

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIÉRREZ. PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

PROYECTO DE RESIDENCIA PROFESIONAL:

Estudio y análisis del funcionamiento electrónico de las herramientas utilizadas en la toma de registros geofísicos en pozos terrestres y marítimos del activo de producción Altamira.

PROYECTO REALIZADO POR:

Ing. Ezequiel Adrián Navarro Ruiz

CARRERA:

Ing. Electrónica.

JUNIO DEL 2010.

ÍNDICE

CAPÍTULO 1 GENERALIDADES.....	5
1.1 INTRODUCCIÓN.....	5
1.1 ANTECEDENTES	6
1.2 PLATEAMIENTO DEL PROBLEMA	8
1.3 NOMBRE DEL PROYECTO	9
1.4 OBJETIVO GENERAL Y ESPECÍFICOS	9
1.5 JUSTIFICACIÓN DEL ROYECTO	10
1.6 ALCANCES Y LIMITACIONES DEL PROYECTO	10
CAPÍTULO 2 MARCO TEÓRICO	11
2. Registros eléctricos.....	11
2.1.1 Herramientas resistivas.....	12
2.1.2 Herramientas nucleares.....	13
2.1.3 Herramientas acústicas	14
2.1.3.1 Tiempo de decaimiento termal	15
2.1.3.2 Neutrón NDT 1-11/16”	16
2.1.3.3 Gamma 1-11/16”	17
2.1.3.4 Toma de información	18
2.2 Operaciones especiales	19
2.2.1 Detección de Punto Libre	19
2.3 Otras herramientas.....	21
2.3.1 Herramienta HOMCO.....	21
2.3.2 Herramienta FPIT	22
2.4 Recuperación de tuberías	23
2.4.1 Cordón explosivo	24
2.4.2 Cortador jet	24
2.4.3 Cortador químico	25
2.4.4 Cortador de tubería pesada (Colliding Tool)	26
2.5 Disparos Puncher	27
2.5.1 Puncher para baja temperatura.....	27
2.5.2 Puncher para alta temperatura.....	28
2.6 Corrida de canasta y anclaje de empaques.....	29
2.7 Pescantes magnéticos.....	30
2.8 Detección de anomalías	30
2.9 Determinación de profundidad	31
2.10 Servicios de Disparos	32
2.10.1 Disparos de Producción	32

2.10.2	Tipos de pistolas	33
2.10.3	Accesorios para disparos.....	34
2.11	Sistemas entubados	35
2.11.1	Scallop 2-1/8"	35
2.11.2	Scallop 2-1/2"	36
2.11.3	Scallop 3-3/8"	36
2.11.4	Scallop 4-1/2"	37
2.12	Sistemas expuestos.....	37
2.12.1	Enerjet 1-11/16"	39
2.12.2	Enerjet 2-1/8"	40
2.12.3	Spiral shogun 1-11/16"	41
2.12.4	Spiral shogun 2-1/8"	42
2.12.5	Spiral shogun 2-1/2"	43
2.13	Desempeño de pistolas disponibles en SERAP y Compañías.....	43
2.14	Predicción del desempeño de los sistemas de disparo	44
2.15	Seguridad.....	44
CAPÍTULO 3 DESARROLLO		46
3.	Análisis de herramientas de registros eléctricos Altamira.....	46
3.1	UNIDADES DE REGISTROS.....	47
3.1.1	Registros computarizados CSU	47
3.1.1.1	Computadora CSU	48
3.1.2	Unidad de disparos y operaciones monocable BLUE	49
3.1.2.1	Computadora BLUE para disparos y operaciones especiales.....	50
3.1.2.2	Computadora BLUE para medición de cavernas SONAR.....	50
3.1.2.3	Computadora BLUE para pruebas de presión SIMPP	51
3.2	Sondas:	52
3.2.1	Resistivas:.....	53
3.2.1.1	Doble Inducción fasorial	53
3.2.1.2	Doble Laterolog telemétrico	54
3.2.1.3	Microesférico Enfocado	55
3.2.2	Radiactivas o nucleares:	55
3.2.2.1	Neutrón Compensado.....	56
3.2.2.2	Litodensidad Compensada.....	56
3.2.2.3	Espectroscopía de Rayos Gamma.....	58
3.2.2.4	Rayos Gamma Naturales.....	59
3.2.3	Sónicas.....	59
3.2.3.1	Sónico digital.....	61

3.3	Otras herramientas	62
3.3.1	Medición Continua de Echados.....	62
3.3.2	Geometría de Pozo	63
3.3.3	Sonar SONIMP.....	64
3.4	Herramientas y Servicios en agujero entubado.....	65
3.4.1	Sónico de Cemento	65
4.	OBSERVACIONES Y SUGERENCIAS	66
5.	CONCLUSIÓN.....	67
6.	REFERENCIAS.....	69

CAPÍTULO 1 GENERALIDADES

1.1 INTRODUCCIÓN

Petróleos mexicanos (PEMEX) es una empresa pública mexicana petrolera, creada en 1938 que cuenta con un régimen constitucional para la explotación del petróleo y gas natural en territorio mexicano aunque también cuenta con algunas operaciones en el extranjero.

PEMEX ha mantenido una importante participación en el mercado, en abierta competencia con las mejores compañías internacionales, durante más de 20 años. Esto le ha dado una fortaleza invaluable. Con el propósito de ahorrar tiempo de operación y con ello resultando en un mejor costo efectivo, proporcionando al mismo tiempo la mejor información con los mejores resultados, se cuenta con una gama de actividades específicamente destinadas para cumplir con las diferentes tareas propias de perforación, terminación, mantenimiento y servicio a pozos.

Para determinar algunas características de las formaciones del subsuelo es necesaria la toma de registros. Para esto se utiliza una Unidad móvil (o estacionaria en pozos costa-afuera) que contiene un sistema computarizado para la obtención y procesamiento de los datos, así como el envío de potencia y señales de comando (instrucciones) a un equipo que se baja al fondo del pozo por medio de un cable electromecánico. El registro se obtiene al hacer pasar los sensores de la sonda enfrente de la formación moviendo la herramienta lentamente con el cable.

Registros en agujero abierto

- Inducción
- Doble Laterolog
- Neutrón Compensado
- Densidad Compensada
- Sónico Digital
- Imágenes de Pozo

Registros en agujero entubado

- Evaluación de la Cementación
- Pruebas de Formación
- Desgaste de tubería

1.1 ANTECEDENTES

PEMEX tiene sus orígenes desde que en 1919, Shell tomó el control de la Mexican Eagle Petroleum Company y en 1921 formó Shell-Mex Limited, la cual comerciaba productos bajo las marcas “Shell” e “Eagle” en el Reino Unido. En 1931, parcialmente en respuesta a las difíciles condiciones económicas de aquellos tiempos, Shell-Mex fusionó sus operaciones de mercado en el Reino Unido con las de la British Petroleum y creó la Shell-Mex and BP Ltd., una compañía que funcionó hasta que las marcas se separaron en 1975.

En 1935, las compañías petroleras que operaban en territorio mexicano (que en ese entonces se encontraban en manos de capital extranjero) se negaron e intentaron impedir la creación de sindicatos de trabajadores petroleros. Sin embargo, pese a los esfuerzos de estas empresas se logró crear al Sindicato Único de Trabajadores Petroleros, este sindicato comenzó una huelga para mejorar las condiciones de trabajo e incrementar los salarios de los trabajadores. Ese mismo año el entonces Presidente de México Lázaro Cárdenas intervino para mediar la situación.

Ya que el problema entre los trabajadores y las compañías no se resolvía y esto afectaba grandemente a la economía de todo el país, en 1938 Lázaro Cárdenas se unió a las peticiones de los trabajadores y se exigió el incremento en los salarios y una mejora en los servicios sociales de los trabajadores. Desafortunadamente las compañías británicas y norteamericanas se negaron a esto y los inversionistas extranjeros amenazaron con irse del país llevándose todo su capital.

Debido a esto, el 18 de marzo de 1938, el Presidente de México, Lázaro Cárdenas declaró su decisión de expropiar la industria petrolera que incluyó todos los recursos e instalaciones existentes en territorio mexicano.

A partir de la expropiación petrolera y hasta la época del “boom” petrolero (1977-1979), todos los servicios de Registros eléctricos y disparos con cable electromecánico se efectuaron 100% por administración. Posteriormente y hasta la fecha, la participación de las compañías se ha mantenido cercana a un 30% de las operaciones. Las compañías que han participado en el mercado de los servicios por cable son las líderes a nivel internacional en este tipo de servicios.

Actualmente, las compañías Schlumberger y Halliburton continúan participando del mercado, mientras que McCullough fue adquirida por Atlas y ésta se retiró del mercado nacional en 1994.

Las unidades para la obtención de los Registros Geofísicos son tipo computarizadas y de patente Schlumberger, en condiciones óptimas de operación.

El equipo de fondo, especialmente diseñado para la Unidad computarizada, utiliza el sistema de transmisión de datos de telemetría, el cual lo hace prácticamente inmune a ruidos.

En los servicios de disparos, Servicios a Pozos ha adoptado una estrategia de diversificación de proveedores obteniendo así los mejores sistemas de disparo para las condiciones de los pozos en México. Además, se cuenta con una Unidad monocable muy versátil específicamente diseñada por Schlumberger para Servicios a Pozos denominada BLUE (Basic Logging Unit Electronics).

1.2 PLATEAMIENTO DEL PROBLEMA

PEMEX tiene el compromiso de producir hidrocarburos y sus derivados, transportarlos y comercializarlos, así como proporcionar los servicios relacionados con su actividad en forma segura, eficaz y apegada al marco normativo, con respeto al medio ambiente. Mejorando así y debiendo cumplir con un crecimiento institucional y productivo. Pero el estancamiento tecnológico actual de PEMEX frente a las compañías extranjeras genera un paso más para la privatización de una de las empresas más grandes de México.

En PEMEX en años anteriores era autosuficiente, la mayoría de las actividades realizadas eran por cuenta propia, donde se contaba con infinidad de herramientas para el trabajo, el día de hoy debido a la próxima privatización del petróleo mexicano, y a que la participación de empresas extranjeras es cada vez mayor, PEMEX, poco a poco, va siendo menos capaz de realizar la mayoría de las actividades. Por esta razón los trabajadores solo se limitan a un trabajo en específico, solo utilizando algunos de los equipos utilizados en el diseño y perforación de los pozos. Es por ello que es necesaria la reinformación acerca de cada una de las herramientas con que cuenta PEMEX para la optimización de recursos y reducir gasto en cuanto a contratos con otras compañías.

1.3 NOMBRE DEL PROYECTO

Estudio y análisis del funcionamiento electrónico de las herramientas utilizadas en la toma de registros geofísicos en pozos terrestres y marítimos de activo de producción Altamira.

1.4 OBJETIVO GENERAL Y ESPECÍFICOS

Objetivo general:

- Realizar un estudio y análisis del funcionamiento cada una de las herramientas electrónicas en la toma de registros eléctricos en agujeros abiertos y entubados del activo Altamira.

Objetivos específicos:

- Comprensión de las operaciones especiales con las herramientas de fondo.
- Interpretación de las respuestas en la formación en la utilización de las herramientas resistivas, radiactivas y sónicas.
- Funcionamiento y resultados de los registros principales en la realización de disparos de producción. (Radiactiva, eléctrica y sónica)
- Aplicación práctica de cada una de las herramientas disponibles en PEMEX, servicio a pozos.

1.5 JUSTIFICACIÓN DEL ROYECTO

Durante muchos años PEMEX administro el total de los servicios de Registros y a permanecido con una importante participación del mercado en abierta competencia con las mejores compañías internacionales, durante más de 20 años.

En PEMEX se cuenta con una infinidad de equipos y herramientas, que debido a las rutinarias actividades de trabajo o las contrataciones con empresas extranjeras, normalmente no se utilizan. Por esta razón la falta de información acerca las características y el funcionamiento de la mayoría de estos equipos. Debido a la falta de conocimiento del equipo con el que cuentan y trabajan, es necesaria hacer una recapitalización de cada una de las herramientas que utilizan y que existen en las tomas de registros en el activo Altamira.

1.6 ALCANCES Y LIMITACIONES DEL PROYECTO

Este proyecto puede ser de suma importancia en la capacitación del personal a trabajar, teniendo un mejor desempeño laboral. Esto conllevara a una mejor comprensión y eficacia de los equipos de registros.

Además que se realiza una investigación para saber que se tiene y que nos hace falta para mejorar, así como entender cada una de estas herramientas para explotarlas al máximo en la perforaron de pozos.

En PEMEX puede significar un avance en tiempo y una gran estrategia de ahorro, teniendo así una mejor eficacia y eficiencia en los procesos de producción.

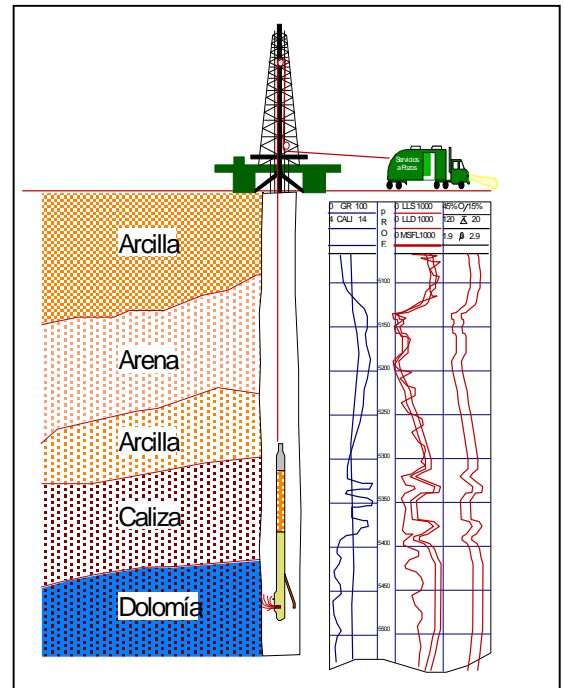
CAPÍTULO 2 MARCO TEÓRICO

2. Registros eléctricos

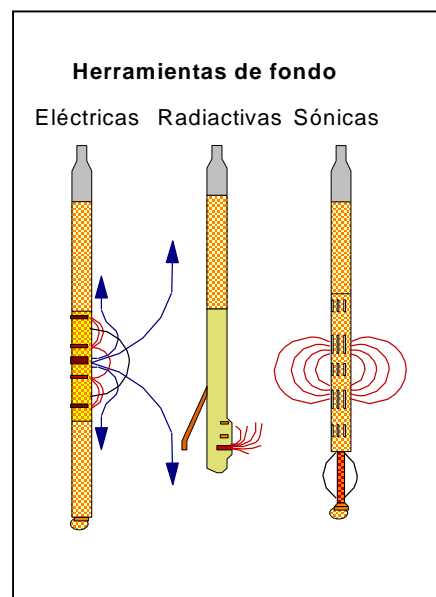
Primeramente, el equipo de fondo consta básicamente de la **sonda**, que es el elemento que contiene los sensores y el **cartucho electrónico** que acondiciona la información de los sensores para enviar a la superficie por medio del cable y además recibe e interpreta las órdenes de la computadora en superficie. Las sondas pueden ser clasificadas en función de su fuente de medida en:

2.1 Tipos de herramientas de fondo para la toma de registros.

- Resistivas (Fuente: corriente eléctrica)
- Porosidad (Fuente: Cápsulas radiactivas).
- Sónicas (Fuente: Emisor de sonido).



