

# UNIVERSIDAD CATÓLICA DE “SANTA MARÍA”

## FACULTAD DE CIENCIAS E INGENIERÍAS FÍSICAS Y FORMALES



### PROGRAMA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA

**TRABAJO – INFORME DE EXPERIENCIA LABORAL:  
“DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA MWD  
EMPULSE EN EL CAMPO DE PERFORACIÓN  
DIRECCIONAL DE POZOS DE PETROLEO Y/O GAS.”**

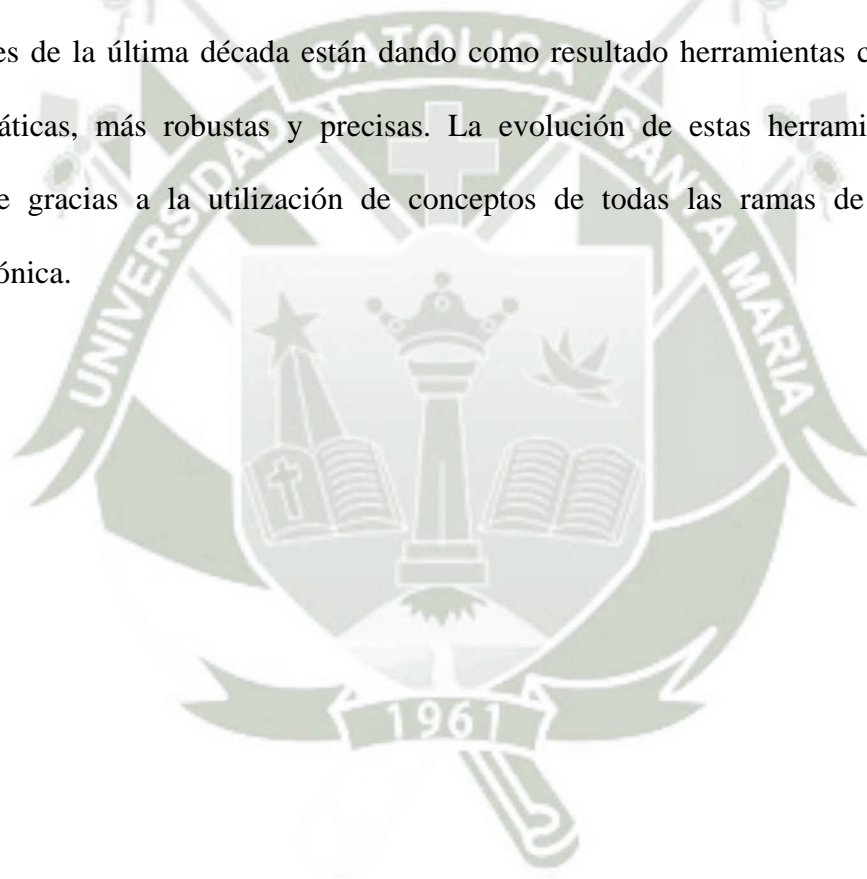
**Presentado por el Bachiller:  
JUAN JOSÉ SUÁREZ YUPANQUI  
Para optar el Título Profesional de:  
INGENIERO ELECTRÓNICO**

**AREQUIPA – PERÚ  
2013**

## PRESENTACIÓN

Este trabajo - informe de experiencia profesional se realizó con la idea de dar a conocer las tecnologías que están revolucionando la perforación de pozos petroleros y/o gas. Con la introducción de la electrónica en este rubro energético se están consiguiendo tiempos de perforación más eficientes, maniobras más seguras, reducción de costos, entre otras mejoras.

La aplicación de las técnicas electrónicas empleadas en este campo son recientes, su antigüedad data de mediados de los años 90. Hay mucho que investigar y mejorar, los avances de la última década están dando como resultado herramientas completamente automáticas, más robustas y precisas. La evolución de estas herramientas se hace posible gracias a la utilización de conceptos de todas las ramas de la Ingeniería Electrónica.



## DEDICATORIA

“Con todo amor y cariño a las personas que nunca claudicaron en su esfuerzo por hacerme una persona de bien, gracias por toda su dedicación.”

Papá y Mamá

“A tu paciencia y comprensión, preferiste sacrificar tu tiempo para que yo pudiera cumplir con el mío. Por tu bondad y sacrificio me inspiraste a ser mejor para tí, ahora puedo decir que esta tesis lleva mucho de tí, gracias por estar siempre a mi lado.”

