la pistola de balas y en los fulminantes.

Los más comunes deflagrantes son: pólvora negra, Nitrocelulosa Plastisol, - LB-51 y Amonio Perclorado.

b) Detonantes: detonan en vez de arder. La reacción química se lleva a cabo con una onda de choque que genera un pulso de presión de más de 50 000 psi. Estos explosivos son subdivididos en 2 categoría dependiendo de la forma en que son detonados.

Primarios.- La detonación se inicia con calor o flama, antes arden pocos milisegundos. Los más comunes son: Azina de plomo y Tacot. Se utilizan en fulminantes y arrancadores.

Secundarios.- Requieren de una onda de choque de alta energía para detonar proporcionada por un explosivo primario, aunque a veces también detonan con mucho calor. Los más comunes son: RDX (Ciclonita o Hexógeno), PETN, Sulfona, HMX (Ciclotetrametileno Tetranitramine), HNS (Hexanitrostilbeno). Se usan para la primacord y las cargas.

Hay otros explosivos que se clasifican como sólidos flamables como los que se usan en las cargas Baker y los cortadores Pengo.

CORDON EXPLOSIVO (PRIMACORD):

Consiste de un núcleo de explosivo secundario con recubrimiento plástico. Su función es transmitir la explosión del fulminante a las cargas. La velocidad de detonación es de alrededor de 7 000 m/seg.

Los tipos más comunes son: RDX cubierto con nylon de 80 granos/pie, Sulfona cubierta con plomo de 80 granos/pie, RDX cubierto con plomo de 40 granos/pie, Sulfona de 40 granos/pie cubierta con plomo, RDX de 40 granos/pie sobre una cadena de nylon, RDX de 100 granos/pie, y de PETN.

FULMINANTES:

Son dispositivos usados para iniciar la detonación de explosivos secundarios, diseñados para soportar la temperatura y presión del pozo. Están formados

por varias partes: conductores, mezcla de ignición, explosivo primario y arrancadores (booster) (explosivo primario, secundario y espacio para la primacord). Una corriente eléctrica en los conductores provoca que arda la mezcla de ignición, lo que hace que detone el explosivo primario y este a su vez el secundario. Se tienen dos tipos principales, el normal y el desensibilizado con líquido. Este último tiene unos orificios que en caso de que les entre agua, el fulminante (arrancador) no detona.

CARGAS:

Se utilizan para perforar la tubería de revestimiento para poner a producir el pozo. Un chorro de alta energía dirigido hacia una pequeña superficie de

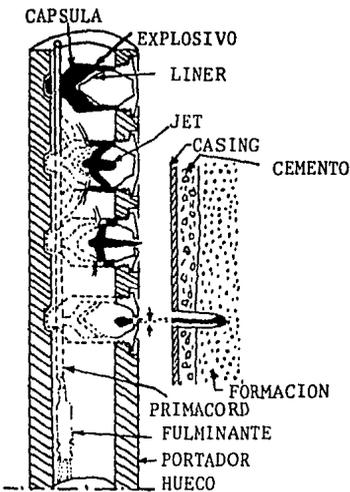


FIG. VII-2.- Esquema del disparo de una carga.

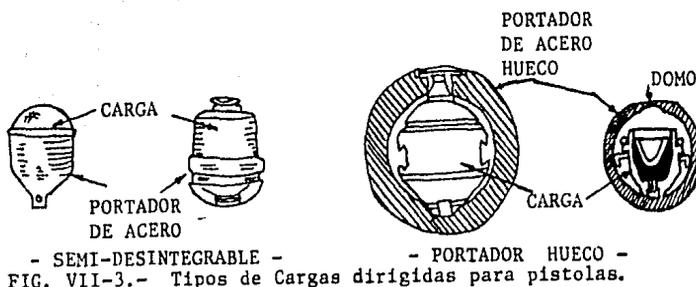
la tubería, genera una onda de choque que puede desarrollar presiones instantáneas hasta de 4 000 000 psi y velocidades de hasta 6 000 m/seg. En estas condiciones la resistencia mecánica de las formaciones es insignificante y el chorro penetra (Fig. VII-2).

Para determinar la eficiencia de las cargas es necesario considerar los siguientes parámetros: tipo de explosivo, dimensiones y geometría de la carga, penetración total en la formación, diámetro de entrada del disparo, eficiencia de flujo y penetración efectiva (penetración total por eficiencia de flujo).

Por lo general todas las cargas están constituidas por un cilindro o cápsula con explosivo de alto poder (secundario) con un cono bimetálico de zinc y cobre en su extremo. Se tienen dos tipos principales de cargas, las que van en un tubo portador y las de pistolas desintegrables, que por lo general son cápsulas con granos de explosivo. Cada pistola utiliza determinado tipo de cargas, las más comunes son (Fig. VII-3):

PISTOLA:	TIPO DE CARGA:	EXPLOSIVO (gr):	PENETRACION EFECTIVA:
"Carrier"	No-obturador	11.0	4.8
	Hiper-Jet	25.0	7.2
"Scallop"	Hiper-Jet	1.7 y 6.2	1.1 y 4.0
	Hiper-Domo	3.2	3.1
"Unijet"	Cerámica (A)	20.5	6.9