Mediante una cuidadosa interpretación de la respuesta de los registros es posible evaluar el potencial productivo de la formación. Además se tienen sistemas de cómputo avanzados para la interpretación.



2.1.1 Herramientas resistivas

La cantidad de aceite o gas contenido en una unidad de volumen del yacimiento es el producto de su *porosidad* por la *saturación* de hidrocarburos.

Los parámetros físicos principales para evaluar un yacimiento son: La *porosidad*, *saturación* de hidrocarburos, *espesor* de la capa permeable y la *permeabilidad*.

Las medidas de resistividad se usan, solas o en combinación, para deducir la resistividad de formación en la zona no invadida, es decir, atrás de la zona contaminada por los fluidos del pozo. También se usan para determinar la resistividad cercana al agujero, donde el filtrado del lodo ha reemplazado en gran parte los fluidos originales.

Las medidas de *Resistividad* junto con la *Porosidad* y *Resistividad del agua* de formación, se usan para obtener la *Saturación de agua*. La saturación obtenida de las resistividades somera y profunda se compara para evaluar la *Producibilidad* de la formación.

Generalmente, se prefiere usar la herramienta de Inducción cuando la resistividad de la formación es baja, del orden de 500 ohms. Cuando se tienen formaciones altamente resistivas la herramienta de Doble laterolog proporciona información más confiable. En las formaciones de carbonatos de baja porosidad se tienen resistividades muy altas, por lo que, si se requiere hacer una interpretación cuantitativa, se debe tomar un registro Doble laterolog. Sin embargo, se requiere de un medio conductor entre la herramienta y la pared del pozo, por lo que no es posible tomar un registro Doble laterolog en lodos no conductivos, como los que son a base de aceite.

2.1.2 Herramientas nucleares

La determinación de la porosidad de la formación se puede hacer de manera indirecta a través de las medidas obtenidas de herramientas nucleares ó acústicas.

Las herramientas nucleares utilizan fuentes radiactivas y mediante la medición de la forma de interactuar con la formación de las partículas irradiadas por la fuente, se pueden determinar algunas características.

Se tienen principalmente tres tipos de herramientas nucleares:

- | | |
|---------------------------------|------------------------------------|
| 1. Radiación Natural
RG, NGT | Rayos gamma SGT, Espectroscopía de |
| 2. Neutrones | Neutrón compensado CNT |
| 3. Rayos gamma | Litodensidad compensada LDT |

Las herramientas para medir la radiación natural no requieren de fuentes radiactivas y la información que proporcionan es útil para determinar la arcillosidad y contenido de minerales radiactivos de la roca.

Las herramientas de Neutrón compensado y Litodensidad requieren de fuentes radiactivas emisoras de Neutrones rápidos y Rayos gamma de alta energía, respectivamente.

2.1.3 Herramientas acústicas

El equipo "Sónico" utiliza una señal con una frecuencia audible para el oído humano. El sonido es una forma de energía radiante de naturaleza puramente mecánica, esto es, una fuerza la cual se transmite desde la fuente de sonido como un movimiento molecular del medio, este movimiento es vibratorio debido a que las moléculas conservan una posición promedio. Cada molécula transfiere su energía (empuja) a la siguiente molécula antes de regresar a su posición original. Cuando una molécula transfiere su energía a otra la distancia entre ellas es mínima, mientras que entre la primera y la anterior a ella, la distancia es mayor que la normal. Las áreas de distancia mínima entre moléculas se llaman "áreas de compresión" y las de mayor distancia se llaman "áreas de rarefacción". Un impulso de sonido aparecerá como un área de compresión seguida por un área de rarefacción.

2.1.3.1 Tiempo de decaimiento termal

La herramienta de Tiempo de decaimiento termal emite un brote de neutrones de alta energía. Un cierto porcentaje de estos neutrones son absorbidos por la formación en un tiempo que es medido. Este tiempo -tiempo de decaimiento termal (τ) -es particularmente sensible a la cantidad de cloro contenida en el agua de formación. Manteniendo constantes otros factores, τ es función de la saturación de agua, S_w . Cuando la porosidad y salinidad son parámetros conocidos, la saturación de agua puede ser computada exactamente. Los efectos de agujero y tubería de revestimiento son normalmente insignificantes.

Las aplicaciones principales de la herramienta son:

- Localizar aceite ó gas atrás de la tubería
- Identificar contactos agua-aceite
- Detección de invasión de agua

DIMENSIONES Y CARACTERÍSTICAS

Condiciones de pozo				Dimensiones de la herramienta		
Temp.	Presión	Diámetro		Diámetro	Peso	Longitud
		Mínim	máxim			
120 °C	14,000 psi	1-1/16"		1-11/16 plg	67.2 kg	8.53 m

MEDIDAS

Principio	<i>Medición del tiempo de decaimiento termal</i>
Rango	<i>0 - 1,000 μseg</i>
Curvas primarias	<i>Tiempo de decaimiento termal (τ), Sección transversal de</i>
Curvas secundarias	<i>Ninguna</i>

2.1.3.2 Neutrón NDT 1-11/16”

La herramienta de neutrones mide la absorción de neutrones de las formaciones adyacentes al agujero. Estas medidas nucleares indican el contenido de hidrógeno de las formaciones. La herramienta es efectiva en cualquier ambiente y es un dispositivo auxiliar para correlacionar los registros de agujero entubado con los de agujero abierto, cuando no se cuenta con un registro de coples ó los tubos de la tubería de revestimiento son casi iguales, lo que dificulta el proceso de afinación previo a un disparo de producción. .

Las aplicaciones principales de la herramienta son:

- Control de la profundidad
- Correlación con registro de agujero abierto

DIMENSIONES Y CARACTERÍSTICAS

Condiciones de pozo				Dimensiones de la herramienta		
Temp.	Presión	Diámetro		Diámetro	Peso	Longitud
		Mínim	máxim			
150 °C	20,000 psi	1-11/16"		1-11/16 plg	18 Kg.	2.44 m

MEDIDAS

Principio	
Rango	
Curvas primarias	<i>Neutrón</i>
Curvas secundarias	

2.1.3.3 Gamma 1-11/16"

La herramienta de rayos gamma mide la radiación gamma natural de las formaciones adyacentes al agujero. Estas medidas nucleares indican el contenido radiactivo de las formaciones. La herramienta es efectiva en cualquier ambiente y es el dispositivo estándar para correlacionar los registros de agujero entubado con los de agujero abierto.

Las aplicaciones principales de la herramienta son:

- Control de la profundidad
- Indicador de arcillas
- Detección de minerales radiactivos

DIMENSIONES Y CARACTERÍSTICAS

Condiciones de pozo			Dimensiones de la herramienta			
Temp.	Presión	Diámetro		Diámetro	Peso	Longitud
		Mínim	máxim			
150 °C	20,000 psi	1-11/16"		1-11/16 plg		

MEDIDAS

Principio	<i>Gamma naturales</i>
Rango	<i>0 - 1,000 API</i>
Curvas primarias	<i>GR</i>
Curvas secundarias	<i>Ninguna</i>

2.1.3.4 Toma de información

Servicios a Pozos cuenta con el equipo SIMPP (Sistema Integral de Medición y Pruebas de Pozo) para efectuar pruebas de pozo. Este sistema consiste en un programa para adquirir datos de presiones y temperaturas de fondo y superficie usando sondas de tipo electrónico marca GRC y adquiridores de datos GSC-503. También se pueden obtener datos de medidores de presión diferencial, medidores de temperatura y de flujo (con señal de 1 a 5 volts) usando una tarjeta convertidora analógica-digital. Los medidores de presión diferencial se usan para calcular el gasto de gas. La información adquirida se puede tener en impresión, en archivos tipo ASCII en disco duro o flexible.

El GSC-503 es un instrumento electrónico operado con corriente alterna, usado para conectar hasta cuatro sondas tales como la EPG-520 (fondo) o la WHG-730 (superficie). El GSC-503 se comunica con la computadora a través de una tarjeta interfaz. Las sondas producen señales de alta frecuencia que varían de acuerdo con la presión y temperatura. El GSC-503 provee las siguientes funciones:

- Alimentación para cuatro sondas
- Convierte las señales de las sondas a datos digitales adecuados para la computadora.
- Selecciona la sonda deseada o especificada.
- Lee los sensores de presión y temperatura de la sonda.

Los rangos de las sondas son:

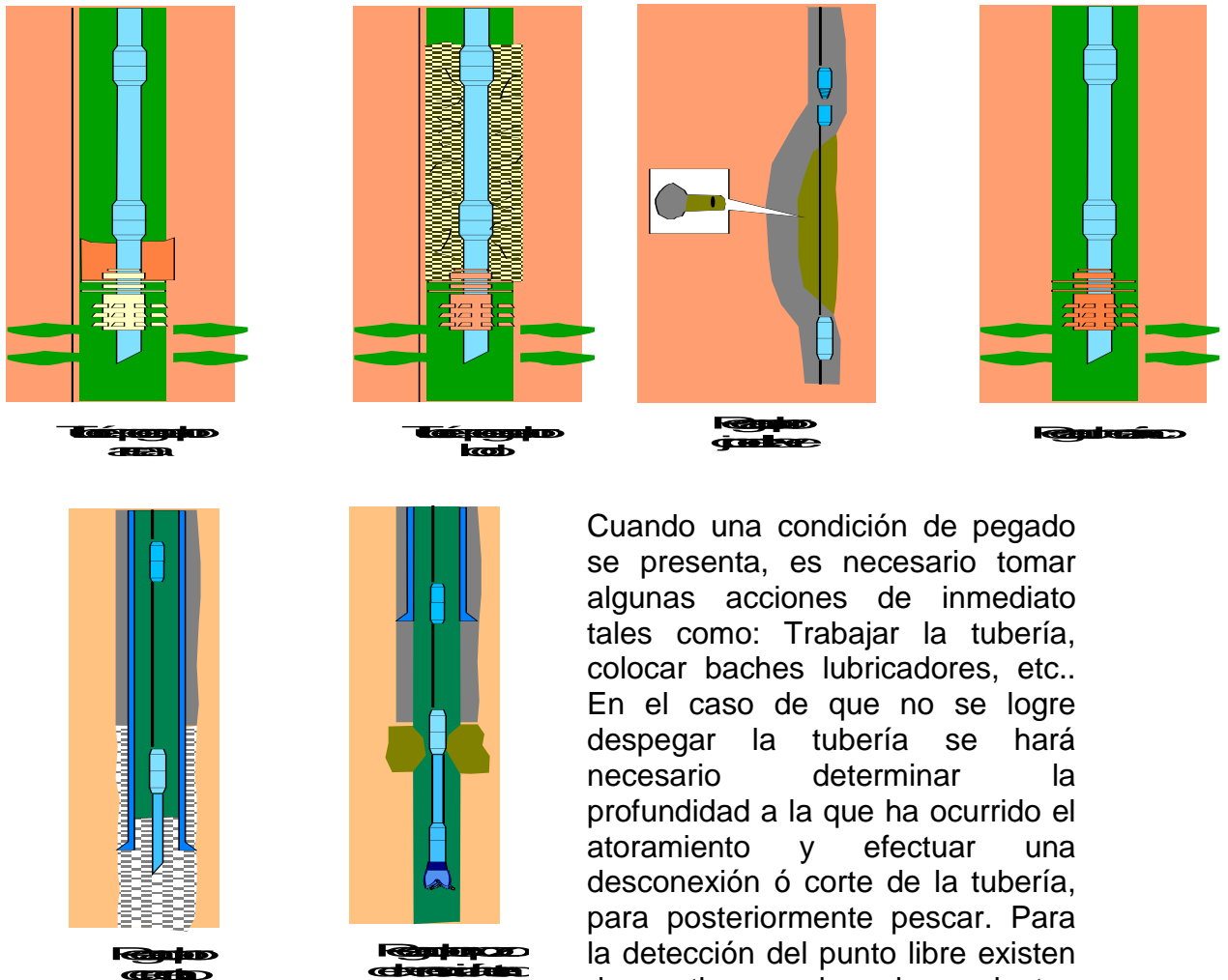
Sonda	Presión	Temperatura
Tipo	PSI	°F
EPG-520	15,000	350
WHG-730	10,000	350

2.2 Operaciones especiales

2.2.1 Detección de Punto Libre

Existen diferentes razones por las cuales la tubería puede quedar atrapada. Entre estas podemos enumerar:

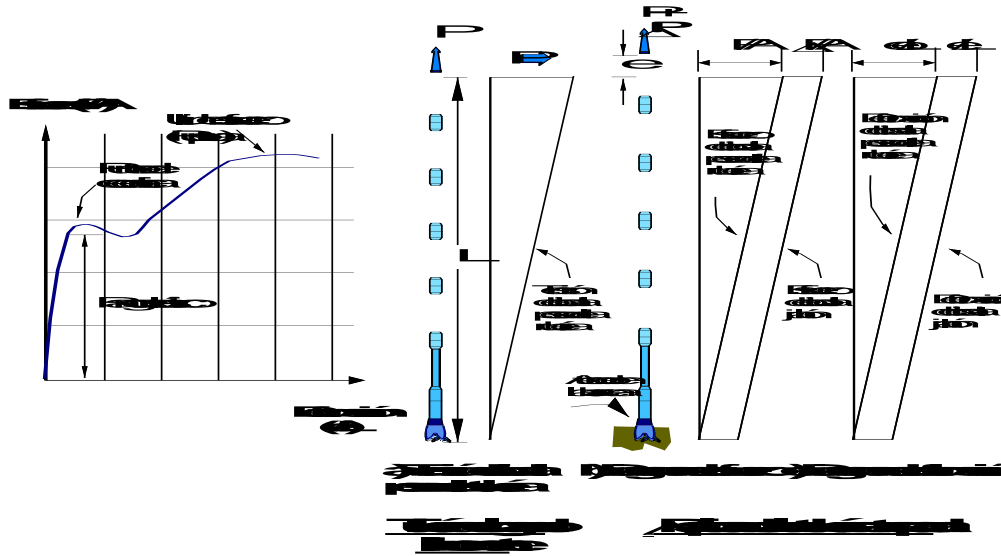
- Presión diferencial
- Agujero reducido
- Pegado mecánico
- Derrumbe de agujero, etc.