Mi Esposa Amada Monina

## ÍNDICE GENERAL

PRESENTACIÓN .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
DEDICATORIA.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
ÍNDICE GENERAL .....	iv
ÍNDICE DE FIGURAS.....	x
ÍNDICE DE TABLAS.....	xvii
RESUMEN.....	<b>¡Error! Marcador no definido.viii</b>
OBJETIVOS.....	<b>x¡Error! Marcador no definido.</b>
CAPÍTULO I “DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA” .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
1.1. RESEÑA HISTÓRICA.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
1.2. POLÍTICA DE EXCELENCIA EMPRESARIAL.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
1.3. OBJETIVO .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
1.4. COMPROMISO .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
1.5. ORGANIZACIÓN .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
CAPITULO II “DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO REALIZADO” .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
2.1. DESCRIPCIÓN DEL PUESTO DE TRABAJO .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
2.2. RESPONSABILIDAD .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
2.3. UBICACIÓN EN DRILLING SERVICES PERU .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
CAPITULO III “MARCO TEÓRICO” .....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.1 PERFORACIÓN DIRECCIONAL.....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.1.1 INTRODUCCIÓN A LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL .	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.1.2 TIPOS DE POZOS DIRECCIONALES.....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.1.2.1 POZO DE TIPO TANGENCIAL.....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.1.2.1.1 POZO TANGENCIAL EN FORMA DE “J”.....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.1.2.1.2 POZO TANGENCIAL EN FORMA DE “S” .....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.1.2.1.2.1 POZO TANGENCIAL TIPO “S”.....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.1.2.1.2.2 POZO TANGENCIAL TIPO “S” ESPECIAL..	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.1.2.2 POZOS INCLINADOS O DE ALTO ÁNGULO .....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.1.2.3 POZOS HORIZONTALES.....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.1.2.3.1 POZOS HORIZONTALES DE RADIO ULTRACORTO .....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.1.2.3.2 POZOS HORIZONTALES DE RADIO CORTO .....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.1.2.3.3 POZOS HORIZONTALES DE RADIO MEDIO .....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.1.2.3.4 POZOS HORIZONTALES DE RADIO LARGO .....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.1.2.4 POZOS DE REINGRESO O “REENTRIES” .....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>

- 3.1.2.5 POZOS MULTILATERALES ..... **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**
- 3.1.3 HERRAMIENTAS UTILIZADAS EN LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL....**¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**
  - 3.1.3.1 HERRAMIENTAS DEFLECTORAS..... **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**
    - 3.1.3.1.1 BROCA CON CHORRO DE MAYOR DIÁMETRO**¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**
    - 3.1.3.1.2 CUCHARAS DEFLECTORAS (“WHIPSTOCKS”) . **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**
      - 3.1.3.1.2.1 CUCHARAS REMOVIBLES ..... **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**
      - 3.1.3.1.2.2 CUCHARA DE CIRCULACIÓN..... **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**
      - 3.1.3.1.2.3 CUCHARA PERMANENTE TIPO REVESTIDOR..... **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**
    - 3.1.3.1.3 MOTORES DE FONDO ..... **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**
      - 3.1.3.1.3.1 MOTOR TIPO TURBINA ..... **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**
      - 3.1.3.1.3.2 MOTOR DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO ..... **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**
  - 3.1.3.2 HERRAMIENTAS DE MEDICIÓN ..... **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**
    - 3.1.3.2.1 PÉNDULO INVERTIDO O TOTCO..... **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**
    - 3.1.3.2.2 SINGLE SHOT Y MULTISHOT ..... **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**
    - 3.1.3.2.3 MEASURING WHILE DRILLING O LOGGING WHILE DRILLING .**¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**
- 3.1.4 APLICACIONES DE LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL . **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**
  - 3.1.4.1 LOCALIZACIONES INACCESIBLES..... **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**
  - 3.1.4.2 DOMO DE SAL..... **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**
  - 3.1.4.3 FORMACIONES CON FALLAS..... **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**
  - 3.1.4.4 MÚLTIPLES POZOS CON UNA MISMA PLATAFORMA ..... **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**
  - 3.1.4.5 POZOS DE ALIVIO..... **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**
  - 3.1.4.6 DESARROLLO MÚLTIPLE DE UN YACIMIENTO ..... **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**
- 3.2 SISTEMA ELECTROMAGNÉTICO MWD DE SUPERFICIE V3.....**¡Error! Marcador no definido.**
  - 3.2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL ..... **¡Error! Marcador no definido.**
    - 3.2.1.1 ALCANCE..... **¡Error! Marcador no definido.**
    - 3.2.1.2 GENERAL..... **¡Error! Marcador no definido.**
      - 3.2.1.2.1 TRANSECTOR V3 DE SUPERFICIE..... **¡Error! Marcador no definido.**
      - 3.2.1.2.2 PC EN LÍNEA..... **¡Error! Marcador no definido.**
  - 3.2.2 HARDWARE..... **¡Error! Marcador no definido.**
    - 3.2.2.1 GENERAL..... **¡Error! Marcador no definido.**
    - 3.2.2.2 TRANSECTOR V3 DE SUPERFICIE ..... **¡Error! Marcador no definido.**