PISTOLA:	TIPO DE CARGA:	EXPLOSIVO (gr):	PENETRACION EFECTIVA:
"Gravel Pack"	Aluminio (No obturador)	27.0	6.1
"Enerjet"	Agujero Grande	-	-
	Enerjet	-	7.2



7.2.3. SEGURIDAD CON EXPLOSIVOS.

Las principales reglas de seguridad para el manejo de explosivos en operaciones de registros son:

- 1.- No efectuar ninguna operación con explosivos cuando haya descargas eléctricas.
- 2.- No fumar en el área de trabajo.
- 3.- Alejar al personal que no sea indispensable.
- 4.- Alinear el camión de registros perpendicularmente a la línea de alta tensión, para que no se induzca corriente en el malacate.
- 5.- Eliminar todas las diferencias de potencial que puedan existir, conectando a tierra la torre de perforación, la armadura del camión y la tubería de revestimiento, utilizando los carretes de las tierras. La diferencia de potencial no debe ser mayor de 0.25 V.
- 6.- Evitar que el alambrado de la torre haga contacto con el cable, al instalar cadenas y poleas.
- 7.- Antes de conectar el cable a la pistola, vigilar lo siguiente:
 - a) Poner en OFF la llave de seguridad de la Unidad y quitar la llave.
 - b) Para checar con corriente la cabeza de disparos y el Localizador de Coples, subirlos a la parte media de la rampa inclinada y asegurarse de que sea imposible conectar la pistola mientras se está checando la cabeza.
 - c) Parar las plantas eléctricas del camión y del pozo, máquinas de soldar, etc.
 - d) En un radio de 200 m. apagar todos los radios transmisores fijos y móviles.
 - e) En la Unidad de registros apagar todos los interruptores y desconectar todos los módulos y tableros.
- 8.- La conexión de la pistola es responsabilidad del ingeniero operador.
- 9.- Al conectar la pistola vigilar lo siguiente:
 - a) Que nadie se encuentre en la línea de fuego de la pistola.
 - b) Usar el probador de seguridad para checar continuidad y aislamiento de los conductores.

- c) Probar con la lengua si no hay voltaje en la cabeza antes de conectar la.
 - d) Cortar el cordón explosivo con pinzas especiales sobre madera.
 - e) Cortar las puntas del fulminante uno por uno.
 - f) Cortocircuitar los conductores de la pistola para eliminar cualquier efecto de capacitancia.
 - g) Conectar el fulminante a los conductores de la pistola con pinzas especiales y dentro de la caja de seguridad.
- 10.- Al sacar la pistola del pozo después de efectuado el disparo, detenerse a 50 m. de profundidad y seguir las reglas anteriores antes de continuar sacándola. En caso de falla, tan pronto salga a superficie cortar el primacord con un cuchillo y después los conductores.
 - 11.- Al término de la operación, revisar que no queden explosivos o pedazos de estos.
 - 12.- Al transportar explosivos se deben cumplir los siguientes requisitos:
 - a) Los vehículos deben estar dotados con pisos de madera y los costados deben ser lo suficientemente altos.
 - b) No deben viajar personas innecesarias. Y no fumar.
 - c) Separar los fulminantes (primarios) y demás explosivos (secundarios) si van en el mismo vehículo.
 - d) El vehículo debe estar equipado con extinguidores.
 - 13.- Los explosivos deben guardarse bajo llave y el lugar o contenedores deben marcarse con un letrero. No debe haber sustancias químicas o materiales combustibles cerca. No deben estar cerca de un lugar habitado. Y se deben almacenar por separado los explosivos primarios de los secundarios.

7.3. RADIATIVIDAD:

7.3.1. FUENTES RADIATIVAS.

Se utilizan en las herramientas de los registros radiactivos. Pueden ser naturales o artificiales (minitrón). Están equipadas dentro de un contenedor.

Los materiales radiactivos utilizados en las operaciones de registros son: a) fuentes para registro, b) fuentes para calibración, c) acelerador de partículas (minitrón), d) PIP (marcas de precisión para identificar la perforación) y e) TET (trazadores radiactivos).



FIG. VII-4.- Fuentes radioactivas de registro y calibración (Schlumberger).

a) Fuentes para registro: Son pequeños recipientes sellados que contienen el material activo y se insertan en las herramientas. Las fuentes radiactivas más comunes (Schlumberger) y sus características son las siguientes --- (Fig. VII-4):

HERRAMIENTA:	TAMAÑO:	MATERIAL:	VIDA MEDIA:	EMISION:	DIST. PARA EXP. DE 2 mrems/hr:
Neutrón (CNT)	16 Curies (ci)	241 AmBe	458 años	Neutrones y rayos gamma	310" *
Densidad (FDC, LDT)	1.5 ci	137 Cs	33 años	Rayos gamma	680" *

b) Fuentes para calibración:

Cajón de CNT	0.1 ci	241 AmBe	458 años	Neutrones y rayos gamma	13"
Block de FDC	0.3 mci	60 Co	5.2 años	Rayos gamma	17"
Regla de GR	0.1 mci	226 Ra	1590 años	Rayos gamma	5"

* sin contenedor

Cuando las fuentes no están en las sondas se colocan en su contenedor, que proporciona blindaje contra la radiación. Dependiendo del tipo de emisión se escoge el tipo de blindaje, así las fuentes de neutrones son atenuadas por sustancias con alto contenido de hidrógeno, como la parafina. Los rayos gamma se blindan con metales pesados como el plomo (Fig. VII-5).