Cuando una condición de pegado se presenta, es necesario tomar algunas acciones de inmediato tales como: Trabajar la tubería, colocar baches lubricadores, etc.. En el caso de que no se logre despegar la tubería se hará necesario determinar la profundidad a la que ha ocurrido el atoramiento y efectuar una desconexión ó corte de la tubería, para posteriormente pescar. Para la detección del punto libre existen dos tipos de herramientas

operadas por SERAP que detectan los esfuerzos transmitidos a la tubería desde superficie, con diferentes principios de medida.

Al someter a una tensión a la tubería esta se elonga hasta el punto de atrapamiento:



La deformación lineal ó angular de la tubería es medida por medio de la herramienta. Si el punto de la tubería en que se ubica la herramienta está libre, se detectará una deformación al aplicar el esfuerzo en superficie. Si, por el contrario, la tubería está atrapada, la herramienta no detectará movimiento.

2.3 Otras herramientas

2.3.1 Herramienta HOMCO

Una de las herramientas con que cuenta SERAP para la detección de punto libre es la herramienta HOMCO. Esta herramienta cuenta con un elemento sensor, el cual mide la deformación entre dos anclas. Entre las ventajas de esta herramienta podemos mencionar:

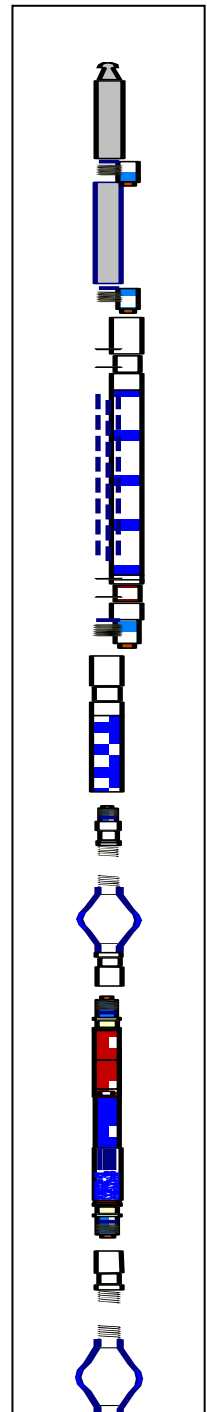
- *Gran sensibilidad* para detectar pequeñas deformaciones de la tubería.
- Operación relativamente sencilla
- Confiabilidad

Algunas de las características de la herramienta HOMCO son:

- Diámetro de operación: 1-5/8" - 4-3/4"
- Tuberías: Perforación, producción o casing

Rangos normales de operación del stresstector:

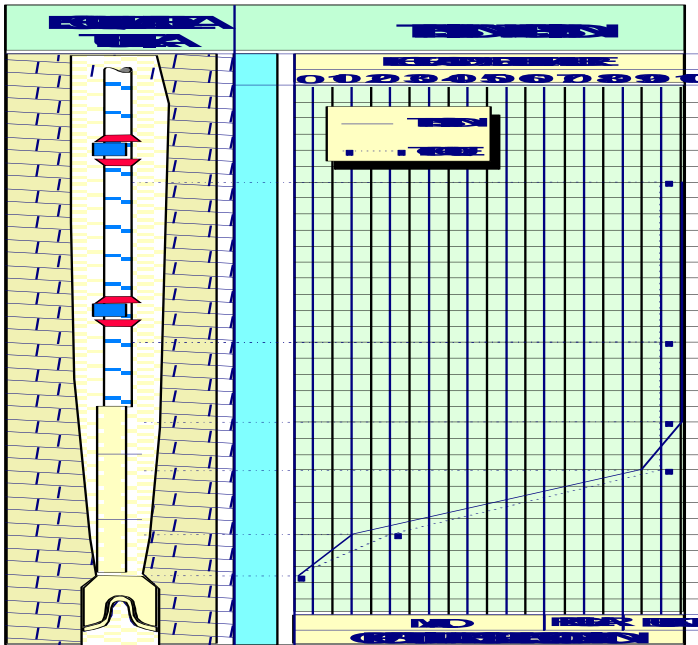
- Torque derecho: 3/8 vuelta por cada 1,000 pies de tubería
- Torque izquierdo: 3/8 vuelta por cada 1,000 pies de tubería
- Tensión: Desde neutral hasta 0.013"
- Compresión: Desde neutral hasta 0.013"
- Resolución: Infinita
- Rango de temperatura: -40° a +400°F
- Presión hidrostática: Hasta 15,000 psi



2.3.2 Herramienta FPIT

La herramienta indicadora de punto libre FPIT (Free Point Indicator Tool) determina el punto libre en tubería de perforación, revestimiento, producción, drill collars, atrapada. La herramienta consiste de una sonda con anclaje hidráulico. La sonda contiene dos sensores; uno detecta el alargamiento y no es afectado por el torque, y el otro detecta solo el torque. Entre las ventajas de esta herramienta podemos mencionar:

- *Gran sensibilidad* para detectar pequeñas deformaciones de la tubería.
- Operación por medio de la Unidad Computarizada C.S.U.
- Software que calcula parámetros necesarios para la medición (tensión y torque)
- Medición independiente de tensión y torque



Algunas de las características de la herramienta son:

Diámetro:

1-3/8 plg

Longitud:

4.22 metros

Peso:

23.6 kgs

Temp. máx.: 150 °C

Presión máx. 20 kpsi

Diámetro mín. pozo: 1-1/2 plg

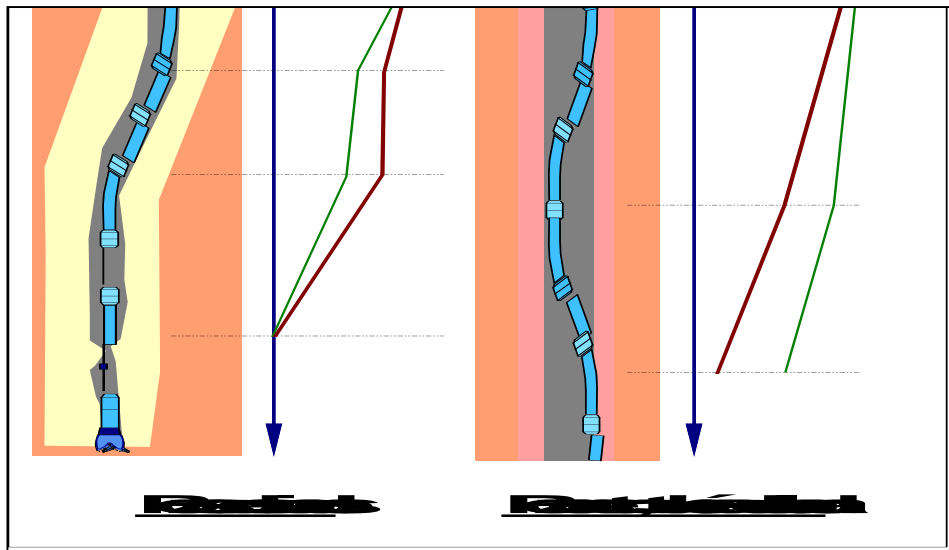
Diámetro máx. pozo: 5 plg

2.4 Recuperación de tuberías

Después de la detección del punto libre, será necesario recuperar la tubería por cualquiera de los siguientes métodos:

- Desconexión con cordón explosivo
- Cortador jet de tubería (Tuberías de revestimiento, perforación y producción)
- Cortador Colliding Tool (Tuberías pesadas)
- Cortador químico (Tuberías de perforación y producción)

La decisión de usar un método en particular dependerá de las condiciones de pozo:



Pozos desviados:

En pozos desviados se prefiere desconectar la tubería por medio de un *cordón explosivo* ya que el corte requiere poner la tubería en tensión y en estas condiciones es difícil transmitir la tensión.

Tubería doblada:

Cuando la tubería está doblada, se prefiere realizar un *corte* ya que el cordón explosivo requiere de la transmisión de la torsión y cuando la tubería está doblada la torsión no se transmite eficientemente debido a que existen puntos de fricción.

2.4.1 Cordón explosivo

Una técnica ampliamente utilizada para la desconexión de tuberías es la detonación de una carga explosiva (cordón detonante) en una junta de tubería que se encuentra en torsión justamente arriba del punto de atrapamiento. El golpe proporcionado por la explosión afloja la unión y la torsión inversa la desenrosca. Previo a la operación de desconexión se debe correr un registro de punto libre para determinar el punto más profundo que se encuentra libre y en condiciones de ser recuperado. Para desenroscar la tubería en el punto deseado, un paquete de cordón explosivo se detona para proveer de un golpe de "martillo" al cople que se va a desconectar. La fuerza del impacto debe ser fuerte, suficiente para desconectar la unión (cople) sin dañar el cuerpo del tubo. La cantidad de cordón explosivo depende principalmente de dos factores:

1. La profundidad (Presión hidrostática)
2. El tamaño del tubo.

Entre las aplicaciones del cordón detonante tenemos:

1. Desconexión de tuberías
2. Vibrar empacadores atorados ó herramientas de pesca
3. Remover corrosión ó basura de la pared interna del tubo
4. Destapar agujeros de barrenas

2.4.2 Cortador jet

Cuando se dificulta la transmisión del torque a la tubería es preferible utilizar un cortador ya que este no requiere que el tubo se encuentre en torsión izquierda. La decisión de utilizar una u otra técnica dependerá de algunas condiciones del pozo como son:

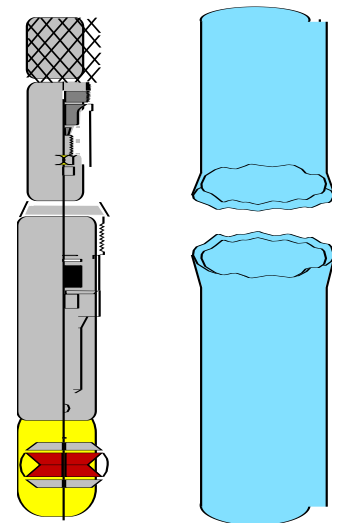
- Desviaciones del pozo
- Tubería doblada

En pozos desviados es más fácil transmitir el torque que la tensión por lo que es preferible intentar la desconexión con cordón explosivo.

Cuando la tubería está doblada, la torsión casi no se transmite debido a los puntos de fricción pero la tensión se transmite más fácilmente por lo que es más adecuado usar un cortador de tubería.

El cortador jet (chorro) es básicamente una carga moldeada revestida de forma circular que al detonar produce un corte limitado en la tubería. La forma del tubo en el punto de corte es ligeramente abocinada por lo que puede ser necesario conformar la boca del pez.

Existen cortadores para los diferentes tipos de tubería:

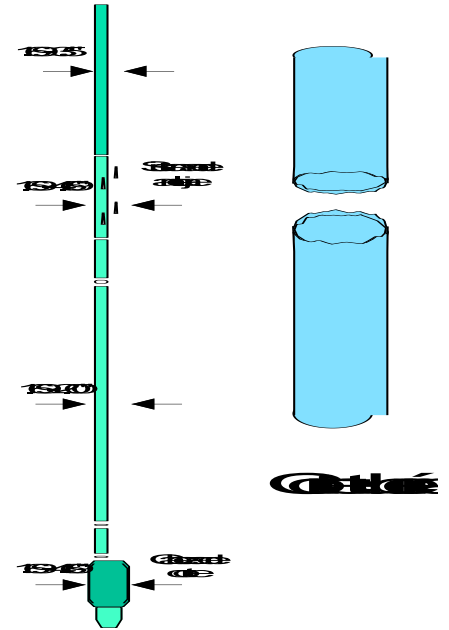


- Cortador para tubería de producción
- Cortador para tubería de perforación
- Cortador para tubería de revestimiento

2.4.3 Cortador químico

Un cortador químico corta la tubería en segundos, dejando un corte limpio sin protuberancias por dentro y fuera del tubo. El principio del cortador es el siguiente: Una carga explosiva expulsa violentamente de la herramienta, en forma radial, un líquido muy corrosivo que corta el metal.

El cortador químico de la compañía Atlas contiene un iniciador, un propelante sólido, trifluoruro de bromo (BrF_3) y un catalizador. Cuando es iniciado por el iniciador, el propelante fuerza al BrF_3 a través del catalizador y una cabeza de corte a alta presión y temperatura. El BrF_3 es expelido a través de varios agujeros de la cabeza de corte contra la pared del tubo, donde tiene lugar una reacción vigorosa y la tubería es cortada.



La herramienta debe estar inmóvil durante el corte, para lograr esto cuenta con un sistema de anclaje.

Las ventajas del cortador químico son:

1. Corte nítido que facilita la pesca
2. No daña la tubería circundante aunque esté en contacto con la tubería que se va a cortar.

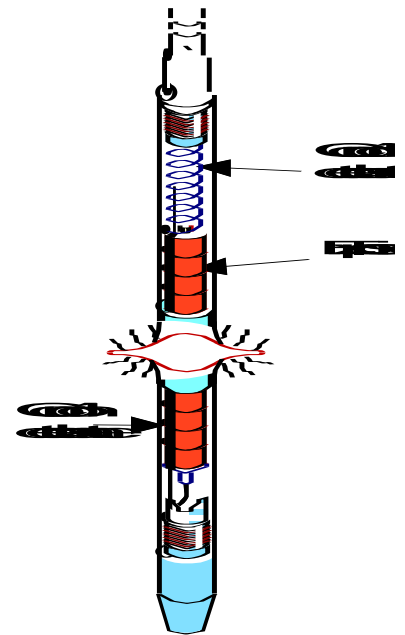
Limitaciones:

1. Rango de corte desde DI = 0.742 hasta 5 pulgadas.
2. Más sensible a la presión hidrostática.
3. En lodos densos se tienden a tapan los agujeros de la cabeza de corte.
4. No funciona adecuadamente en tubería seca, se recomienda tener al menos 30 metros de fluido arriba de la herramienta al momento del corte.