- 3.2.2.2.1 CARACTERÍSTICAS DEL PANEL FRONTAL.....¡Error! Marcador no definido.
- 3.2.2.2.2 CARACTERÍSTICAS DEL PANEL POSTERIOR .....¡Error! Marcador no definido.
- 3.2.2.2.3 CARACTERÍSTICAS INTERNAS VISTA SUPERIOR .....¡Error! Marcador no definido.
- 3.2.2.2.4 CARACTERÍSTICAS INTERNAS VISTA FRONTAL.....¡Error! Marcador no definido.
  - 3.2.2.2.4.1 TARJETA AMPLIFICADORA .....¡Error! Marcador no definido.
  - 3.2.2.2.4.2 TARJETA DEL CPU VERSIÓN 3.11.....¡Error! Marcador no definido.
- 3.2.2.2.5 CONFIGURACIÓN DE TARJETA.....¡Error! Marcador no definido.
- 3.2.2.2.6 BARRA DE TRANSMISIÓN .....¡Error! Marcador no definido.
- 3.2.3 CONFIGURACIÓN DEL TRANSCPTOR.....¡Error! Marcador no definido.
  - 3.2.3.1 CONFIGURACIÓN DEL TRANSCPTOR DE SUPERFICIE.....¡Error! Marcador no definido.
    - 3.2.3.1.1 INSTALACIÓN .....¡Error! Marcador no definido.
    - 3.2.3.1.2 CONEXIÓN DEL TRANSCPTOR .....¡Error! Marcador no definido.
    - 3.2.3.1.3 CICLOS DEL TRANSCPTOR .....¡Error! Marcador no definido.
  - 3.2.3.2 COMUNICACIÓN ENTRE EL TRANSCPTOR Y LA PC EN AMBOS SENTIDOS.....¡Error! Marcador no definido.
    - 3.2.3.2.1 COMUNICACIÓN DEL TRANSCPTOR A LA PC .....¡Error! Marcador no definido.
      - 3.2.3.2.1.1 VERIFICACIÓN DE LA COMUNICACIÓN .....¡Error! Marcador no definido.
    - 3.2.3.2.2 COMUNICACIÓN DE LA PC HACIA EL TRANSCPTOR¡Error! Marcador no definido.
  - 3.2.3.3 COMUNICACIÓN DE LA HERRAMIENTA EMPULSE AL TRANSCPTOR ..¡Error! Marcador no definido.
    - 3.2.3.3.1 CONFIGURACIÓN DE ANTENAS DE SUPERFICIE.....¡Error! Marcador no definido.
      - 3.2.3.3.1.1 STRAP DE ANTENA DE SUPERFICIE.....¡Error! Marcador no definido.
- 3.2.4 PRUEBAS Y VERIFICACIONES.....¡Error! Marcador no definido.
  - 3.2.4.1 CONTROLES DE ANTENA DE SUPERFICIE .....¡Error! Marcador no definido.
    - 3.2.4.1.1 MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE ANTENAS DE SUPERFICIE .. ¡Error! Marcador no definido.
  - 3.2.4.2 CAMBIOS EN LA CONFIGURACIÓN DE ANTENA DE SUPERFICIE..... ¡Error! Marcador no definido.
  - 3.2.4.3 PRUEBA DEL TRANSMISOR DE LA HERRAMIENTA DE FONDO ..... ¡Error! Marcador no definido.
  - 3.2.4.4 AJUSTE DE CORRIENTE DEL TRANSMISOR.....¡Error! Marcador no definido.
    - 3.2.4.4.1 ENCONTRANDO LA CORRIENTE DE TRANSMISIÓN MAS EFICIENTE.....¡Error! Marcador no definido.
- 3.2.5 SINCRONIZACIÓN.....¡Error! Marcador no definido.
  - 3.2.5.1 SINCRONIZACIÓN DEL TRANSCPTOR CON LA HERRAMIENTA EMPULSE .....¡Error! Marcador no definido.
    - 3.2.5.1.1 GENERAL.....¡Error! Marcador no definido.

3.2.5.1.2	LA SEÑAL DE SINCRONIZACIÓN .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
3.2.5.1.3	RECONOCIMIENTO DE LA SEÑAL DE SINCRONIZACIÓN .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
3.2.5.1.4	CONFIRMACIÓN DE LA SINCRONIZACIÓN .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
3.2.6	ÓRDENES Y PEDIDOS .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
3.2.6.1	TELECOMANDO DEL TRANSECTOR DE SUPERFICIE .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
3.2.6.1.1	SINCRONIZACIÓN.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
3.2.6.1.2	FORMATO .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
3.2.6.1.3	TRAMA DE DATOS .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
3.2.6.1.4	DIRECCIÓN O CÓDIGO DE PEDIDO .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
3.2.6.1.5	CRC (CYCLE REDUNDANCY CHECK) VERIFICACIÓN DE PARIDAD ...	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
3.2.6.2	TIEMPO DE ESPERA .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
3.2.6.3	SEÑAL DE RESPUESTA.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
3.3	HERRAMIENTA DE FONDO EMPULSE .....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.3.1	ENSAMBLADO DE LA HERRAMIENTA DE FONDO .....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.3.2	INSERCIÓN A LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN.....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.3.2.1	TUBULARES DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL .....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.3.2.1.1	TUBULAR EMITTING SUB.....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.3.2.1.2	TUBULAR TOOL CARRIER .....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.3.2.1.3	TUBULAR PIN-PIN .....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.3.2.1.4	MULE SHOE.....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.3.2.2	INSERCIÓN DE LA Sonda EMPULSE EN TUBULAR DE DIÁMETRO DELGADO. ...	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.3.2.3	INSERCIÓN DE LA Sonda EMPULSE EN TUBULAR DE DIÁMETRO GRANDE. ....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.3.3	ESPECIFICACIONES Y CARÁCTERÍSTICAS DEL SISTEMA EMPULSE	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.3.3.1	ESPECIFICACIONES DE TORQUES DE LA Sonda EMPULSE.....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.3.3.2	PARÁMETROS DE MEDIDA EN TIEMPO REAL .....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.3.3.2.1	PARÁMETROS DIRECCIONALES.....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.3.3.2.2	PARÁMETROS DE CONTROL DE TRANSMISIÓN .....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.3.3.2.3	PARÁMETROS DE EVALUACIÓN DE FORMACIÓN.....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.3.3.3	CARACTERÍSTICAS Y ESPECIFICACIONES DE LA PROBETAS MWD .	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>