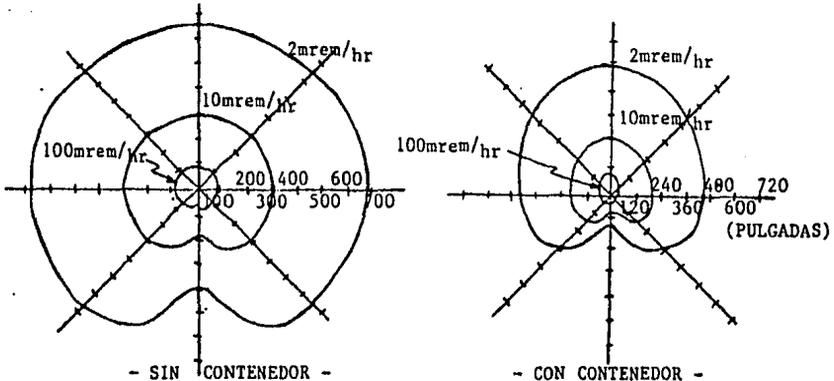


FIG. VII-5.- Comparación entre los patrones de radiación de la fuente enfocada de Densidad (137 Cs, 1.5 curies) con y sin contenedor.

c) Acelerador de partículas (Minitrón): Esta es una fuente radiactiva artificial, que emite neutrones con una energía de 14 MeV, como resultado de choques a alta velocidad de átomos de deuterio y tritio. La emisión contro

lada electrónicamente es de 1×10^8 neutrones/seg. Los componentes están encerrados en un recipiente de vidrio (Ver Fig. V-7) y son:

- Filamento.- tiene una cubierta de deuterio y tritio que emite al calentarse. Controla la producción de neutrones.
- Cámara fuente de iones.- produce iones positivos con los que se pueden producir los neutrones. Controla la duración de la ráfaga.
- Blanco.- consiste de carbón impregnado con deuterio y tritio. Los iones positivos producidos en la cámara son acelerados por el voltaje negativo del blanco. El choque origina los neutrones.
- Electrodo supresor.- su potencial negativo repele los electrones resultantes de la emisión secundaria en el blanco.
- Fuente de poder.- se alimenta con 220 VCA y proporciona 80 000 VCD. El alto voltaje del minitrón es aislado alrededor con gas de hexafluoruro de azufre.

El minitrón se utiliza en la herramienta de Tiempo de Decaimiento Termal (Ver Sec. 5.5.).

d) PIP: Son etiquetas para marcar radioactivamente con precisión la perforación, en disparos. Su actividad es de 1.0 microcuries para una etiqueta de 1.8 pulg². La distancia para un nivel de 2 mrems en el máximo campo de radiación es de 2 pulg.

e) TET: contiene líquido trazador de isótopos radiactivos. Por ejemplo el "Technicio 99" con una vida media de 6 hrs. (Ver Sec. 5.5.).

7.3.2 DETECTORES.

Los sentidos del hombre no pueden detectar la radiación y para medirla hay que cuantificar la ionización que provoca en distintos medios como: gases, emulsiones fotográficas (de plata), medios de centelleo (fósforos), medios de descomposición química (ejemplo: rojo de bromocresol) y medios radiofotoluminiscentes.

Los instrumentos pueden medir dosis acumuladas, índices de dosis y rapidez de desintegración. Deben ser portátiles, resistentes, sensibles y confiables. - Las lecturas se pueden hacer finalmente en: Amperímetros, Voltímetros y estimación de exposición en algunos medios.

Los contadores miden la ionización de los gases por la radiación.

La respuesta del instrumento a la rapidez de carga producida por una fuente constante de radiación, en un volumen de gas, al variar el voltaje directo aplicado, se observa en la gráfica siguiente. Se tienen 5 regiones de respuesta (Fig. VII-6):

- 1) Región de recombinación.- los iones se recombinan entre ellos en vez de emigrar a los electrodos.
- 2) Región de saturación (ionización).- hay un flujo de saturación (de iones) producido por la radiación, hacia los electrodos. En esta región trabaja la cámara de ionización.
- 3) Región proporcional.- hay ionización secundaria del gas al aumentar la velocidad de los electrones. El pulso de salida es amplificado en forma proporcional al voltaje aplicado. En esta región funciona el contador proporcional.

- 4) Región Geiger-Muller.- hay una avalancha de iones independiente del voltaje aplicado. Hay un factor de amplificación del orden de 10^{10} y se pueden detectar eventos individuales de ionización. La avalancha provoca una descarga que se amortigua añadiendo otro gas. En este rango trabaja el contador Geiger-Muller.
- 5) Región Corona.- se forma un arco en el gas y el sistema queda en estado de descarga continua.

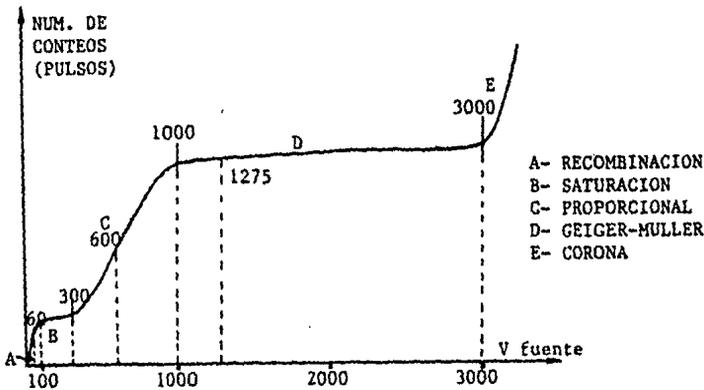


FIG. VII-6.- Regiones de respuesta de ionización de un gas por efecto de la radiación.