2.4.4 Cortador de tubería pesada (Colliding Tool)

Las herramientas JRC de colisión, corta tubería de perforación, tubería de perforación pesada y lastra barrenas, rápida y efectivamente. La herramienta se dispara arriba del punto donde se quedó pegada la tubería con el objeto de que la tubería libre se pueda recuperar y comenzar con las operaciones de pesca. Estas herramientas son también útiles cuando debido a restricciones (diámetros reducidos) no se puedan utilizar los cortadores convencionales de T.R. o tubería.

La herramienta de colisión utiliza un sistema único de disparo de doble extremo que simultáneamente inicia ambos extremos de la columna explosiva. Las ondas frontales de detonación chocan en un cartucho ubicado en el centro lo que forma la alta energía, en una acción de corte efectivo.



SERAP recomienda que esta herramienta de alta energía se dispare por arriba del punto donde se pegó la tubería, y en un cople, para obtener mejores resultados.

Esta herramienta funciona en ambientes hostiles. Los explosivos para altas temperaturas permiten que la herramienta opere efectivamente en temperaturas hasta 475 °F (204 °C) durante una hora. El diseño de la herramienta permite trabajar con presiones de hasta 20,000 psi (138 Mpa).

Estas herramientas se unen al cable de registros por medio de una gran variedad de cabezas de disparo.

Especificaciones:

Diámetro	1 3/8" (3.5 cm)	1 3/4" (4.4 cm.)	2" (5.1 cm.)	2 5/8" (6.7 cm)
Longitud	34" (86 cm)	26" (66 cm)	32" (81 cm)	20" (51 cm)
Limites de Temperatura y Presión	HMX 400 °F (204 °C) por una hora - 20,000 psi (138 Mpa) HNS 475 °F (246 °C) por una hora - 20,000 psi (124 Mpa)			
Diseñado a cortar	2 7/8" T.P.	6" T.P.	6" T.P.	9" T.P.
Explosivo del Disco	22.7 g	22.7 g	22.7 g	22.5 g
Peso del cartucho	4.8 g	12.7 g	17.4 g	22.7 g
Explosivo total de la herramienta	735 g	845 g	1535 g	1350 g

2.5 Disparos Puncher

Cuando se requiere establecer comunicación entre dos tuberías se puede usar una carga explosiva de penetración controlada tipo puncher. Estas cargas tienen un diseño especial y se fabrican para perforar diferentes espesores de tubería.

2.5.1 Puncher para baja temperatura

Cuando la temperatura a la profundidad que se pretende hacer la perforación es menor de 170 °C se pueden usar cargas estándares con explosivo RDX. La tabla siguiente proporciona los datos de estas cargas para la marca Schlumberger. Similares datos pueden ser consultados para otras compañías.

Tipo de carga puncher	Tubería / TR Grosor de la pared (1)	Tamaño promedio del agujero de salida en la tubería interna (2)	Penetración máxima en la tubería circundante (2)
Carga Puncher pequeña Código Naranja	0.19"	0.37"	0.10"
Carga Puncher pequeña Código Naranja	0.37"	0.19"	0.04"
Carga Puncher mediana Código Blanco	0.38"	0.37"	0.07"
Carga Puncher mediana Código Blanco	0.49"	0.22"	0.04"
Carga Puncher grande Código Azul	0.50"	0.23"	0.05"
Carga Puncher grande Código Azul	0.60"	0.21"	Ninguna

(1) Los grosores de pared mostrados son valores mínimos y máximos recomendados para cada carga.

(2) Los datos se aplican para tuberías y TR's de grados J-55, N-80, P-105 y P-110, de 0 a 15,000 psi en fluido con un espacio de 0.25" entre el tubo interno y la tubería circundante

La interpretación de los datos de la tabla es de la manera siguiente:

Una carga puncher mediana "blanca" hace un agujero de 0.37" por la parte externa de una tubería con un grosor de 0.38".

2.5.2 Puncher para alta temperatura

Cuando la temperatura a la profundidad que se pretende hacer la perforación es mayor de 170 °C pero menor de 240 °C se pueden usar cargas de alta temperatura con explosivo PSF. La tabla siguiente proporciona los datos de estas cargas para la marca Schlumberger. Similares datos pueden ser consultados para otras compañías. Existen cargas con explosivo HNS para temperaturas hasta de 260 °C.

Tipo de carga puncher	Tubería / TR Grosor de la pared Grado de la TR (1)	Tamaño promedio del agujero de salida en la tubería interna (2)	Penetración máxima en la tubería circundante (2)
Carga Puncher pequeña Código Amarilla	J-55 0.15"	0.37"	0.02"
Carga Puncher pequeña Código Amarilla	P-110 0.34"	0.25"	Ninguno
Carga Puncher mediana Código Café	J-55 0.34"	0.34"	0.02"
Carga Puncher mediana Código Café	P-110 0.49"	0.18"	Ninguno
Carga Puncher grande Código Verde	J-55 0.49"	0.24"	0.03"
Carga Puncher grande Código Verde	P-110 0.55"	0.22"	0.02"

(1) Los grosores de pared mostrados son valores mínimos y máximos recomendados para cada carga. Los datos se aplican para tuberías y TR's de los grados y grosores dados en la tabla. Ya que el grosor de la pared de la TR y TP puede variar $\pm 12.5\%$ del valor nominal, se debe tener cuidado al seleccionar la carga puncher para una aplicación en particular.

(2) Los datos se aplican para tuberías y TR's de grados J-55 y P-110, de 0 a 15,000 psi en fluido con un espacio de 0.25" entre el tubo interno y la tubería circundante

2.6 Corrida de canasta y anclaje de empaques

La canasta calibradora debe ser bajada antes de anclar un empacador, para verificar que la T.R. se encuentra libre de suciedad que impida al empacador llegar a la profundidad deseada.

Existen tres tamaños de canasta calibradoras (10, 20 y 25) las cuales utilizan diferentes aros calibradores de acuerdo al diámetro y peso de las T.R's.

SERAP División Marina cuenta con diferentes aros calibradores:

Aros para canastas marca Baker

Tamaño Canasta	Tamaño Aro	No. de Parte	Diámetro (pulg.)	T.R. (pulg.)
10	15	01-36661-00	3.218	
10	22 & 28	01-63932-00	3.687	
10	24	01-63933-00	3.875	
20	32	01-29733-00	4.031	
20	34	01-29732-00	4.312	
20	42	01-44147-00	4.406	
20	43	01-29722-00	4.500	
20	44	01-29720-00	4.657	
20	45	01-44145-00	4.625	
20	47	01-29730-00	4.812	
20	64	01-29719-00	5.000	
25	83	01-30433-00	5.718	
25	84	01-30441-00	5.781	
25	85	01-30434-00	5.937	
25	87	01-30435-00	6.062	
25	88 & 89	01-30436-00	6.343	
25	89 & 92	01-30443-00	6.468	
25	126	01-30445-00	7.343	
25	128	01-30438-00	7.656	
25		01-00000-00	8.156	
25	192F & 194D-S	01-30439-00	8.281	
25	51 A	01-32068-01	8.312	
25	194 F	02-07137-00	8.500	

Aros para canasta marca Otis

25		01-07137-00	5.750	
25		01-07137-00	6.440	
25		01-07137-00	8.200	

2.7 Pescantes magnéticos

El pescante tipo magnético sirve para recuperar residuos metálicos de empacadores molidos o piezas metálicas que se van dentro del pozo.

Se cuenta con dos diámetros de pescantes magnéticos:

Diámetro pescante	TR
3-1/4"	7" y 9-5/8"
5-1/2"	7" y 9-5/8"

2.8 Detección de anomalías

Algunas herramientas pueden ser usadas para detectar anomalías de la tubería de revestimiento tales como roturas, desprendimientos, etc. Entre las herramientas que pueden ser usadas para este propósito tenemos:

- Detector de coples (1-11/16" y 3-3/8")
- Inducción
- Geometría de pozo (calibradores)

2.9 Determinación de profundidad

En ocasiones se hace necesario determinar la profundidad interior del pozo. Para esto se utiliza una herramienta básica que consta de las partes siguientes:

Cable electromecánico

Es el medio de transporte de la herramienta y consiste de una armadura de alambres doble en forma helicoidal que proporciona la resistencia mecánica y un conductor eléctrico en el centro para el envío de corriente y señales eléctricas. Se tienen diferentes diámetros, los más usuales son 5/16" y 7/32" con longitudes variables (9,000 metros)

Cabeza monocable

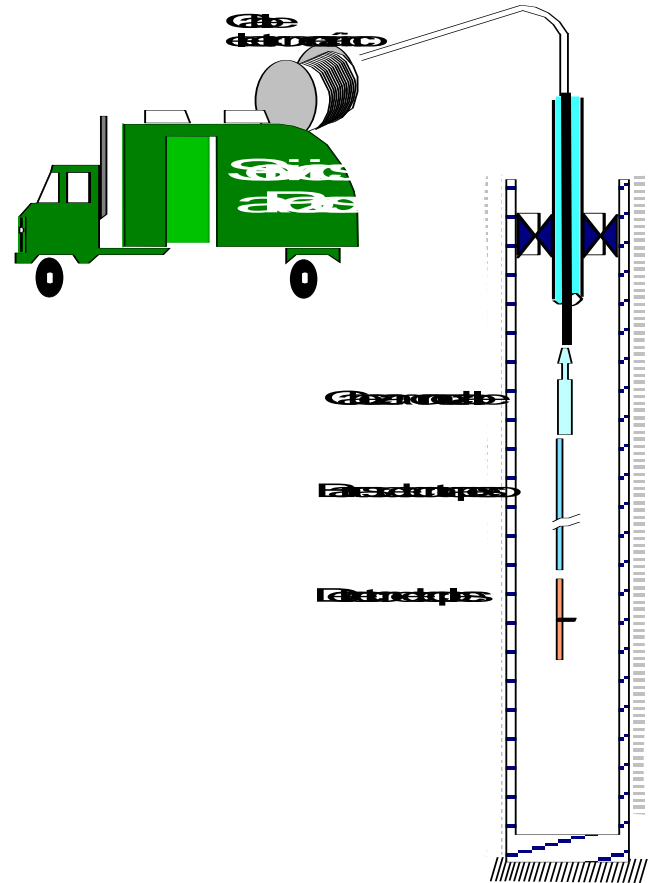
Accesorio que permite adaptar mecánica y eléctricamente el cable a la herramienta. Cuenta además con el sistema que permite romper el cable de manera controlada para tener disponible un cuello de pesca en caso de atoramiento (Punto débil)

Barras de contrapeso

Consiste de una barra de un material pesado (acero o Tungsteno) con una varilla conductora al centro. Proporciona el peso adicional necesario a la herramienta para bajar en contra de la presión del pozo. Generalmente es necesario usar varios contrapesos para obtener el peso total deseado.

Detector de coples

Este dispositivo permite ir registrando los coples o uniones de la tubería. Su principio de funcionamiento se basa en la alteración de las líneas de flujo de un campo magnético creado por unos imanes permanentes al haber un cambio de masa de metal magnético (coples).



2.10 Servicios de Disparos

2.10.1 Disparos de Producción

Cuando un pozo de petróleo o gas es perforado, se procede a su ademe mediante la introducción de una tubería de revestimiento la cual es adherida a las paredes por medio de cemento, aislando así el interior del pozo de las formaciones geológicas perforadas.

Para establecer la comunicación entre el interior del pozo y el contenido de hidrocarburos de las formaciones, se procede a perforar agujeros a través de la tubería y el cemento.

El Disparo es el proceso de crear estos agujeros mediante el empleo de dispositivos denominados pistolas, constituidos por un conjunto de cargas explosivas, cordón detonante y estopín, montados en un portacargas o contenedor.

Debido a su enorme relación energía - peso, se prefieren las cargas explosivas sobre otros posibles medios de perforación. Los explosivos utilizados para este fin actúan rápidamente, son muy efectivos y altamente seguros en su manejo, pudiendo ser almacenados por largos períodos de tiempo.

La carga explosiva es la parte más importante de una pistola y es la que hace la perforación de la tubería y formación.

El estopín es el dispositivo que iniciara el proceso de detonación en el momento y lugar que se desee hacer la perforación. Este, a su vez, activa el cordón explosivo que de alguna manera se encuentra unido a él. Cuando el cordón detonante explota, casi simultáneamente transmite la onda de choque a las cargas en las cuales se coloca, lográndose así, la detonación de éstas.

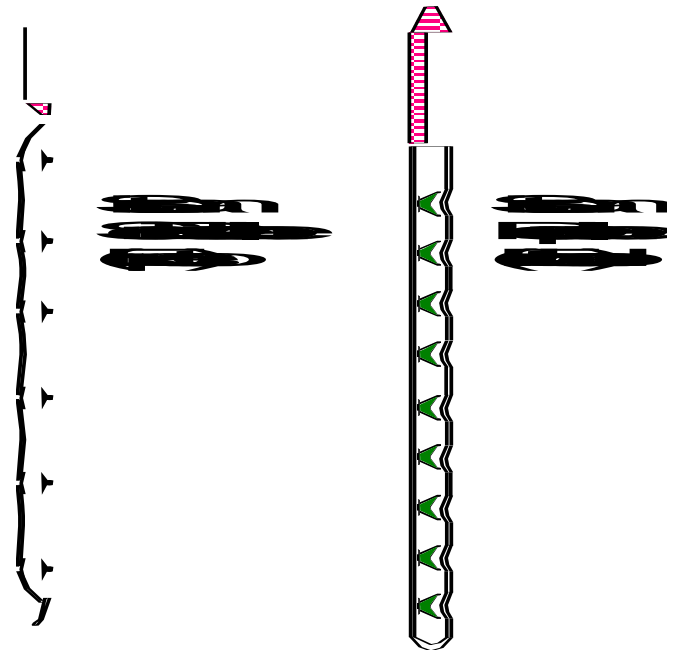
El cordón detonante consiste de un núcleo de explosivo alto (RDX, HMX, PSF, etc.) cubierto por un forro plastificado, o en algunos casos por una funda de plomo. Su propósito es activar a un número de cargas individuales.

2.10.2 Tipos de pistolas

El sistema portador puede ser: Recuperable entubado, desechable o semidesechable.

En los sistemas recuperable entubado, los residuos de los explosivos y lámina portadora son recuperados y prácticamente no queda basura en el pozo; además al no estar expuestos los explosivos a la presión y ambiente del pozo, este sistema es más adecuado para ambientes hostiles.