3.3.3.3.1	PROBETA G4 PLUS .....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.3.3.3.1.1	PROBETA BTR (BOTTOM HOLE TRANSMITTER) .....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.3.3.3.1.2	PROBETA CDS (CLEVER DEVIATION SONDE) .....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.3.3.3.2	PROBETA DE BATERÍA.....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.3.3.3.3	PROBETA GRG4.....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.3.3.3.4	PROBETA CSGX Y STINGER.....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.4	DESCRIPCIÓN, CONFIGURACIÓN Y PRUEBAS DE SENSORES .....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.4.1	SENSORES DIRECCIONALES.....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.4.2.1	MAGNETÓMETROS .....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.4.1.1.1	CAMPO MAGNÉTICO TERRESTRE .....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.4.1.1.1.1	COMPONENTES DEL CAMPO MAGNÉTICO TERRESTRE ..	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.4.1.1.1.2	ÁNGULO DIP VS LATITUD .....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.4.1.1.1.3	DECLINACIÓN MAGNÉTICA.....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.4.1.1.1.4	MOVIMIENTO DE LOS POLOS MAGNÉTICOS (1945 – 2000) .....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.4.1.1.1.5	NORTE VERDADERO (TRUE NORTH) .....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.4.1.1.1.6	APLICANDO LA DECLINACIÓN MAGNÉTICA .....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.4.1.1.2	CONVERGENCIA GRID.....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.4.2.2	ACELERÓMETROS .....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.4.2.3	PRUEBA DE OPERACIÓN DE MAGNETÓMETROS Y ACELERÓMETROS .....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.4.2	SENSORES DE SUPERFICIE.....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.4.2.1	SENSOR DE PRESIÓN DE BOMBAS.....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.4.2.2	TENSIÓMETRO DE AJUSTE EN LÍNEA DE PESO DE GANCHO...	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.4.2.3	TRANSDUCTOR DE PESO DE GANCHO.....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.4.2.4	CUENTA EMBOLADAS DE BOMBAS .....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.4.2.5	CODIFICADOR DE PROFUNDIDAD .....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.4.2.6	CAJA DE BARRERAS .....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.4.3	SENSORES DE FONDO .....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.4.3.1	DETECTORES DE RAYOS GAMMA .....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
3.4.3.1.1	RADIACIÓN GAMMA.....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>

- 3.4.3.1.2 FUNDAMENTOS DE LAS MEDICIONES ..... **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**
- 3.4.3.1.3 ATENUACIÓN DE LOS RAYOS GAMMA ..... **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**
- 3.4.3.1.4 TEORÍA DEL SENSOR DE RAYOS GAMMA ..... **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**
- 3.4.3.1.5 DETECTORES DESTELLADORES/CENTELLADORES ..... **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**
- 3.4.3.1.6 APLICACIONES DE SENSORES DE RAYOS GAMMA ..... **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**
  - 3.4.3.1.6.1 IDENTIFICACIÓN LITOLÓGICA ..... **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**
  - 3.4.3.1.6.2 ESPESOR DE LA FORMACIÓN ..... **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**
  - 3.4.3.1.6.3 CORRELACIÓN ESTATIGRÁFICA ..... **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**
  - 3.4.3.1.6.4 GEO-NAVEGACIÓN ..... **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**
  - 3.4.3.1.6.5 ESTIMACIÓN DEL VOLUMEN DE LUTITA **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**
- 3.4.3.1.7 CONFIGURACIÓN Y PRUEBA ..... **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**
- 3.4.3.2 SENSOR DE PRESIÓN ..... **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**
  - 3.4.3.2.1 TEORÍA DEL SENSOR DE PRESIÓN ..... **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**
  - 3.4.3.2.2 AMBIENTE DE OPERACIÓN SEGURO ..... **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**
  - 3.4.3.2.3 PESO EQUIVALENTE DEL LODO ..... **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**
  - 3.4.3.2.4 FACTORES QUE AFECTAN EL PESO DE LODO EQUIVALENTE .. **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**
  - 3.4.3.2.5 APLICACIONES DEL SENSOR DE PRESIÓN ..... **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**
  - 3.4.3.2.6 CONFIGURACIÓN Y PRUEBA ..... **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**
- 3.5 ¿QUÉ ES UN SURVEY? ..... **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**
  - 3.5.1 INCLINACIÓN ..... **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**
  - 3.5.2 DIRECCIÓN DEL POZO O ACIMUT ..... **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**
  - 3.5.3 PROFUNDIDAD MEDIDA ..... **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**
  - 3.5.4 PROCEDIMIENTO PARA LA TOMA DEL REGISTRO SURVEY ..... **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**
    - 3.5.4.1 FUENTES DE ERROR EN INCLINACIÓN EN TIEMPO REAL ..... **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**
    - 3.5.4.2 CRITERIO DE CALIDAD PARA LA INCLINACIÓN ..... **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**
    - 3.5.4.3 FUENTES DE ERROR DE ACIMUT EN TIEMPO REAL ..... **¡Error! Marcador no definido.**
    - 3.5.4.4 CRITERIO DE CALIDAD PARA EL ACIMUT ..... **¡Error! Marcador no definido.**
    - 3.5.4.5 CRITERIO ADICIONAL PARA LA ACEPTACIÓN DE UN SURVEY ..... **¡Error! Marcador no definido.**
    - 3.5.4.6 EJEMPLO DE CALIDAD DE UN SURVEY ..... **¡Error! Marcador no definido.**
  - 3.5.5 MÉTODOS PARA CALCULAR SURVEY ..... **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**
    - 3.5.5.1 MÉTODO DE CÁLCULO TANGENCIAL ..... **¡Error! Marcador no definido.**