CAMARA DE IONIZACION: Consiste de un cilindro metálico con gas inerte a presión, dentro lleva una varilla metálica (+) aislada al cilindro. Los rayos gamma inciden en el gas liberándose electrones rápidos. Los iones primarios son atraídos hacia los electrodos respectivos. El factor de amplificación del gas es uno y el pulso debe amplificarse para medirse. Las cámaras de ionización no son sensibles a bajas intensidades de radiación pero pueden medir grandes dosis de alta intensidad. Se utilizan principalmente para detectar partículas beta y rayos gamma, aunque modificadas pueden detectar neutrones.

CONTADOR PROPORCIONAL: Su construcción es similar a la cámara de ionización, aunque el voltaje de su fuente es de 600 V, está lleno de gas He_3 . Los neutrones que llegan a la cámara chocan con los átomos de Helio y se producen protones y electrones, estos iones fluyen hacia los electrodos y generan pulsos en el circuito. Los pulsos serán de distintos tamaños proporcionales al evento ionizante primario. El factor de amplificación del gas es de 10^6 . Puede detectar neutrones termales y epitermales (recubriendo con Cd) y partículas alfa.

Sus ventajas son: alta eficiencia, bajo tiempo de resolución (0.5 μ seg.) y de baja sensibilidad para contar rayos gamma. Sus desventajas son: baja altura

del pulso a la salida y ausencia de "plateau": (zona plana en la región de respuesta).

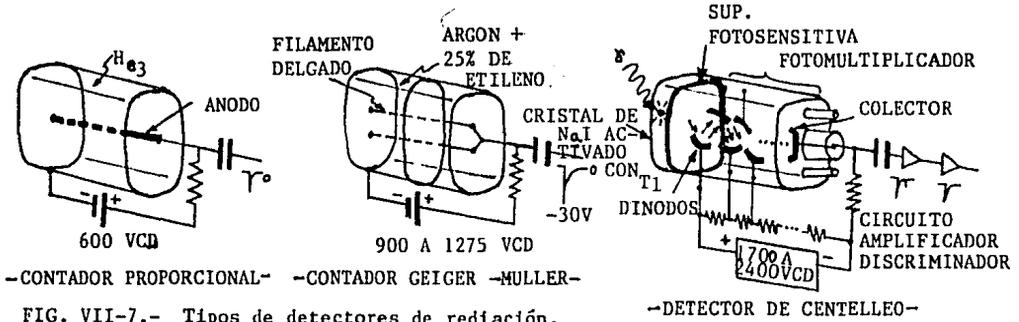


FIG. VII-7.- Tipos de detectores de radiación.

Se usa en los detectores cercano y lejano de la sonda del Neutrón Compensado:

CONTADOR GEIGER-MULLER: Es un tubo de cristal con Argón a baja presión, -- con un alambre muy delgado (ánodo) aislado en el centro. La fuente de voltaje es de 900 a 1 000 VCD. Al gas se le añade del 10 al 25% de un amortiguador (etileno o isobutano) para disminuir las descargas. La radiación incidente produce electrones libres que se aceleran por el alto voltaje y adquieren energías capaces de producir pares de iones secundarios. El factor de amplificación del gas es del orden de 10^9 . La amplificación hace que sea detectada una sola partícula beta o un rayo gamma, aunque con modificaciones también pueden detectar neutrones.

Sus ventajas son: pulso relativamente grande a la salida, "plateau" grande e insensible a la temperatura. Sus desventajas son: baja eficiencia (6%), ionización de avalancha autorreproducible y tiempo muerto grande (300 μ seg.).

Se usa en el detector cercano de la sonda de Densidad.

DETECTOR DE CENTELLEO: Consta de: cristal, fotomultiplicador y discriminador. Cuando un rayo gamma incide en el cristal interacciona con los electrones y produce un haz de luz, el cual incide en la superficie fotosensitiva del fotomultiplicador. Este a su vez emite electrones en forma proporcional a la intensidad recibida. Estos electrones son acelerados hacia un conjunto de dinodos en donde los electrones son multiplicados hasta que finalmente se tiene un factor de amplificación de 10^7 . Un circuito discriminador elimina los pulsos indeseables.

Puede detectar cualquier tipo de partículas colocando un fósforo adecuado - en el tubo fotomultiplicador.

Sus ventajas son: muy alta eficiencia (50 a 80%), la altura del pulso es -- función de la energía del rayo gamma. Sus desventajas son: es muy sensible a la temperatura y vulnerable a los golpes.

Se utiliza en el detector lejano de Densidad. Y en la herramienta de Rayos Gamma.