En las pistolas desechables, los residuos de las cargas, cordón, estopín y el sistema portador (Lámina, alambre, uniones de cargas) se quedan dentro del pozo dejando una considerable cantidad de basura. Los componentes explosivos están expuestos a la presión y fluido del pozo, por lo que, normalmente, este sistema está limitado por estas condiciones. Una ventaja es que al no estar contenidas las cargas dentro de un tubo son de mayor tamaño con lo que se obtiene una mayor penetración. Una desventaja es el posible daño a una TR no soportada.



El sistema semi-desechable es similar al desechable con la ventaja de que al recuperar el sistema portador la cantidad de residuos es menor.

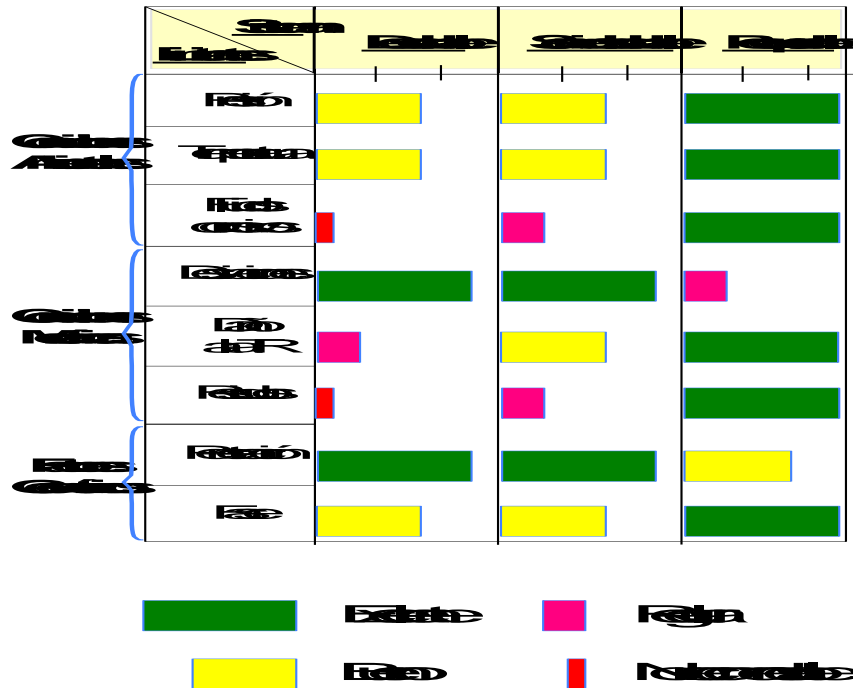
El sistema de **Disparo Bajado con Cable** puede usarse antes de introducir la tubería de producción con presión sobre-balanceada (pistolas para TR) o después de introducir la TP con presión bajo-balanceada (pistolas a través de tubería).

Las pistolas de TR son de diámetro grande y el tubo puede ser reusable o desechable.

Las pistolas entubadas bajadas a través de TP son generalmente de diámetro menor. Si el diámetro de la TP es grande es posible usar pistolas especiales de diámetro mayor y alta densidad. Los tubos de estas pistolas son recuperables pero no reusables.

Las pistolas DBC semi-desechable y desechable son bajadas a través de TP y son de diámetro pequeño.

La ilustración siguiente muestra las características generales de las diferentes pistolas:



2.10.3 Accesorios para disparos

En la operación de disparo es necesario utilizar una serie de accesorios para transportar la pistola y realizar la afinación. A continuación se enlistan sus características:

Herramienta	Siglas	Longitud Pies / metros	Peso en el aire Lbs. / Kgs.
Detector de coples de 1-	CCL-L	1.5 / 0.46	12 / 5.45
Detector de coples de 1-	CCL-	1.5 / 0.46	6 / 2.724
Cabeza monocable	MH-	1.5 / 0.46	5 / 2.27
Posicionador magnético	MPD-	2 / 0.61	10 / 4.54
Posicionador magnético	MPD-	1.5 / 0.46	6 / 2.724
Posicionador magnético	MPD-	1.9 / 0.58	10 / 4.54
Pistola scallop 1-3/8	-	-	2 lbs. / pie
Pistola scallop 1-11/16	-	-	3 lbs. / pie
Pistola scallop 2-1/8	-	-	4 lbs. / pie
Contrapeso Tungsteno	EQF-	6 / 1.82	45 / 20.4
Contrapeso Acero 1-	EQF-	4 / 1.21	30.4 / 13.8
Contrapeso Tungsteno	EQF-	6 / 1.82	74 / 33.6
Contrapeso Tungsteno	EQF-	6 / 1.82	104 / 47.2

2.11.2 Scallop 2-1/2"

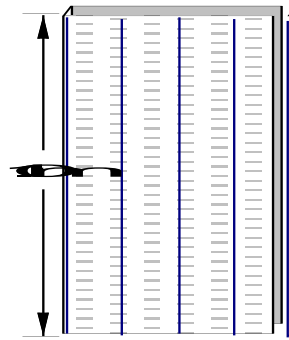
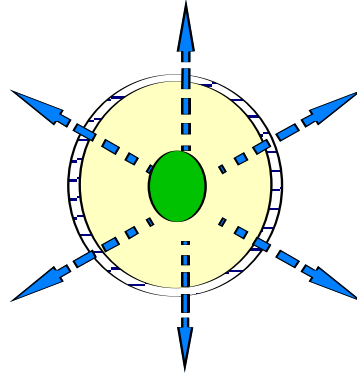
Carga

(Prueba en blanco de concreto)

Penetración
plgs

Diámetro agujero plgs

2-1/2", HMX

18.57**0.32**

2.11.3 Scallop 3-3/8"

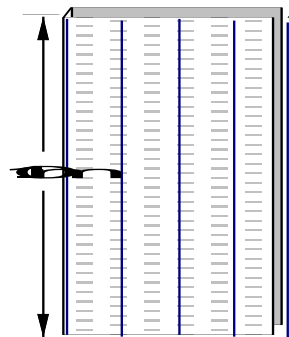
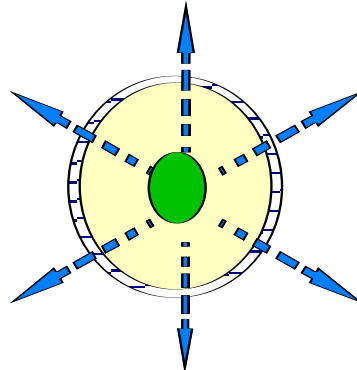
Carga

(Prueba en blanco de concreto)

Penetración
plgs

Diámetro agujero plgs

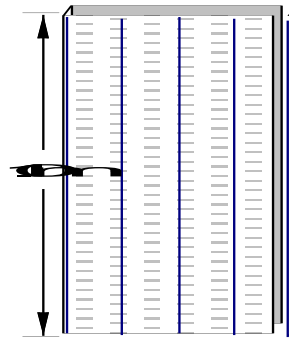
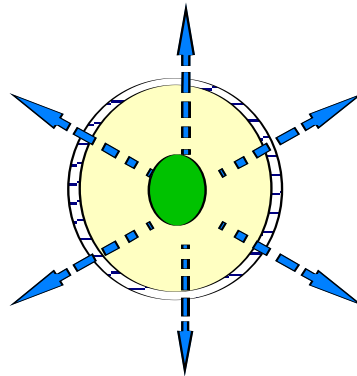
3-3/8" SDP, HMX

33.40**0.40**

2.11.4 Scallop 4-1/2"

Carga

		(Prueba en blanco de concreto)	
		Penetración plgs	Diámetro agujero plgs
4-1/2"	Mega Penetrator, HMX	48.13	0.37



2.12 Sistemas expuestos

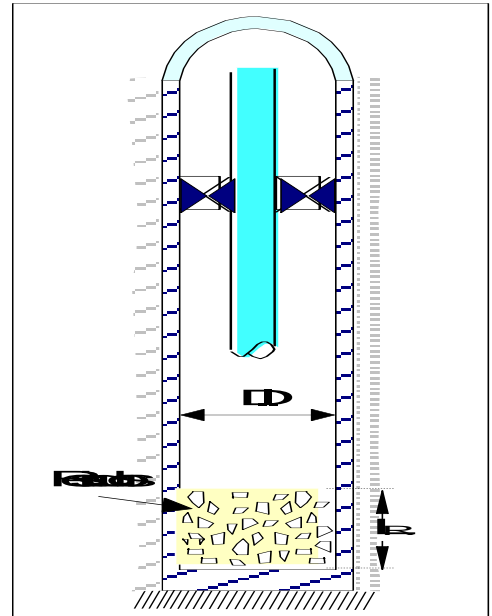
Las pistolas semidesechable con lámina portacargas presentan como ventaja principal su mayor penetración para un mismo diámetro de pistola. Las de mayor uso en Pemex se incluyen en la siguiente tabla:

Diámetro Nominal	Nombre Pistola	Fases	Densidad cargas/metro
1-11/16	Enerjet	0°, ±45°	13, 20
2-1/8	Enerjet	0°, ±45°	13, 20
1-11/16	Spiral shogun	60°	13, 20
2-1/8	Spiral shogun	60°	13, 20
2-1/2	Spiral shogun	60°	13, 20

Una desventaja de los sistemas expuestos es la cantidad de residuos que quedan dentro del pozo. La fuente de estos residuos es:

1. Lámina portadora (desechables)
2. Carcaza de la carga
3. Cubierta del cordón detonante
4. Partes metálicas del estopín

La basura ocupa una cierta longitud (LR) en el fondo de la TR. Esta longitud depende del tipo de carga y el diámetro interno del casing. Es importante considerar esta cantidad de desechos al seleccionar un sistema de disparo. El volumen ocupado por esta basura depende de la cantidad de cargas (Longitud de la pistola) y su diseño.



2.12.1 Enerjet 1-11/16"

La tabla muestra los siguientes resultados:

Acabado
Ejemplar

Ensayo	13	19
Ensayo	13	0
Ensayo	13	8
Ensayo	13	3
Ensayo	13	26
Ensayo	13	7
Ensayo	13	10
Ensayo	13	8
Ensayo	13	10
Ensayo	13	0
Ensayo	13	8
Ensayo	13	19
Ensayo	13	18

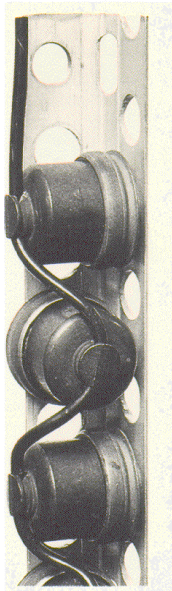
- 1. Ensayo de penetración en concreto
- 2. Ensayo de penetración en concreto

Carga	(Prueba en blanco de concreto)	
	Penetración plgs	Diámetro agujero plgs
1-11/16" Enerjet III, RDX	16.84	0.28

2.12.2 Enerjet 2-1/8"

1. 2. 3. 4. 5. 6. 7. 8. 9. 10. 11. 12. 13. 14. 15. 16. 17. 18. 19. 20. 21. 22. 23. 24. 25. 26. 27. 28. 29. 30. 31. 32. 33. 34. 35. 36. 37. 38. 39. 40. 41. 42. 43. 44. 45. 46. 47. 48. 49. 50. 51. 52. 53. 54. 55. 56. 57. 58. 59. 60. 61. 62. 63. 64. 65. 66. 67. 68. 69. 70. 71. 72. 73. 74. 75. 76. 77. 78. 79. 80. 81. 82. 83. 84. 85. 86. 87. 88. 89. 90. 91. 92. 93. 94. 95. 96. 97. 98. 99. 100.

1. 2. 3. 4. 5. 6. 7. 8. 9. 10. 11. 12. 13. 14. 15. 16. 17. 18. 19. 20. 21. 22. 23. 24. 25. 26. 27. 28. 29. 30. 31. 32. 33. 34. 35. 36. 37. 38. 39. 40. 41. 42. 43. 44. 45. 46. 47. 48. 49. 50. 51. 52. 53. 54. 55. 56. 57. 58. 59. 60. 61. 62. 63. 64. 65. 66. 67. 68. 69. 70. 71. 72. 73. 74. 75. 76. 77. 78. 79. 80. 81. 82. 83. 84. 85. 86. 87. 88. 89. 90. 91. 92. 93. 94. 95. 96. 97. 98. 99. 100.



| | | |
|---------------|------|-----|
| Tarjetas | (13) | 23 |
| Fase | (13) | 45 |
| Levante | (13) | 23 |
| Esparcimiento | (13) | 2 |
| Logotipo | (13) | 37 |
| Señal | | 6 |
| Filtro | | 10 |
| Iluminación | (13) | 93 |
| Filtro | (13) | 100 |
| Filtro | (13) | 0 |
| Filtro | (13) | 3 |
| Filtro | (13) | 23 |
| Filtro | (13) | 23 |

- 0 Iluminación de 52,6 53/7
- 1 Filtro de 30,5 61/11

Carga

(Prueba en blanco de concreto)

Penetración plgs | Diámetro agujero plgs

2-1/8" Phased Enerjet III, **23.00**

0.31

RDX

2-1/8" Phased Enerjet III, **19.3**

0.26

HMX

2.12.3 Spiral shogun 1-11/16"

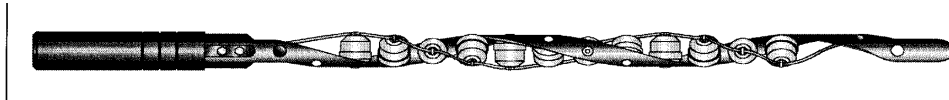
Carga

(Prueba en blanco de concreto)

Penetración plgs | Diámetro agujero
plgs1-11/16", SHOGUN NT, **16.40**
HMX**0.24**

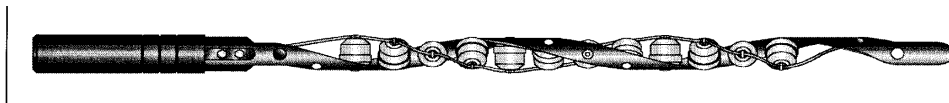
2.12.4 Spiral shogun 2-1/8"

| Carga | | (Prueba en blanco de concreto) | |
|----------------|------------|--------------------------------|-----------------------|
| | | Penetración plgs | Diámetro agujero plgs |
| 2-1/2",
HMX | SHOGUN NT, | 23.64 | 0.27 |