3.5.5.2	MÉTODO DE CÁLCULO DE ÁNGULO PROMEDIO .....	¡Error! Marcador no definido.
3.5.5.3	MÉTODO DE CÁLCULO DE RADIO DE CURVATURA .....	¡Error! Marcador no definido.
3.5.5.4	MÉTODO DE CÁLCULO DE MÍNIMA CURVATURA .....	¡Error! Marcador no definido.
3.5.5.5	COMPARACIÓN ENTRE MÉTODOS .....	¡Error! Marcador no definido.
3.5.6	TERMINOLOGÍA DE LOS SURVEYS.....	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
3.5.6.1	CÁLCULO DE LA SECCIÓN VERTICAL .....	¡Error! Marcador no definido.
3.5.6.2	PROYECCIÓN VERTICAL .....	¡Error! Marcador no definido.
3.5.6.3	PROYECCIÓN HORIZONTAL .....	¡Error! Marcador no definido.
3.6	SPECTRUM SUITE.....	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
3.6.1	INTRODUCCIÓN .....	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
3.6.2	INSTALACIÓN .....	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
3.6.3	REQUISITOS DEL SISTEMA .....	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
3.6.4	CREANDO UN TRABAJO NUEVO .....	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
3.6.5	SELECCIONADO LAS HERRAMIENTA DE TRABAJO ....	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
3.6.6	INICIANDO LA ADQUISICIÓN DE DATOS .....	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
	CONCLUSIONES.....	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
	BIBLIOGRAFÍA .....	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
	ANEXO I “STATE OF THE ART IN MWD” .....	¡Error! Marcador no definido.
	ÍNDICE GENERAL .....	iv

## ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1. PORTAFOLIO DE PRODUCTOS Y SERVICIOS DE WEATHERFORD.....	5
FIGURA 2. ORGANIGRAMA DE DRILLING SERVICES PERÚ.....	8
FIGURA 3. TRAYECTORIA DEL POZO.....	10
FIGURA 4. POZO TIPO “J” .....	12
FIGURA 5. POZO TIPO “S” .....	12
FIGURA 6. POZO INCLINADO.....	14
FIGURA 7. POZO HORIZONTAL POZO INCLINADO.....	15
FIGURA 8. POZO MULTILATERAL .....	19
FIGURA 9. BARRENA CON JET DE MAYOR DIÁMETRO.....	20
FIGURA 10. CUCHARA DEFLECTORA .....	21
FIGURA 11. TURBINA Y MOTOR DE FONDO.....	22
FIGURA 12. HERRAMIENTA SINGLE SHOT.....	23
FIGURA 13. HERRAMIENTA EMPULSE.....	24
FIGURA 14. YACIMIENTO EN LOCALIZACIÓN INACCESIBLE.....	25
FIGURA 15. YACIMIENTO EN DOMO DE SAL.....	25
FIGURA 16. YACIMIENTO FORMACIONES CON FALLAS .....	26
FIGURA 17. PLATAFORMA CON VARIOS POZOS .....	26
FIGURA 18. POZO DE ALIVIO.....	27
FIGURA 19. POZOS DE DESARROLLO .....	25
FIGURA 20. PANEL FRONTAL DEL TRANSECTOR .....	30
FIGURA 21. PANEL POSTERIOR DEL TRANSECTOR.....	31
FIGURA 22. VISTA INTERNA SUPERIOR DEL TRANSECTOR.....	31
FIGURA 23. CARACTERÍSTICAS INTERNAS, VISTA FRONTAL DEL TRANSECTOR .....	32
FIGURA 24. TARJETA AMPLIFICADORA .....	33
FIGURA 25. TARJETA DEL CPU DEL TRANSECTOR .....	33
FIGURA 26. CONFIGURACIÓN DE SWITCH DE LA CPU .....	34
FIGURA 27. CONFIGURACIÓN DE SWITCH DE LA TARJETA AMPLIFICADORA .....	34
FIGURA 28. VISTA DEL PANEL POSTERIOR DESDE EL INTERIOR CUCHARA DEFLECTORA .....	35
FIGURA 29. BARRA DE PODER DEL TRANSMISOR.....	35
FIGURA 30. TRANSECTOR V3.11 .....	35
FIGURA 31. PLACA SUPERIOR DEL TRANSECTOR .....	36
FIGURA 32. PLACA INFERIOR DEL TRANSECTOR .....	36
FIGURA 33. CONFIGURACIÓN DE SWITCH .....	37
FIGURA 34. GALVANÓMETRO.....	37