7.3.3. SEGURIDAD CON MATERIALES RADIATIVOS.

Los efectos biológicos de las radiaciones son muy peligrosos cuando alcanzan tejidos internos. Los rayos gamma y neutrones son más peligrosos que las partículas alfa y beta, porque tienen mayor alcance, pueden provocar cánceres, quemaduras daño de órganos y alteraciones hereditarias. De la intensidad de la exposición dependen los efectos biológicos. Existen límites de seguridad establecidos respecto a la dosis máxima de radiación que son admisibles en el organismo en un determinado tiempo.

Las fuentes radiactivas tienen blindajes para reducir la intensidad de la radiación. La intensidad de la radiación disminuye inversamente con el cuadrado de la distancia. La exposición a la radiación no debe exceder de 96 milirems por semana, para evitar efectos físicos. La radiación recibida se puede calcular de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\text{RADIACION RECIBIDA (mrem/hr)} = \frac{\text{EXPOSICION CONOCIDA}}{\text{DIST. CONOCIDA}} \times \frac{\text{TIEMPO (min)}^2}{\text{DIST. PERDIDA}^2 \times 60}$$

Las principales normas de seguridad para el manejo de material radioactivo durante operaciones de registros, son:

- 1.- El ingeniero operador es el responsable del manejo de las fuentes radioactivas.
- 2.- Las fuentes radiactivas se deben transportar dentro de su contenedor. Y nunca se deben manejar directamente con la mano, sino con el equipo adecuado.
- 3.- Guardar bajo candado las fuentes. Señalando el peligro de radiactividad mediante el símbolo (trebol) color lila.
- 4.- Mantener las fuentes alejadas 30 m. de la unidad de registros hasta que se vayan a usar.
- 5.- Antes de conectar la fuente radiactiva a la sonda, tapar el pozo.
- 6.- Tener toda la herramienta necesaria a la mano, antes de sacar la fuente de su contenedor para colocarla en la sonda.
- 7.- Al terminar la operación, asegurar la fuente, guardarla en su contenedor y cerrarla con candado.
- 8.- En la plataforma marina guardar y asegurar las fuentes radiactivas en un sitio alejado.
- 9.- Después de una operación revisar que no se olvide alguna fuente o material radiactivo.
- 10.- Durante la transportación de material radiactivo se debe observar lo siguiente:
 - Las fuentes debes estar dentro de su blindaje, cerrado con candado y en cadenado a una parte integral del camión.
 - Todas las fuentes deben identificarse con el símbolo de radioactividad y marcarse con etiquetas que digan "radiactivo".
 - Los vehículos de transporte también deben de marcarse con el símbolo de radiactividad.
 - Se debe tener un máximo de 10 milirems por hora a 3 pies del material transportado.

- En el mar al transbordar la fuente de la lancha a la plataforma, esta debe amarrarse al gancho.
- 11.- Durante el almacenaje de material radiactivo se debe verificar lo siguiente:
 - La fuente debe asegurarse en su blindaje y mantenerse con llave en fosas de almacenamiento.
 - Se debe llevar un registro de las fuentes.
 - En todas las fuentes se debe realizar una prueba de fuga cada 3 meses o antes en caso de emergencia.
 - Las fosas de almacenamiento deben tener las siguientes características (Fig. VII-8): a) un mínimo de 2 pies de cemento o tierra de separación entre recipientes adyacentes; b) deben tener cuando menos 4 pies de profundidad y 3/4' de espesor, y ser amplias; c) las tapas deben tener 6" si son de concreto o 3/4" de fierro; d) no debe escurrir agua en el recipiente; e) el fondo debe tener una parrilla; f) fuera de la fosa la radiación no debe ser mayor de 2 milirems por hora; g) identificar las fosas con el símbolo de radioactividad.

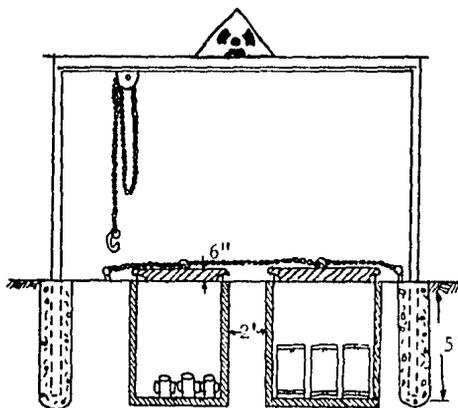


FIG. VII-8.- Fosas de almacenamiento para fuentes radioactivas.

- 12.- En caso de un accidente con material radiactivo (fugas, daños, pérdidas) seguir el siguiente procedimiento de emergencia: a) informar de inmediato al jefe y a las autoridades pertinentes; b) solicitar equipo de rescate si es necesario, calculando el tiempo de exposición a la radiación; c) restringir el área contaminada y alejar al personal; d) separar al personal afectado, eliminar su ropa y que se bañen; e) avisar al médico sobre la exposición a la radiación; f) no tomar alimentos, ni beber o fumar, puede haber contaminación; g) descontaminar las herramientas y vehículos que se encontraban en el lugar; h) monitorear el nivel de radiación.
- 13.- En caso de incendio tratar los vapores como materiales tóxicos. Tanto la parafina como el plomo se derretirán, por lo que la fuente quedará sin blindaje. En plataformas incendiadas es mejor tirar la fuente al mar y después recuperarlas (s).