2.12.5 Spiral shogun 2-1/2”

| Carga | (Prueba en blanco de concreto) | | |
|----------------|--------------------------------|----------|---------|
| | Penetración plgs | Diámetro | agujero |
| 2-1/2”,
HMX | SHOGUN NT, 33.33 | 0.35 | |



2.13 Desempeño de pistolas disponibles en SERAP y Compañías

SERAP cuenta con una gama amplia de sistemas de disparo que ofrecen la mayor productividad del pozo. La tabla siguiente resume las características de las pistolas simidesechables disponibles actualmente:

| Modelo | Características | Diagrama | Aplicación |
|----------|-----------------|----------|------------|
| Modelo 1 | ... | | ... |
| Modelo 2 | ... | | ... |
| Modelo 3 | ... | | ... |
| Modelo 4 | ... | | ... |

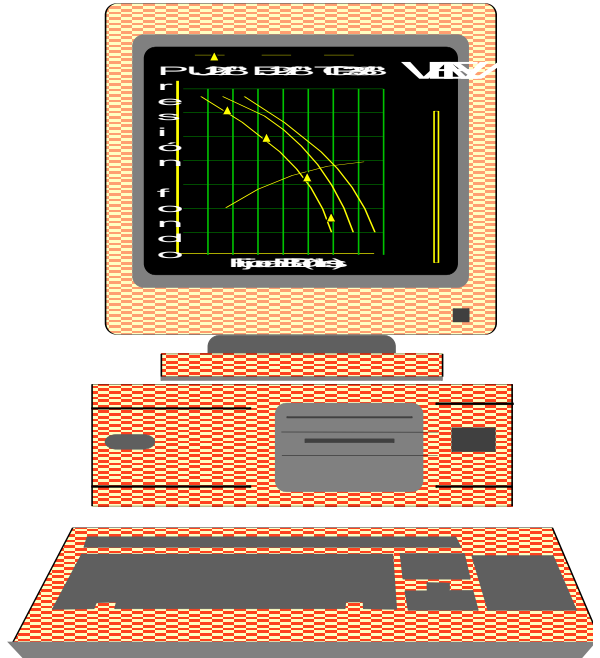
2.14 Predicción del desempeño de los sistemas de disparo

El flujo en el pozo no solo es afectado por muchos parámetros diferentes, sino también por la manera en que esos parámetros interactúan entre sí.

Una gran variedad de ecuaciones aplicadas secuencialmente se utilizan para resolver el problema del flujo del yacimiento al pozo --- un "nodo" computado a la vez, con los resultados de cada uno proporcionando la entrada para computar el siguiente.

Una vez que un problema es resuelto, los valores de los parámetros son variados típicamente y el problema es replanteado para observar el efecto en los resultados. Este proceso "iterativo" se conoce como "Análisis de sensibilidad", un proceso muy valioso para definir "límites" o "condiciones extremas" para el problema.

Desde un punto de vista práctico, las iteraciones laboriosas asociadas con el cálculo manual del problema se evitan mediante el uso de un programa moderno de cómputo, tal como el software técnicamente avanzado y muy usado diseñado por P.E. Moseley Associates y recientemente adquirido por SERAP, El Módulo de Evaluación de Pozo (WEM).



2.15 Seguridad

La seguridad es el conjunto de acciones, procedimientos o mecanismos tendientes a disminuir o evitar el riesgo de accidentes o daños tanto a las personas como a los bienes.

Las operaciones de disparo de cualquier tipo, involucran el manejo de explosivos por lo que **DEBERAN ACATARSE EstrictAMENTE LAS REGLAS DE SEGURIDAD** establecidas para este tipo de operaciones.

Es responsabilidad de todos los trabajadores conocer y acatar las reglas de seguridad. El Ingeniero operador en el campo es un supervisor de seguridad y es responsable de la cuadrilla. Si una operación no puede ser hecha con seguridad, no se deberá proseguir.



El almacenamiento del material explosivo se hace en los polvorines diseñados para ese fin y cumpliendo con lo dispuesto en la Ley Federal de Armas de Fuego y Explosivos y su Reglamento.

El transporte del material explosivo cumple con las disposiciones vigentes como es el REGLAMENTO PARA EL TRANSPORTE TERRESTRE DE MATERIALES Y RESIDUOS PELIGROSOS. De la Secretaría de Comunicaciones y Transportes dado en la residencia del Poder Ejecutivo Federal, en la Cd. de México, D.F., a los 29 días del mes de marzo de 1993.

A continuación se enlista el equipo de seguridad que se usa en una operación de disparo:

1. Señales de advertencia
2. Tubo de seguridad
3. Porta-estopines con candado
4. Caja de remanentes con llave
5. Monitor de voltaje TR - torre
6. Medidor de seguridad para estopines
7. Contenedor temporal de explosivos
8. Lista de chequeo de procedimientos
9. Cables para aterrizar el camión

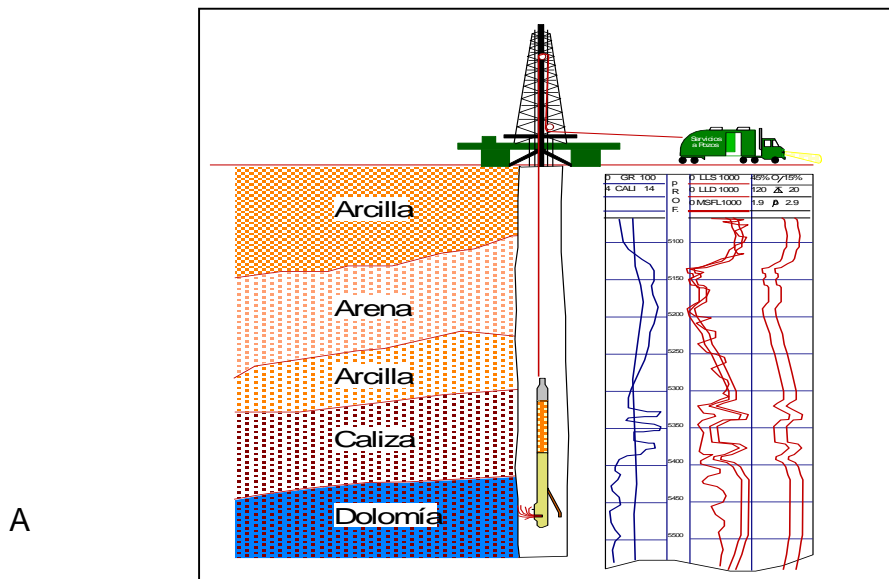
CAPÍTULO 3 DESARROLLO

3. Análisis de herramientas de registros eléctricos Altamira.

En los primeros años del uso de registros de pozos, los únicos registros de resistividad disponibles fueron los sondeos eléctricos convencionales. Se llevaron a cabo miles de ellos cada año por todo el mundo. Desde entonces, se han desarrollado métodos de medición de resistividad más sofisticados a fin de medir la resistividad de la zona lavada, y la resistividad real de la zona virgen. El registro eléctrico convencional consiste en medir la resistividad de la formación, a través una *herramienta* muy importante para permitir la identificación de zonas productivas.

Para estudiar y analizar estas diferentes herramientas electrónicas de registros eléctricos existentes en PEMEX Altamira, es necesario decir que aunque en la mayoría de las áreas de trabajo del campo se cuenta con equipos de operación obsoletos y en mal estado en PEMEX Con el propósito de ahorrar tiempo de operación y con ello resultar en un mejor costo efectivo en la toma de registros eléctricos, proporcionando al mismo tiempo la mejor información con los mejores resultados, se cuenta con una gama de unidades específicamente destinadas para cumplir con las diferentes tareas en apoyo a las actividades de perforación, terminación y mantenimiento a pozos. En las cuales se utilizan las herramientas de fondo para la toma de registros.

Primeramente, el equipo de fondo consta básicamente de la **sonda**, que es el elemento que contiene los sensores y el **cartucho electrónico** que acondiciona la información de los sensores para enviar a la superficie por medio del cable y además recibe e interpreta las órdenes de la computadora en superficie. Las sondas pueden ser clasificadas en función de su fuente de medida en:



continuación se mencionan las unidades con las que cuenta PEMEX Altamira:

3.1 UNIDADES DE REGISTROS

3.1.1 Registros computarizados CSU

El CSU es un sistema de instrumentos de superficie integrados, organizados en torno a una computadora digital de uso general. Son transportados en un chasis International mod. CO967, impulsado por un motor Cummins N-14-435E de 435 HP a 1800 rpm y se alimentan con un generador de 10 KVA. Este camión contiene un tambor para alojar hasta 9,000 mts. de cable multiconductor electromecánico.



Comandada por las instrucciones del programa, la computadora dirige la secuencia de operaciones, iniciando e interrumpiendo los periféricos y requiriendo, cuando es necesario, la intervención del ingeniero a través de un teclado/impresor, permitiendo la obtención, elaboración, almacenamiento y presentación de los registros eléctricos, para cualquier combinación de herramientas de pozo.

Al mismo tiempo, un codificador situado en la rueda de medida del guía-cable envía pulsos al sistema de profundidad, manteniendo de esta forma informada a la computadora acerca del movimiento del cable, su dirección y su profundidad.

El CSU es fundamentalmente un sistema de obtención de información y su capacidad de manipulación de datos esta diseñada con ese espíritu y para realizar esa tarea y sus tres objetivos básicos para el procesamiento de la información son: CONTROL DE CALIDAD, EDICIÓN DE CINTAS Y PRODUCTOS DE COMPUTADORA.

3.1.1.1 Computadora CSU



La función principal de los módulos de la computadora es transformar las señales a una forma compatible con el resto del sistema. A su vez, el sistema puede enviar señales de comando a las herramientas de pozo a través de éstos módulos.

Los módulos de cada herramienta no se encuentran conectados a la computadora en forma directa, sino por medio de un adaptador electrónico cuya principal tarea consiste en transformar la información analógica en digital, para luego ser enviada a la computadora.

Con este sistema CSU se obtiene la información del registro del pozo, se realizan cálculos con esta información y de acuerdo a las instrucciones del operador la presenta de variadas formas en los diferentes dispositivos de salida:

- Sistema de Cinta Magnética
- Cámara de Registro Óptico
- Pantalla de Vídeo
- Teclado Impresor
- Indicador Numérico

Estos dispositivos proporcionan la adaptación entre las mediciones de pozo y el mundo exterior, presentando la información en forma coherente y útil, aún operando en condiciones ambientales difíciles: temperaturas extremas, humedad, transporte rudo, y además lejos de centros de mantenimiento especializado

3.1.2 Unidad de disparos y operaciones monocable BLUE

La Unidad Electrónica Básica de Registros BLUE está diseñada específicamente para operaciones de disparos, considerando la adquisición de registros de correlación como son: Rayos Gamma, Neutrón y Coples

Así mismo, también está disponible para realizar operaciones especiales con eficiencia y prontitud, ya que su tiempo de



equipamiento es menor. Los instrumentos de superficie y la computadora son transportados en un camión Famsa, con motor Mercedes Benz turbocargado tipo OM 366 LA de 210 HP a 2600 rpm y tiene un tambor de acero al carbono (Alto 36 “, ancho 35”, alma 13 “) con capacidad para almacenar hasta 9,000 mts. de cable monoconductor electromecánico ó 3,960 mts. de cable multiconductor electromecánico (Usado en las operaciones del SONAR).

Este camión no requiere de planta eléctrica, solamente de un alternador de 12 volts que produce una corriente alterna para alimentar los circuitos considerando además con ello un alto nivel de responsabilidad de proteger la Salud, Seguridad y Medio Ambiente de todos aquellos que pueden resultar afectados durante las operaciones, ya que cuenta con todos los dispositivos de seguridad requeridos para el manejo y operación con material explosivo.

En resumen, estas unidades BLUE son versátiles, rápidas para equipar y seguras para la operación, contribuyendo de esta manera a reducir costos operativos al participar oportunamente en las tareas de apoyo a los trabajos de perforación, terminación y mantenimiento a pozos.

3.1.2.1 Computadora BLUE para disparos y operaciones especiales

Los componentes electrónicos de las unidades BLUE (Basic Logging United Electronics System), se encuentran montados en un gabinete especialmente diseñado para trabajo pesado.

Este sistema fue diseñado para efectuar operaciones de disparos, cortes térmicos, cortes químicos y todos los servicios auxiliares que se requieren para el mismo tales como:

Operaciones con explosivos.

Registro de coples.

Registro de Rayos Gamma.

Registro de Neutrón.

Los registros anteriores pueden ser gravados en disco flexible de 3 1/2" e imprimir en papel opaco o película seca.

El sistema es alimentado directamente por el alternador de la unidad (12volts CD) y por medio de un invertidor de corriente se obtienen 110 volts C.A. que requiere el sistema para su funcionamiento.



3.1.2.2 Computadora BLUE para medición de cavernas SONAR

La producción de hidrocarburos contempla entre sus más diversas actividades, el almacenamiento adecuado de los volúmenes producidos.

Dicho almacenamiento estará en función de las necesidades técnicas, estratégicas, de seguridad y económicas, y un medio alternativo para cubrir estas necesidades es la utilización de cavidades generadas en formaciones

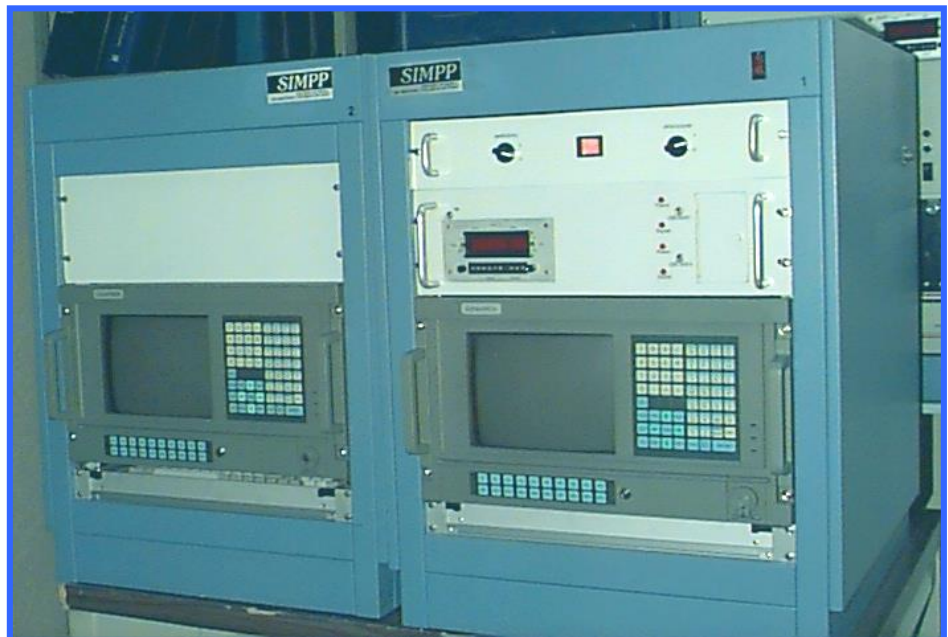
salinas (Domas) a partir de la inyección de agua dulce en pozos perforados para tal fin.