FIGURA 35. CICLOS DEL TRANSCPTOR .....	38
FIGURA 36. INDICADORES DEL ESTADO DE LA SEÑAL .....	39
FIGURA 37. DIAL INDICANDO EL ESTADO DE LA SEÑAL.....	39
FIGURA 38. VERIFICACIÓN DE COMUNICACIÓN ENTRE EL TRANSCPTOR Y LA PC.....	40
FIGURA 39. SOFTWARE MOSTRANDO LA COMUNICACIÓN ENTRE EL TRANSCPTOR Y LA PC .....	40
FIGURA 40. ESQUEMA DE COMUNICACIÓN ENTRE EL TRANSCPTOR Y LA HERRAMIENTA EMPULSE.....	41
FIGURA 41. VISTA FRONTAL DEL TRANSCPTOR .....	43
FIGURA 42. MEDICIÓN CON MULTÍMETRO DE LA RESISTENCIA DE ANTENAS.....	45
FIGURA 43. DIAGRAMAS DE CONEXIÓN PARA PRUEBA DE STRAP .....	47
FIGURA 44. POSICIÓN DEL STRAP Y DEL CONECTOR DEL PRUEBA .....	49
FIGURA 45. SINCRONIZACIÓN DE SEÑAL.....	52
FIGURA 47. CURSOR PARA CUADRAR LA SEÑAL.....	53
FIGURA 48. ETIQUETA DE SINCRONIZACIÓN .....	54
FIGURA 49. SOLICITUD DE SEÑAL .....	55
FIGURA 50. AJUSTE DE BITS DE SINCRONIZACIÓN.....	55
FIGURA 51. PARTES DE LA TRAMA DE DATOS .....	56
FIGURA 52. PARTES DEL TELE COMANDO.....	57
FIGURA 53. PARTES DE LA TRAMA DE RESPUESTA .....	59
FIGURA 54. PARTES DE LA ANTENA DE FONDO .....	60
FIGURA 55. AJUSTE DE LA ANTENA DE FONDO .....	60
FIGURA 56. ANTENA DE FONDO Y PROBETA G4.....	61
FIGURA 57. AJUSTE DE ANTENA DE FONDO Y PROBETA G4.....	61
FIGURA 58. CENTRALIZADOR Y TAPÓN DE G4 .....	62
FIGURA 59. INSTALACIÓN DEL CENTRALIZADOR EN G4 .....	62
FIGURA 60. CONECTOR DE BATERÍA.....	63
FIGURA 61. CONEXIÓN DE BATERÍA CON PROBETA G4.....	63
FIGURA 62. ENSAMBLADO DE BATERÍA A G4 Y DE PRESSOR DE BATERÍA A BATERÍA.....	64
FIGURA 63. ENSAMBLADO DE BATTERY HOUSING CON PROBETA G4 .....	64
FIGURA 64. AJUSTE DE BATTERY HOUSING CON PROBETA G4.....	64
FIGURA 65. AJUSTE DE TAPÓN DE G4 AL CENTRALIZADOR .....	65
FIGURA 66. AJUSTE DE BATTERY HOUSING CON TAPÓN G4 .....	65
FIGURA 67. PARTES DEL CENTRALIZING FITTING.....	65
FIGURA 68. PROBETA DE GAMMA RAY .....	66
FIGURA 69. DISTINCIÓN DE PARTES EN EL ENSAMBLADO.....	66
FIGURA 70. AJUSTE PROBETA GAMMA RAY, CENTRALIZING FITTING Y CENTRALIZING FITTING NUT .....	66

FIGURA 71. AJUSTE DE PROBETA GR CON CENTRALIZADOR .....	67
FIGURA 72. AJUSTE DE BATTERY HOUSING CON CENTRALIZING FITTING CSGX/GR .....	67
FIGURA 73. PARTES DE CENTRALIZING FITTING NO COAX .....	67
FIGURA 74. ENSAMBLADO DEL CENTRALIZING FITTING NO COAX.....	68
FIGURA 75. AJUSTE DE LA EXTENSIÓN A LA PROBETA GR .....	68
FIGURA 76. AJUSTE DE LA EXTENSIÓN AL CENTRALIZING FITTING BULL PLUG .....	68
FIGURA 77. AJUSTE DEL CENTRALIZADOR DEL CENTRALIZING FITTING BULL PLUG.....	69
FIGURA 78. Sonda EMPULSE AL INTERIOR DE TUBERÍA DE PERFORACIÓN Y DIÁMETROS DE TUBERÍA..	69
FIGURA 79. RECONOCIMIENTO DE LOS TUBULARES DEL CONJUNTO EMPULSE.....	70
FIGURA 80. DESCRIPCIÓN DEL EMITTING SUB.....	71
FIGURA 81. MEDIDA DE LA DISTANCIA DE LA CAMISA DE FIBRA DE VIDRIO AL SELLO DEL TUBULAR .....	71
FIGURA 82. MEDIDA DE LA RESISTENCIA EN EL EMITTING SUB .....	71
FIGURA 83. DESCRIPCIÓN DEL TUBULAR TOOL CARRIER.....	72
FIGURA 84. INTERIOR DEL TOOL CARRIER CON CAMISA Y GUÍA DE ORIENTACIÓN .....	72
FIGURA 85. CARACTERÍSTICAS DEL TOOL CARRIER.....	73
FIGURA 86. TUBULAR CROSS OVER PIN - PIN .....	73
FIGURA 87. DESCRIPCIÓN DEL TUBULAR MULE SHOE.....	74
FIGURA 88. IZAJE DEL CONJUNTO DE TUBULARES .....	74
FIGURA 89. MEDICIÓN DEL TOOL FACE OFFSET .....	75
FIGURA 90. IZAJE DE LA Sonda EMPULSE.....	75
FIGURA 91. DESCONEXIÓN DE HERRAMIENTA DE PESCA LUEGO DE INSERTA LA Sonda .....	76
FIGURA 92. DESCONEXIÓN DE CABLE DE SEGURIDAD CONTRA SHOCK ELÉCTRICO.....	76
FIGURA 93. DESCENSO DEL CONJUNTO DIRECCIONAL.....	77
FIGURA 94. IZAJE DEL CONJUNTO DE TUBULARES .....	77
FIGURA 95. MEDICIÓN DEL TOOL FACE OFFSET .....	78
FIGURA 96. IZAJE DE LA Sonda EMPULSE.....	78
FIGURA 97. DESCONEXIÓN DE HERRAMIENTA DE PESCA LUEGO DE INSERTA LA Sonda .....	79
FIGURA 98. IZAJE DEL EMITTING SUB .....	79
FIGURA 99. AJUSTE DEL EMITTING SUB CON EL TOOL CARRIER .....	80
FIGURA 100. DESCONEXIÓN DE CABLE DE SEGURIDAD CONTRA SHOCK ELÉCTRICO.....	80
FIGURA 101. DESCENSO DEL CONJUNTO DIRECCIONAL.....	81
FIGURA 102. DESCRIPCIÓN DE UBICACIÓN DE LA Sonda EMPULSE AL INTERIOR DE LOS TUBULARES ..	81
FIGURA 103. AJUSTES DE LA Sonda EMPULSE .....	82
FIGURA 104. UBICACIÓN DE LA PROBETA BTR .....	83
FIGURA 105. UBICACIÓN DE LA PROBETA CDS .....	84