TOXICIDAD:

El ácido sulfhídrico (H_2S) es el más venenoso de los gases naturales, casi tanto como el Cianuro de Hidrógeno. El máximo nivel tolerable por el hombre es de 20 ppm. Se encuentra en todo el mundo en diferentes concentraciones asociado con el gas, el petróleo y el agua en los pozos petroleros; en las formaciones porosas se puede descubrir en la perforación de los pozos o en operaciones de muestreo -- (Multiprobador de Formación, Tomador de Muestras). El gas H_2S se libera cuando se reduce la presión.

Las propiedades físicas y químicas del ácido sulfhídrico, son: es extremadamente tóxico, incoloro, olor repulsivo (huevo podrido), forma una mezcla explosiva en concentraciones de 4.3 a 46%, es más pesado que el aire, es soluble en agua e hidrocarburos, su punto de ebullición es de $-62^{\circ}C$, su punto de fusión es de $-116^{\circ}C$, es corrosivo a los metales de la serie electroquímica; produce irritación en los ojos, garganta y sistema respiratorio. Arde con una flama azul y produce Anhídrido Sulfuroso (SO_2) que es menos tóxico, pero muy irritante y peligroso; su límite de concentración permisible es de 5 ppm., pues afecta a los organismos más rápido aunque los mata más lentamente.

Los efectos físicos por el envenenamiento con H_2S , si son concentraciones bajas (menos de 50 ppm), son: dolor de cabeza, mareo, agitación, náusea, dolor en nariz y garganta, tos, somnolencia, pérdida del olfato y parálisis de las pupilas y extremidades. A mayores concentraciones se pierde el olfato y se paraliza el sistema respiratorio. El efecto del H_2S es función de: duración, frecuencia e intensidad de la exposición, y de la susceptibilidad individual.

EQUIPO DE DETECCION Y RESPIRADORES:

Detectores: Hay dos tipos de detectores, uno para el equipo y otro para el personal. Para el equipo se utiliza el Estuche de Prueba de Ión Baroide, para muestrear el lodo de perforación o el filtrado y revisar las piezas del equipo expuesto al H_2S .

Para protección del personal en áreas en donde se sospeche la presencia del gas, deberá monitorearse la presencia de H_2S en concentraciones mayores a 10 ppm. Hay dos tipos de dispositivos electrónicos:

a) para supervisión continua, se tiene el dispositivo ISA44 de "ENMET" que consta de dos sensores que se colocan en la base de la cabeza del pozo y en la parte posterior de la camioneta al nivel del suelo, tiene 2 canales de alarma uno para H_2S y otro para gas explosivo que además apaga el motor de la camioneta para evitar explosión; también se tiene el dispositivo personal "MONITOX 4100" que es un detector electrónico con alarma que debe usarse cerca de la cara del portador.

b) para la supervisión en una sola ocasión se tienen el sistema Aspirador -- ("Sniffer") que es el más recomendado; no se recomiendan los indicadores con acetato de plomo (cassette o ampollita), pues requieren una observación visual del cambio de color y en áreas contaminadas pueden ser peligrosos por el tiempo de -- reacción.

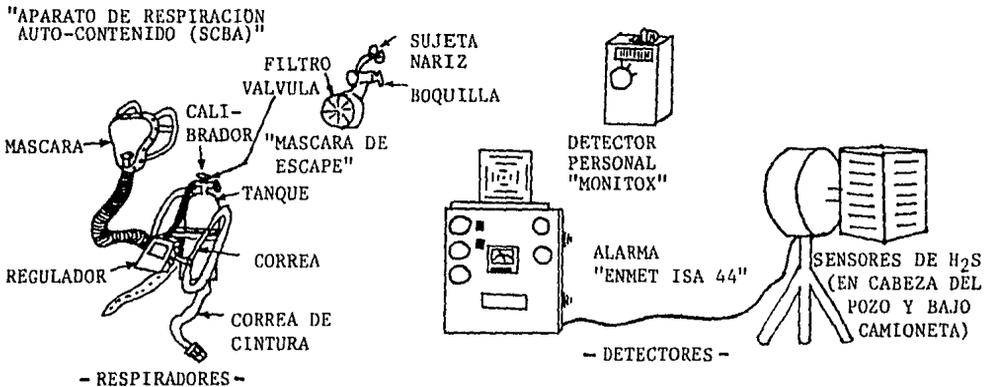


Fig. VII-9.- Detectores y Respiradores para operación con H₂S.

Respiradores: Los más comunes son el Aparato de Respiración Auto-contenido (SCBA) y las máscaras de escape (Ver Fig. VII-9).

El Aparato de Respiración Auto-contenido (SCBA) es un equipo de respiración especializado para trabajar en ambientes con concentraciones de H₂S mayores a --- 10 ppm. El regulador del aparato proporciona un abastecimiento regulado de aire hacia la máscara facial, manteniendo una presión más alta dentro de la máscara -- que la del ambiente exterior. Proporciona un abastecimiento hasta de 30 min. antes de cambiar el tanque de aire comprimido.

Las máscaras de escape (gas) son más prácticas en condiciones de alta concentración de H₂S en el pozo, pero que no está libre durante la operación. Teniéndose disponible para su uso en cualquier momento. Es una máscara de gas que elimina el H₂S a través de una reacción química que se efectúa dentro del elemento de la máscara, el cual debe cambiarse después de cada uso. Básicamente están formadas por una boquilla y un sujetador nasal. Tienen una gran capacidad de filtración y deberán usarse en lugares con una concentración de por lo menos 17% de oxígeno. No representan ninguna protección contra monóxido de carbono. Las más empleadas son la Draeger "PARATII" y la "SCRAM" de Scott.