Con este propósito, la herramienta de registros SONAR capta información sobre la forma, dimensiones, orientación y capacidad de almacenamiento de las cavidades subterráneas de almacenamiento de hidrocarburos por medio de la emisión de impulsos ultrasónicos; Estos viajan a través del fluido hasta las paredes de la cavidad, donde son reflejados y regresan en forma de ecos hasta la fuente emisora, donde son detectados y enviados a la superficie donde la computadora determina la distancia entre la fuente emisora y la pared de la cavidad.

El equipo electrónico de superficie permite la adquisición de los datos de pozo, edición automatizada de los mismos así como un programa de interpretación para un análisis en el sitio, facilitando con ello que durante la etapa de construcción de la caverna, se puede reproducir paso a paso la configuración que ésta va adquiriendo y, durante la fase de explotación, nos permite observar el crecimiento ocasionado por los desplazamientos de fluidos.

3.1.2.3 Computadora BLUE para pruebas de presión SIMPP

El sistema SIMPP (Sistema Integral de Medición de Pruebas de Pozo), fue diseñado por el Instituto Mexicano del Petróleo para adquirir datos de presiones, temperaturas de fondo y de superficie usando sondas de tipo electrónico marca GRC. También



se puede obtener mediciones de presión diferencial y medición de flujo, para la obtención de gasto de gas y aceite de los separadores de fluidos a través de una tarjeta Microestar DAP 1200/2 que convierte la señal de 1 a 5 volts de cualquier transductor a un valor digital.

La información puede ser archivada en disco flexible de 3 ½" en archivos tipo ASCII.

El sistema opera con corriente alterna 110 volts y se pueden conectar hasta cuatro sondas las cuales se comunican con la computadora a través de una tarjeta de interfaz GSC-503 que provee las siguientes funciones:

- ⊕ Alimentación para cuatro sondas
- ⊕ Convierte las señales de las sondas a datos digitales adecuados para la computadora.
- ⊕ Selecciona la sonda adecuada o especificada.
- ⊕ Lee los sensores de presión y temperatura de la sonda.

El sistema SIMPP consiste de dos computadoras las cuales son utilizadas para obtener la información del pozo y para efectuar las interpretaciones básicas al mismo tiempo, lo anterior permite ahorrar tiempo ya que en cualquier momento nos permite determinar el momento preciso para terminar una prueba de pozo optimizando los tiempos de producción del mismo.

3.2 Sondas:

En el capítulo anterior acabamos de comprender la primera parte de la recepción de registros, ahora nos dedicaremos a revisar el complemento externo, un proceso mecánico-electrónico. Parte muy importante de este sistema. A este conjunto exterior se le llama *sonda*, un aparato en forma de tubo alargado que va sujeto a una cuerda metálica que baja al fondo del pozo y comunica con el exterior, mandando información necesaria a través de sensores para las diferentes actividades realizadas en cualquier pozo productor de crudo.

Existen tres tipos de esta sonda que son utilizados aquí en PEMEX.

- Resistivas
- Radiactivas
- Sónicas.

Aunque las más utilizadas en el campo con las resistivas y las radiactivas aquí les menciono las características de cada una:

3.2.1 Resistivas:

Para medir la resistividad de la formación se cuenta con 3 herramientas herramientas:

- Doble Inducción fasorial
- Doble Laterolog telemétrico
- Microesferico enfocado

Generalmente, se prefiere usar la herramienta de Inducción cuando la resistividad de la formación es baja, del orden de 500 ohms. Cuando se tienen formaciones altamente resistivas la herramienta de Doble laterolog proporciona información mas confiable. En las formaciones de carbonatos de baja porosidad se tienen resistividades muy altas, por lo que, si se requiere hacer una interpretación cuantitativa, se debe tomar un registro Doble laterolog. Sin embargo, se requiere de un medio conductor entre la herramienta y la pared del pozo, por lo que no es posible tomar un registro Doble laterolog en lodos no conductivos, como los que son a base de aceite.

3.2.1.1 Doble Inducción fasorial

La herramienta Doble Inducción fasorial realiza medidas de resistividad a tres diferentes profundidades de investigación proporcionando de esta manera información necesaria para determinar las resistividades de la zona virgen, zona barrida y zona de transición (en su caso). Con esta información se pueden obtener datos de saturación y movilidad de fluidos (complementada con información de otras herramientas).

El sistema fasorial permite obtener datos mas exactos para diferentes valores de resistividad. La herramienta cuenta con un sistema de autocalibración que mejora la precisión de la respuesta y reduce el efecto de las condiciones ambientales. Además, el sistema de transmisión de datos en forma digital del fondo a la superficie permite una mayor capacidad de señales libres de ruidos.

Las principales aplicaciones de esta herramienta son:

- Interpretación de formaciones con diámetros grandes de invasión
- Formaciones con contraste medio-alto de resistividades
- Gráficos de invasión
- Pozos con lodos no conductivos

DIMENSIONES Y CARACTERISTICAS

| Condiciones de pozo ¹ | | | | Dimensiones de la herramienta | | |
|----------------------------------|------------|----------|--------|-------------------------------|-----------|----------|
| Temp. | Presión | Diámetro | | Diámetro | Peso | Longitud |
| | | Mínim | máxim | | | |
| 150 °C | 20,000 psi | 4.5 plg | 22 plg | 3-5/8 plg | 201.9 kgs | 9.6 m |

3.2.1.2 Doble Laterolog telemétrico

La herramienta Doble Laterolog proporciona 2 mediciones con la mayor profundidad de investigación de tres necesarias que se requieren para tratar de determinar la resistividad de la zona invadida (R_{xo}) y de la zona virgen (R_t), a estas se les conocen como la Lateral Somera (Lls) y Lateral Profunda (Lld).

La tercera medición requerida se puede obtener de correr ya sea independientemente o combinada la herramienta de enfoque esférico o Microesférico (MSFL).

En la herramienta DLL se permite que varíe tanto el voltaje emitido como la corriente (pero manteniendo el producto potencial constante), con lo cual brinda un rango de mediciones.

Aplicaciones Principales

- Resistividad en la zona virgen y zona lavada
- Perfiles de invasión
- Correlación
- Detección de vista rápida de hidrocarburos
- Control de profundidad
- Indicador de hidrocarburos móviles

DIMENSIONES Y CARACTERISTICAS

| Condiciones de pozo | | | | Dimensiones de la herramienta | | |
|---------------------|------------|----------|--------|-------------------------------|-----------|----------|
| Temp. | Presión | Diámetro | | Diámetro | Peso | Longitud |
| | | mínim | máxim | | | |
| 150 °C | 20,000 psi | 4-5/8 | 16 plg | 3-5/8 plg | 237.7 kgs | 9.3 m |

3.2.1.3 Microesférico Enfocado

Esta herramienta surge de la necesidad de conocer Rxo para realizar correcciones a las lecturas de otras herramientas y tener un valor adecuado de Rt.

Durante el desarrollo de las herramientas de registros se han pasado por varias etapas hasta llegar al SRT (Spherically Focused Resistivity Tool), previos a esta generación podemos citar Microlog, Microlaterolog y el Proximidad.

La herramienta actual SRT se conoce genéricamente como registro Microesférico (MSFL Micro Spherical Focused Log), se basa en el principio de enfoque esférico usado en los equipos de inducción pero con un espaciamento de electrodos mucho menor, estando en este caso los electrodos ubicados en un patín de hule que se apoya directamente sobre la pared del pozo. El arreglo microesferico reduce el efecto adverso del enjarre manteniendo una adecuada profundidad de investigación.

Principales aplicaciones

- Resistividad de la zona lavada
- Localización de poros y zonas permeables
- Indicador de hidrocarburo móvil
- Calibrador

DIMENSIONES Y CARACTERISTICAS

| Condiciones de pozo | | | | Dimensiones de la herramienta ² | | |
|---------------------|------------|----------|--------|--|-----------|----------|
| Temp. | Presión | Diámetro | | Diámetro | Peso | Longitud |
| | | mínim | máxim | | | |
| 150 °C | 20,000 psi | 5 plg | 22 plg | 4 plg | 152.3 kgs | 6.04 m |

3.2.2 Radiactivas o nucleares:

Las herramientas nucleares utilizan fuentes radiactivas y mediante la medición de la forma de interactuar con la formación de las partículas irradiadas por la fuente, se pueden determinar algunas características.

Se tienen principalmente tres tipos de herramientas nucleares:

4. Radiación Natural
RG, NGT

Rayos gamma SGT, Espectroscopía de

- 5. Neutrones
- 6. Rayos gamma

Neutrón compensado CNT
Litodensidad compensada LDT

Las herramientas para medir la radiación natural no requieren de fuentes radiactivas y la información que proporcionan es útil para determinar la arcillosidad y contenido de minerales radiactivos de la roca.

Las herramientas de Neutrón compensado y Litodensidad requieren de fuentes radiactivas emisoras de Neutrones rápidos y Rayos gamma de alta energía, respectivamente.

3.2.2.1 Neutrón Compensado

La herramienta de Neutrón compensado utiliza una fuente radiactiva (emisor de neutrones rápidos) y dos detectores, su medición se basa en la relación de conteos de estos dos detectores. Esta relación refleja la forma en la cual la densidad de neutrones decrece con respecto a la distancia de la fuente y esto depende del fluido (*Índice de hidrógeno*) contenido en los poros de la roca y por lo tanto de la *porosidad*.

La herramienta es útil como indicador de gas ya que debido a que mide el índice de hidrógeno y el gas contiene un bajo índice, la porosidad aparente medida será baja. Al comparar esta porosidad aparente con la determinada por otras herramientas tales como el Litodensidad ó el Sónico, es posible determinar la posible presencia de gas.

Las principales aplicaciones de la herramienta son:

- Determinación de la porosidad
- Identificación de la Litología
- Análisis del contenido de arcilla
- Detección de gas

DIMENSIONES Y CARACTERISTICAS

| Condiciones de pozo | | | | Dimensiones de la herramienta ³ | | |
|---------------------|------------|----------|--------|--|---------|----------|
| Temp. | Presión | Diámetro | | Diámetro | Peso | Longitud |
| | | mínim | máxim | | | |
| 175 °C | 20,000 psi | 4-3/8 | 24 plg | 3-3/8 plg | 39.5 kg | 3.05 m |

3.2.2.2 Litodensidad Compensada

El equipo de litodensidad es una herramienta que utiliza una fuente radiactiva emisora de rayos gamma de alta energía y se usa para obtener la densidad de la formación e inferir en base a esto la porosidad, así como efectuar una identificación de la litología.

Para la obtención de la densidad se mide el conteo de rayos gamma que llegan a los detectores después de interactuar con el material entre ellos. Ya que el conteo obtenido es función del número de electrones por cm^3 y este se relaciona con la densidad real del material, es posible la determinación de la densidad. La identificación de la litología se hace por medio de la medición del "índice de absorción fotoeléctrica", el cual es una cuantificación de la capacidad del material de la formación para absorber radiación electromagnética mediante el mecanismo de absorción fotoeléctrica.

Las principales aplicaciones de la herramienta son:

- Análisis de Porosidad
- Determinación de Litología
- Calibrador
- Identificación de presiones anormales

DIMENSIONES Y CARACTERISTICAS

| Condiciones de pozo | | | | Dimensiones de la herramienta | | |
|---------------------|------------|----------|--------|-------------------------------|-----------|----------|
| Temp. | Presión | Diámetro | | Diámetro | Peso | Longitud |
| | | mínim | máxim | | | |
| 150 °C | 20,000 psi | 6 plg | 22 plg | 4-1/2 plg | 162.7 Kg. | 5.31 m |

MEDIDAS

| | Densidad | Factor | Calibrador |
|----------------------------|--|-----------------------|-----------------------|
| Principio | <i>Atenuación de rayos gamma</i> | | <i>Calibrador</i> |
| Rango | <i>1 a 3 gramos/cm³</i> | <i>0 a 5</i> | <i>4-1/2 a 22 plg</i> |
| Resolución vertical | <i>ND</i> | <i>ND</i> | |
| Profundidad de | <i>ND</i> | <i>ND</i> | |
| Exactitud | <i>2-3 gr/cm³ con</i> | <i>1-14 con ± 5 %</i> | |
| Curvas primarias | <i>Densidad RHOB, Factor fotoeléctrico PEF, corrección</i> | | |
| Curvas secundarias | <i>GR, calibrador</i> | | |

3.2.2.3 Espectroscopía de Rayos Gamma

La respuesta de una herramienta de rayos gamma depende del contenido de arcilla de una formación. Sin embargo la herramienta de rayos gamma naturales no tiene la capacidad de diferenciar el elemento radiactivo que produce la medida. La mayor parte de la radiación gamma natural encontrada en la tierra es emitida por elementos radiactivos de la serie del Uranio, Torio y Potasio. El análisis de las cantidades de Torio y Potasio en las arcillas ayuda a identificar el tipo de arcilla, mientras que el análisis del contenido de Uranio puede facilitar el reconocimiento de rocas generadoras.

En rocas de carbonatos se puede obtener un buen indicador de arcillosidad si se resta de la curva de rayos gamma la contribución del Uranio.