FIGURA 106. UBICACIÓN DE LA PROBETA DE BATERÍA .....	86
FIGURA 107. UBICACIÓN DE LA PROBETA DE GAMMA RAY .....	87
FIGURA 108. DESCRIPCIÓN DE LA PROBETA DE GAMMA RAY.....	88
FIGURA 109. UBICACIÓN DE LA PROBETA DE BATERÍA .....	88
FIGURA 110. DESCRIPCIÓN DE LA PROBETA CSGX.....	90
FIGURA 111. DESCRIPCIÓN DEL STINGER .....	90
FIGURA 112. PLANOS AXIALES: X, Y Y Z.....	91
FIGURA 113. DESCRIPCIÓN DEL SENSOR MAGNETÓMETRO .....	92
FIGURA 114. TOOLFACE MAGNETICO.....	92
FIGURA 115. CAMPO MAGNÉTICO TERRESTRE .....	93
FIGURA 116. COMPONENTES DEL CAMPO MAGNÉTICO TERRESTRE .....	93
FIGURA 117. FLUJO MAGNÉTICO TERRESTRE .....	94
FIGURA 118. COMPORTAMIENTO DEL FLUJO MAGNÉTICO TERRESTRE .....	94
FIGURA 119. COMPORTAMIENTO DE LA DECLINACIÓN EN EL TIEMPO .....	95
FIGURA 120. MOVIMIENTO DE LOS POLOS MAGNÉTICOS EN EL TIEMPO .....	95
FIGURA 121. UBICACIÓN DEL NORTE VERDADERO Y NORTE MAGNETICO .....	96
FIGURA 122. APLICANDO DECLINACIÓN AL ESTE .....	97
FIGURA 123. APLICANDO DECLINACIÓN AL OESTE.....	97
FIGURA 124. CONVERGENCIA GRID.....	98
FIGURA 125. UTM GRID .....	98
FIGURA 126. MERIDIANO CENTRAL.....	99
FIGURA 127. CONVERGENCIA AL OESTE .....	100
FIGURA 128. APLICANDO DECLINACIÓN Y CONVERGENCIA.....	100
FIGURA 129. PLANOS AXIALES X, Y Y Z.....	101
FIGURA 130. ESTRUCTURA DEL SENSOR ACELERÓMETRO .....	101
FIGURA 131. TOOLFACE GRAVITACIONAL .....	102
FIGURA 132. ROLL TEST A “0” GRADOS .....	103
FIGURA 133. ROLL TEST A “90” GRADOS .....	103
FIGURA 134. ROLL TEST A “180” GRADOS .....	103
FIGURA 135. ROLL TEST A “270” GRADOS .....	104
FIGURA 136. ROLL TEST A “SWING” .....	104
FIGURA 137. HOJA DE ROLL TEST COMPLETO .....	104
FIGURA 138. CABLES Y CAJAS DE PASO .....	105
FIGURA 139. ESQUEMA ELÉCTRICO PARA SENSORES DE TERMINACIÓN ÚNICA.....	106
FIGURA 140. ESQUEMA ELÉCTRICO PARA SENSORES DE DIFERENCIAL ANALÓGICA .....	106

FIGURA 141. ESQUEMA ELÉCTRICO PARA SENSORES DE CORRIENTE DE LAZO ANALÓGICO .....	106
FIGURA 142. ESQUEMA ELÉCTRICO PARA SENSORES DE PULSO DIGITAL .....	107
FIGURA 143. ESQUEMA ELÉCTRICO PARA SENSORES DE CIERRE DE CONTACTO DIGITAL .....	107
FIGURA 144. ESQUEMA ELÉCTRICO PARA SENSORES DE CODIFICADOR DE CUADRATURA .....	107
FIGURA 145. SENSOR DE PRESIÓN INSTALADO EN CAMPO .....	107
FIGURA 146. CONFIGURACIÓN DEL SENSOR DE PRESIÓN .....	110
FIGURA 147. SENSOR DE HOOK LOAD INSTALADO EN CAMPO .....	110
FIGURA 148. PRINCIPIO FÍSICO DEL SENSOR DEL HOOK LOAD .....	110
FIGURA 149. CONFIGURACIÓN DEL SENSOR DE HOOK LOAD .....	112
FIGURA 150. TRANSDUCTOR DEL SENSOR DE HOOK LOAD .....	112
FIGURA 151. SENSOR DE CUENTA EMBOLADAS INSTALADO EN PISTÓN DE BOMBAS .....	113
FIGURA 152. DETECCIÓN DE PULSOS DE BOMBAS .....	115
FIGURA 153. CONFIGURACIÓN DE CARACTERÍSTICAS DE LA BOMBA .....	115
FIGURA 154. SENSOR DE PROFUNDIDAD INSTALADO EN EL MALACATE .....	116
FIGURA 155. EJES INTERCAMBIABLES DEL SENSOR DE PROFUNDIDAD .....	117
FIGURA 156. SENSOR DE PROFUNDIDAD Y ROLLOS DE ALAMBRE DE IZAJE .....	117
FIGURA 157. PROCEDIMIENTO DE AJUSTE DEL SENSOR .....	118
FIGURA 158. AJUSTE DEL EJE DEL ENCODER EN EL EJE DEL MALACATE .....	118
FIGURA 159. TORQUEO DEL EJE DEL ENCODER .....	118
FIGURA 160. INSERCIÓN DEL CUERPO DEL ENCODER SOBRE SU EJE .....	119
FIGURA 161. MODO DE ASEGURAR EL CUERPO DEL ENCODER A SU EJE .....	119
FIGURA 162. AJUSTE DE LA LÍNEA DE AIRE AL MALACATE .....	119
FIGURA 163. ASEGURAMIENTO DEL ENCODER PARA QUE NO QUEDE FLOJO .....	120
FIGURA 164. ORDENAMIENTO DE CABLES EN LA CAJA DE BARRERAS .....	120
FIGURA 165. CALIBRACIÓN DEL SENSOR DEL ENCODER .....	121
FIGURA 166. VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN .....	121
FIGURA 167. VISTA SUPERIOR DELA CAJA DE BARRERAS DE AISLAMIENTO .....	122
FIGURA 168. ATENUACIÓN DE DIVERSOS MATERIALES A LOS RAYOS GAMMA .....	124
FIGURA 169. RADIACIÓN EMITIDA POR LA FORMACIÓN .....	125
FIGURA 170. ESQUEMA DEL SENSOR DE RAYOS GAMMA .....	125
FIGURA 171. SISTEMA DE ADQUISICIÓN DE DATOS PARA EL SENSOR DE RAYOS GAMMA .....	126
FIGURA 172. RADIOACTIVIDAD SEGÚN EL MATERIAL DETECTADO .....	127
FIGURA 173. CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA .....	127
FIGURA 174. GEO-NAVEGACIÓN SEGÚN DATOS ADQUIRIDOS .....	128
FIGURA 175. FORMA DE DETERMINAR EL VOLUMEN DE LUTITA .....	129