Las víctimas de H₂S requieren ventilación inmediata de sus pulmones. Ade--

más de la respiración artificial hay aparatos Resucitadores que ventilan los pulmones automática o manualmente. Sin embargo su uso requiere entrenamiento especializado y pueden resultar peligrosos.

NORMAS DE SEGURIDAD:

- a) En los pozos con H_2S se deberá contar con equipo de detección y respiradores disponibles.
- b) Sólo se trabajará en lugares con H_2S cuando: el escape esté controlado y la concentración sea menor de 10 ppm.
- c) No se trabajará en ningún caso cuando la concentración sea mayor de 10 ppm. y el escape del gas no esté controlado.
- d) Las máscaras de escape sólo se usarán para escapar. Para trabajar se usará el SCBA.
- e) Los materiales contaminados con H_2S disuelto deberán llevarse a lugares bien ventilados.
- f) Deberá tenerse disponible una línea de seguridad de 20 m. para usarse en caso de rescate. Y un vehículo o bote para escapar.
- g) En pozos con H_2S se deberá emplear el equipo especial de cabeza de pozo.
- h) El personal deberá estar familiarizado con el sistema de alarma y entrenado para el uso de los respiradores. No podrán usar el SCBA las personas que usan lentes de contacto o las que tienen los tímpanos perforados no podrán usar las máscaras de escape. También deberá conocer los procedimientos de evacuación.
- i) Se deberá tener especial cuidado en detectar la presencia de H_2S al usar las herramientas de muestreo de la formación, al trabajar en sótanos cercanos a los pozos, y en pozos en producción: al retirar la tapa de la cabeza del pozo, al operar la válvula maestra, al desconectar la tubería de revestimiento; y para completar una operación después de detectar el gas en concentraciones menores a 10 ppm.
- j) Los pozos con H_2S deberán identificarse con letreros de "peligro" y "no fumar".
- k) Las víctimas de H_2S requieren atención inmediata: llevarla a un área ventilada, darle respiración artificial y masaje cardíaco y enjuagar los ojos con agua durante 15 minutos.

CAPITULO VIII

CONCLUSIONES

La falta de información de parte de las compañías que ofrecen servicio de registros geofísicos de pozos, respecto a la forma con que operan y calibran sus instrumentos, dejan al analista de registros sin alguna herramienta adicional que le ayude en la interpretación, limitándose exclusivamente al uso de nomogramas -- que preparan las mismas compañías. Por otro lado no hay suficientes textos que a barquen la gran diversidad de las herramientas de registros en conjunto, especial mente en el aspecto operativo.

Sin embargo, es importante que los textos sobre este tema tengan una clasificación basada en los principios de operación de las herramientas. Pues es común que se clasifique y nombre una herramienta o una técnica, sin saber que son marcas comerciales de una sola compañía.

Sería interesante desarrollar un trabajo que clasificara los registros en base al objetivo del estudio geológico y exploratorio. De esta forma, se justifi caría que el desarrollo de nuevas herramientas y métodos es resultado del desarrollo tecnológico y no de la comercialización, justificándose además el costo de su sustitución. Posiblemente, así se tendería al desarrollo y empleo de equipo y -- técnicas menos sofisticadas, pero que fueran más baratas, sin menoscabo de su efi ciencia. Optimizándose el uso de los registros.

De esta forma los registros podrían utilizarse más en áreas en donde casi -- no se emplean, debido a los altos costos.

Espero contribuir con este trabajo a la optimización del empleo de los re-- gistros geofísicos en las Ciencias de la Tierra.

R E F E R E N C I A S

- 1.- Althaus, V.E., 1974, "Calibration of the Sonic Log to Calculate Porosity". SPWLA fifteenth Annual Logging Symposium, McAllen.
- 2.- Arnold, D.M. & Smith, H.D., 1981, "Experimental Determination of Environmental Corrections for a Dual-Spaced Neutron Porosity Log". Society of Professional Well Log Analysts. XXII Symposium, México.
- 3.- Arroyo C., F., 1984, Apuntes de la asignatura de Registros Geofísicos de Pozos. F.I. UNAM, México.
- 4.- Best, D.L. et al, "A Computer-Processed Wellsite Log Computation". SPWLA, 1978, Houston.
- 5.- Logging Capabilities & Services, 1976, Catalog, Birdwell Division, Oklahoma.
- 6.- Boutemy, Y. et al, 1979, "Field Studies: A progress report on the contribution of Logging". AIME.
- 7.- Catala, G.N. et al, 1984, "Una combinación de Mediciones Acústicas para Evaluar la Calidad de las Cementaciones". AIME, Houston.
- 8.- Wireline Services Catalog. Dresser Atlas.
- 9.- Eaton, F.M. et al, "The Cyber Service Unit an Integrated Logging System", 51st Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers of AIME, New Orleans, 1976, Paper SPE6158.
- 10.- Froelich, B. et al, 1981, "Cement Evaluation Tool-A New Approach to Cement Evaluation". Document SPE10207, San Antonio.
- 11.- Gearhart-Owens, 1975, Formation evaluation Data Handbook, Texas.
- 12.- Gómez, R.O., 1975, Registros de Pozos, México.
- 13.- Geophysical Well Logging for Geohydrological Purposes in Unconsolidated Formations. 1976, Ground Water Survey, Holanda.
- 14.- Sales and Service, 1971, Halliburton services.
- 15.- Hamilton, R.G. & Myung, J.I., Summary of Geophysical Well Logging. Catalog, Birdwell Division, Oklahoma.
- 16.- Operacionaes con Línea de Alambre, IMP.
- 17.- Presiones y Muestreo de Fondo, IMP.
- 18.- "Explosives. Rules for storing, transporting and shipping", 1964, Inst. of Makers of Explosives, New York.
- 19.- Radioactive Sources Abandoned in Oil or Gas Wells. International Air Transport Association.
- 20.- Johnstone, C.W. et al, 1970, "The Thermal Neutron Decay Time Tool". Reprint from Society of Petroleum Engineers Journal.
- 21.- La Coste, L.J.B. et al, 1967, The U.S. Geological Survey-Lacoste and Romberg Precise Borehole Gravimeter System Instrumentation and Support Equipment. Unites States Dep. of the Interior Geological Survey.
- 22.- McCullough, Wire Line Service in Depth. Catalog.
- 23.- MerKel, R.H., 1979, Well Log Formation Evaluation. AAPG. Oklahoma.
- 24.- Mons, F. y Babour, K., 1982, Perfil Sísmico Vertical. REgistro, Procesa---miento y Aplicaciones. Schlumberger, ATL.