Las principales aplicaciones de la herramienta son:

- Análisis del tipo de arcilla
- Detección de minerales pesados
- Contenido de Potasio en evaporitas
- Correlación entre pozos

DIMENSIONES Y CARACTERISTICAS

| Condiciones de pozo | | | | Dimensiones de la herramienta | | |
|---------------------|------------|----------|--------|-------------------------------|----------|----------|
| Temp. | Presión | Diámetro | | Diámetro | Peso | Longitud |
| | | mínim | máxim | | | |
| 140 °C | 20,000 psi | 5 plg | 24 plg | 3-5/8 plg | 71.4 kgs | 2.61 m |

MEDIDAS

| | |
|----------------------------|---|
| Principio | <i>Espectroscopía de rayos gamma</i> |
| Rango | |
| Resolución vertical | <i>20 plgs = 50.8 cm</i> |
| Profundidad de | <i>ND</i> |
| Sensitividad | <i>ND</i> |
| Exactitud | <i>Torio +-27%, Uranio +-36 %, Potasio +-27 %</i> |
| Curvas primarias | <i>Grth, Grur, GRk</i> |

3.2.2.4 Rayos Gamma Naturales

La herramienta de rayos gamma mide la radiactividad natural de las formaciones y es útil para detectar y evaluar depósitos de minerales radiactivos tales como el Potasio y Uranio. En formaciones sedimentarias el registro refleja normalmente el contenido de arcilla de la formación. Esto se debe a que los elementos radiactivos tienden a concentrarse en las arcillas. Las formaciones limpias usualmente tienen un bajo nivel de contaminantes radiactivos, tales como cenizas volcánicas o granito deslavado o aguas de formación con sales disueltas de Potasio.

La herramienta se corre normalmente en combinación con otros servicios y reemplaza usualmente a la medida del potencial espontáneo en pozos perforados con lodo salado, lodo a base de aceite ó aire.

Las aplicaciones principales de la herramienta son:

- Indicador de arcillosidad
- Correlación
- Detección de marcas ó trazadores radiactivos

DIMENSIONES Y CARACTERISTICAS

| Condiciones de pozo | | | | Dimensiones de la herramienta | | |
|---------------------|------------|----------|-------|-------------------------------|---------|----------|
| Temp. | Presión | Diámetro | | Diámetro | Peso | Longitud |
| | | mínim | máxim | | | |
| 150 °C | 20,000 psi | 5 plgs | | 3-3/8 plg | 51.4 kg | 2.06 m |

MEDIDAS

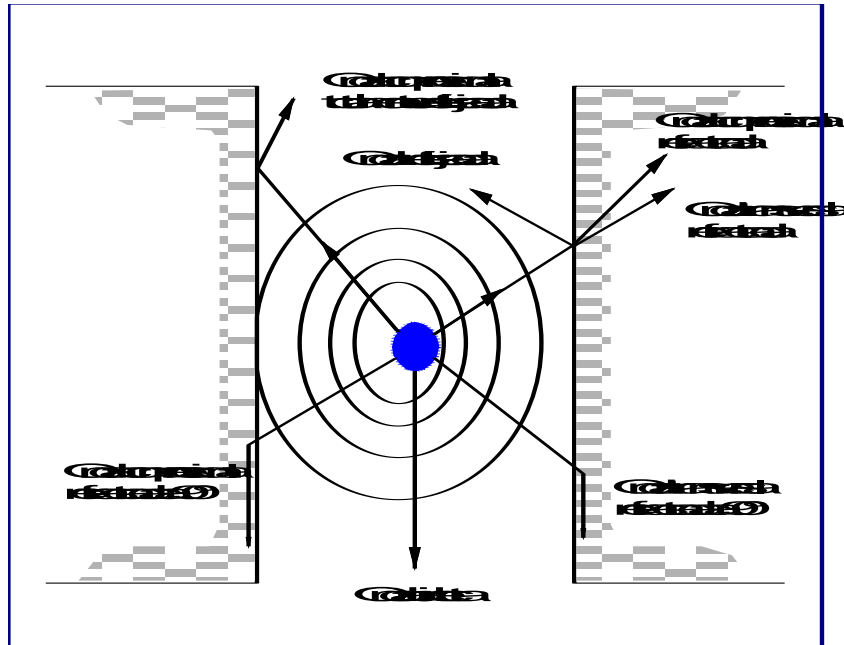
| | |
|---------------------------|------------------------|
| Principio | <i>Gamma naturales</i> |
| Rango | <i>0 - 1,000 API</i> |
| Curvas primarias | <i>GR</i> |
| Curvas secundarias | <i>Ninguna</i> |

3.2.3 Sónicas

El sonido es una forma de energía radiante de naturaleza puramente mecánica, esto es, una fuerza la cual se transmite desde la fuente de sonido como un movimiento molecular del medio, este movimiento es vibratorio debido a que las moléculas conservan una posición promedio. Cada molécula transfiere su

energía (empuja) a la siguiente molécula antes de regresar a su posición original.

En el equipo sónico los impulsos son repetitivos y el sonido aparecerá como áreas alternadas de compresiones y rarefacciones llamadas ondas siendo esta la forma en que la energía acústica se transmite en el medio.



3.2.3.1 Sónico digital

La energía sónica emitida desde el transmisor impacta la pared del pozo, originando una serie de ondas en la formación y en su superficie. El análisis del tren de ondas complejo proporciona la información concerniente a la disipación de la energía de sonido en el medio.

La herramienta Sónico Digital permite la digitalización del tren de ondas completo en el fondo, de tal manera que se elimina la distorsión del cable. La mayor capacidad de obtención y procesamiento de datos permite el análisis de todos los componentes de la onda de sonido (ondas compresionales, transversales y Stoneley)

Las aplicaciones principales de la herramienta son:

- Correlación de datos sísmicos
- Sismogramas sintéticos
- Determinación de porosidad primaria y secundaria
- Detección de gas
- Detección de fracturas
- Características mecánicas de la roca
- Estabilidad del agujero
- Registro sónico de cemento

DIMENSIONES Y CARACTERISTICAS

| Condiciones de pozo | | | | Dimensiones de la herramienta ⁴ | | |
|---------------------|------------|--------------|--------|--|----------------------|------------------|
| Temp. | Presión | Diámetro | | Diámetro | Peso | Longitud |
| | | mínim | máxim | | | |
| 150 °C | 20,000 psi | 4-5/8
plg | 18 plg | 3-5/8 plg | 179.5 kg
190.9 kg | 7.52 m
8.48 m |

MEDIDAS

| | |
|----------------------------|--|
| Principio | <i>Registro de la onda sónica</i> |
| Rango | <i>40 - 190 μseg/pie</i> |
| Resolución vertical | <i>≈1 pie</i> |
| Profundidad de | <i>≈1 pie</i> |
| Curvas primarias | <i>DTS, espaciamento corto, DTL esp. largo, φ_s, porosidad</i> |
| Curvas secundarias | <i>GR</i> |

3.3 Otras herramientas

3.3.1 Medición Continua de Echados

La herramienta de medición continua de echados mide la conductividad de la formación por medio de electrodos montados en cuatro patines. Mediante la respuesta obtenida en estos electrodos, es posible determinar la inclinación del echado. Adicionalmente la herramienta cuenta con un cartucho mecánico que permite obtener la desviación, azimuth y rumbo relativo del pozo. Otra información obtenida es el calibre del pozo.

La herramienta requiere de un medio conductivo para la medición, sin embargo mediante el uso de un kit especial para lodos no conductivos, es posible realizar el registro.

Las aplicaciones principales de la herramienta son:

- Determinación de echados estructurales
- Identificación de fracturas
- Geometría del pozo

DIMENSIONES Y CARACTERISTICAS

| Condiciones de pozo | | | | Dimensiones de la herramienta ⁵ | | |
|---------------------|------------|----------|--------|--|-----------|----------|
| Temp. | Presión | Diámetro | | Diámetro | Peso | Longitud |
| | | mínim | máxim | | | |
| 150 °C | 20,000 psi | 5-1/2 | 21 plg | 4 plg | 135.4 kgs | 5.46 m |

3.3.2 Geometría de Pozo

La herramienta BGT cuenta con 4 brazos que miden simultáneamente dos calibres de pozo independientes. También se miden el azimuth de la herramienta, la desviación del pozo y el rumbo relativo.

En la computadora en superficie es posible obtener la integración del volumen del pozo y el volumen necesario de cemento para cementar la próxima TR.

Las aplicaciones principales de la herramienta son:

- Geometría del agujero
- Información direccional
- Volumen de agujero y de cemento

DIMENSIONES Y CARACTERISTICAS

| Condiciones de pozo | | | | Dimensiones de la herramienta | | |
|---------------------|------------|----------|--------|-------------------------------|-----------|----------|
| Temp. | Presión | Diámetro | | Diámetro | Peso | Longitud |
| | | mínim | máxim | | | |
| 150 °C | 20,000 psi | 6 plg | 40 plg | 3-3/8 plg | 107.7 kgs | 4.47 m |

3.3.3 Sonar SONIMP

La herramienta SONIMP basa su principio de medida en la emisión de pulsos ultrasónicos que viajan a través del fluido hasta las paredes de la cavidad, donde son reflejados y regresan en forma de ecos hasta la fuente emisora, donde son detectados. Si se mide el tiempo que transcurre, se puede determinar la distancia entre la fuente emisora y la pared de la cavidad.

La herramienta fue diseñada específicamente para la determinación del diámetro y volumen de cavernas para el almacenamiento de hidrocarburos.

DIMENSIONES Y CARACTERISTICAS

| Condiciones de pozo | | | | Dimensiones de la herramienta | | |
|---------------------|-----------|----------|-------|-------------------------------|--------|----------|
| Temp. | Presión | Diámetro | | Diámetro | Peso | Longitud |
| | | mínim | máxim | | | |
| 70 °C | 3,000 psi | | | 3-3/8 plg | 150 kg | 7 m |

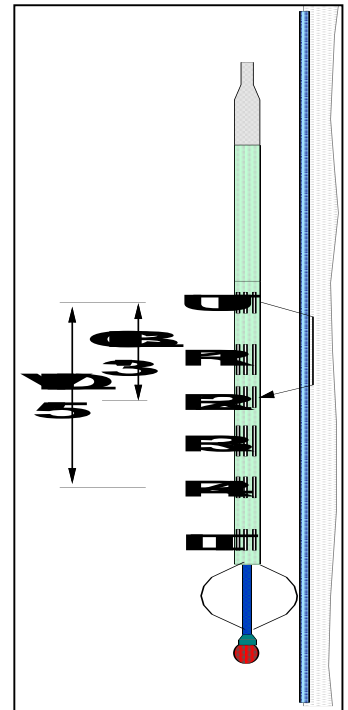
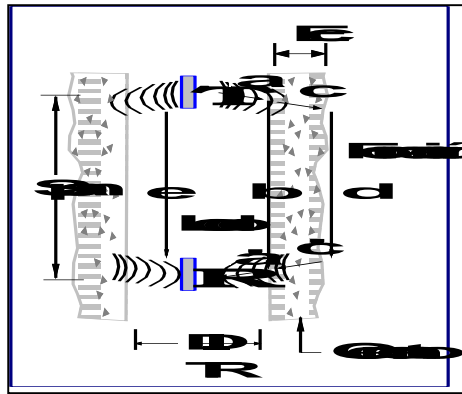
3.4 Herramientas y Servicios en agujero entubado

3.4.1 Sónico de Cemento

La herramienta sónica compensada puede ser usada para obtener la adherencia del cemento a la tubería.

Entre los muchos factores que afectan las propiedades acústicas de una tubería cementada está la calidad de la adherencia de la TR al cemento. Las ondas de sonido que viajan a lo largo de la tubería son atenuadas cuando la energía se pierde en lo que rodea a la TR, es decir, cuando la adherencia es buena.

Se usa el espaciamiento de 3 pies entre transmisor y receptor ya que la atenuación en una TR bien cementada es grande, dando una amplitud de señal muy pequeña. De esta manera, la amplitud de la señal recibida es inversamente proporcional al grado de adherencia.



DIMENSIONES Y CARACTERISTICAS

| Condiciones de pozo | | | | Dimensiones de la herramienta | | |
|---------------------|------------|----------|--------|-------------------------------|---------|----------|
| Temp. | Presión | Diámetro | | Diámetro | Peso | Longitud |
| | | mínim | Máxim | | | |
| 150 °C | 20,000 psi | 4-5/8 | 18 plg | 3-5/8 plg | 180 kgs | 7.82 m |

4. OBSERVACIONES Y SUGERENCIAS

Debido al poco tiempo de disponibilidad de algunas herramientas y trabajadores en las actividades, no fue posible el análisis práctico de cada una de ellas. Así como también sería de beneficio para la empresa la capacitación personalizada para cada uno de los trabajadores en la utilización de las herramientas de fondo, para su mejor aprovechamiento y producción.

5. CONCLUSIÓN

Petróleos Mexicanos es la mayor empresa de México y de América Latina, y el mayor contribuyente fiscal del país. Es de las pocas empresas petroleras del mundo que desarrolla toda la cadena productiva de la industria, desde la exploración, hasta la distribución y comercialización de productos finales.

Como parte primaria e importante de este desarrollo, PEMEX exploración y producción cuenta con infinidad de actividades de producción, que son sumamente necesarias para el desarrollo de petróleos mexicanos.

Para realización de operaciones especiales en la intervención de pozos es necesario la evaluación y análisis de los tipos y características de formaciones que existen. Para esto se necesita una serie de investigaciones científicas del subsuelo a través de la tecnología.

Los **registros eléctricos** representan el método más seguro y confiable de evaluación de las formaciones productoras. Pues luego de que una sección de un pozo ha sido perforada, se necesita saber las propiedades físicas que pueden interpretarse en términos de litología, porosidad y saturación de hidrocarburos y con ello el tipo de estrategia a utilizar para la extracción de crudo y la productividad de este, es por esto que la realización de registros eléctricos dentro de una perforación es imprescindible.

Por lo tanto y de acuerdo a este estudio e investigación practica he concluido que en Pemex se cuenta con herramientas capaces de realizar trabajos necesarios para satisfacer las necesidades propias de la empresa, sin la necesidad de requerir servicios de otras empresas.

Y que de acuerdo con las características que se necesitan pueden cumplirse satisfactoriamente con la capacitación del personal, y la utilización de las herramientas resistivas pues el punto importante que se necesita saber para la toma de registros es la *productividad* y con la saturación obtenida de las resistividades somera y profunda se compara para evaluar la *Producibilidad* de la formación.

Y la resistividad de una formación depende del fluido contenido en la misma y del tipo de formación.

Y entonces para medir la resistividad de la formación se cuenta con dos herramientas:

- * Inducción
- * Doble laterolog

Las cuales son las herramientas que pueden realizar y obtener los datos más importantes para saber la productividad de un pozo y pasar a la siguiente

actividad que es la extracción del crudo y la cementación de las partes no productoras.

6. REFERENCIAS

- PEMEX exploración y producción.
- Manual de registros geofísicos. PEMEX.
- <http://www.scribd.com/doc/20921479/registros-electricos>
- http://www.authorstream.com/presentation/Rafael_Osorio-255951-registros-de-porosidad-perfiles-el-ctricos-sonico-densidad-neutron-completo-education-ppt-powerpoint/