- 25.- Muller, D.C. and Kibler, J.E., 1983, Comercial Geophysical Well from the USW Drill Hole. U.S. Geological Survey.
- 26.- Myung, John I. & Baltosser, R.W., Fracture Evaluation by the Borehole Logging Method, Birdwell Division, Oklahoma.
- 27.- Najera F.J., et al, "Aplicación de los registros continuos de desviación en el cálculo de las coordenadas de pozos direccionales". X Convención Anual de la AIPM.
- 28.- Surface and Borehole Geophysical Methods in Ground Water Investigation, 1984, National Water Well Association, San Antonio.
- 29.- Oliphant, S.C. & Farris, R.F., "A Study of Some Factors Affecting Gun -- Perforating". AIME.
- 30.- J. Pelissier-Combescure et al, 1979, "Application of Repeat Formation -- Tester Pressure Measurements in the Middle East". Society of Petroleum Engineers, Manama.
- 31.- Well Completion Methods, 1971, Petroleum Extension Service, Austin, pp. 44.
- 32.- Manual de Campo (Operación de Registros Geofísicos), PEMEX.
- 33.- Manual de Mantenimiento Preventivo para Camiones de Registro Eléctrico. Geofísica de Explotación, PEMEX.
- 34.- Ramírez T.B., Playback y Cross-Plot en el control de calidad de registros geofísicos, Depto. de Evaluación de Registros, PEMEX.
- 35.- "Programa de Mantenimiento de Equipo y Unidades en Distritos de Explotación (RIEV). "Petroleos Mexicanos, Superintendencia General de Geofísica y Cementaciones en Pozos.
- 36.- "Reglamento para uso y almacenamiento de explosivos", 1967, PEMEX.
- 37.- Russell. P. Wharton et al, 1980, "Electromagnetic Propagation Logging: - Advances in Technique and Interpretation". Society of Petroleum Engineers, AIME, pp.12.
- 38.- Calibraciones y Control de Calidad, 1974, Schlumberger Sureenco, México.
- 39.- The Cement Evaluation Tool, Catalog, 1982, Schlumberger ATL.
- 40.- CSU, Well Site Products and Calibration Guide (CP.26), 1984, Schlumberger.
- 41.- Cyberlook Marketing Book, 1980, Schlumberger.
- 42.- Evaluación de Formaciones en México, 1984, Congreso de la WEC, Schlumberger, Paris.
- 43.- Evaluación de Formaciones en Venezuela, Congreso de la WEC, Schlumberger Paris.
- 44.- "The Gyro Continuos Tool", Catalog, Schlumberger ATL.
- 45.- "Well Logging Instruments, Products Line. SIE, Catalog, 1979, Houston.
- 46.- Interpretación de Perfiles, Vol. 1, 1972, Schlumberger.
- 47.- Introducción a la CSU, Schlumberger.
- 48.- Measurements While Drilling, Schlumberger.
- 49.- Smith, G.S., 1980, The ETT an Improved Corrosion Inspection Tool, AGA, - Salt Lake City.
- 50.- Production Log Interpretation. Schlumberger.

- 51.- Productos del Centro de Cómputo de México, Schlumberger.
- 52.- Catálogo de Herramientas y Equipo Convencional, Schlumberger.
- 53.- Tittman, Jay, Radiation Logging. Petroleum Engineering Conference, Kansas
- 54.- Calibration Principles and Field Calibration Procedures for welex Logs, - 1972, Welex, Houston, pp. 64.
- 55.- Compensated Density Tool, 1979, Welex - Halliburton Company, Houston.
- 56.- Digital Logging System - II, Operations Manual, Welex.
- 57.- Open Hole Services, Catalog. Welex - Halliburton Company, Houston.
- 58.- Widco Loggers. Well Instrument developing, Houston.
- 59.- Evans, H.B., 1974, Well Services Systems, Catalog. International, Texas.