FIGURA 176. INICIO DE PROGRAMA EM&PP .....	129
FIGURA 177. ESTABLECIENDO COMUNICACIÓN CON LA PC.....	130
FIGURA 178. COMUNICACIÓN CON LA PROBETA.....	130
FIGURA 179. VERIFICANDO LA COMUNICACIÓN ESTABLECIDA.....	130
FIGURA 180. LECTURA DE LA MEMORIA DE DATOS .....	131
FIGURA 181. CONFIGURACIÓN DE LA PROBETA.....	131
FIGURA 182. PRUEBA DE PARÁMETROS SEGÚN LA HOJA DE DATOS .....	131
FIGURA 183. PRUEBA DE COMUNICACIÓN CON LA PROBETA.....	132
FIGURA 184. VERIFICACIÓN DE ESCRITURA EN MEMORIA.....	132
FIGURA 185. BORRADO DE MEMORIA.....	132
FIGURA 186. VERIFICACIÓN DE BORRADO .....	133
FIGURA 187. CERRANDO EL PROGRAMA.....	133
FIGURA 188. SENSOR DE PRESIÓN.....	134
FIGURA 189. DESCRIPCIÓN DEL STINGER, ASPECTO FÍSICO Y DESCRIPCIÓN DEL MULE SHOE.....	134
FIGURA 190. INICIO DEL PROGRAMA EM&PP Y CONFIGURAMOS LA COMUNICACIÓN .....	139
FIGURA 191. ESTABLECIENDO COMUNICACIÓN CON LA PROBETA.....	139
FIGURA 192. VERIFICACIÓN DE COMUNICACIÓN .....	140
FIGURA 193. REVISIÓN DEL ARCHIVO DE CONFIGURACIÓN.....	140
FIGURA 194. GUARDANDO EL ARCHIVO DE CALIBRACIÓN.....	140
FIGURA 195. INICIO DE BORRADO DE MEMORIA DE DATOS.....	141
FIGURA 196. BORRADO DE MEMORIA TERMINADO .....	141
FIGURA 197. VERIFICANDO MEMORIA BORRADA .....	141
FIGURA 198. CONFIGURANDO MEMORIA DE PROBETA.....	142
FIGURA 199. SALIENDO DEL PROGRAMA EM&PP .....	142
FIGURA 200. DEFINICIÓN DE INCLINACIÓN .....	143
FIGURA 201. DEFINICIÓN DE ACIMUT .....	144
FIGURA 202. DEFINICIÓN DE PROFUNDIDAD MEDIDA.....	144
FIGURA 203. FUNCIONES TRIGONOMÉTRICAS DEL TRIANGULO RECTÁNGULO.....	148
FIGURA 204. RELACIÓN DEL TRIÁNGULO RECTÁNGULO CON LA TERMINOLOGÍA DE PERFORACIÓN ...	149
FIGURA 205. CRITERIO DEL MÉTODO TANGENCIAL .....	149
FIGURA 206. CRITERIO DEL MÉTODO DE ÁNGULO PROMEDIO.....	150
FIGURA 207. MÉTODO DE CÁLCULO DE RADIO DE CURVATURA.....	150
FIGURA 208. MÉTODO DE CÁLCULO DE MÍNIMA CURVATURA.....	150
FIGURA 209. TERMINOLOGÍA DEL SURVEY .....	151
FIGURA 210. REPRESENTACIÓN DE TERMINOLOGÍA DEL SURVEY CON MAYOR IMPORTANCIA.....	152

FIGURA 211. REPRESENTACIÓN DE LA SECCIÓN VERTICAL .....	152
FIGURA 212. PROYECCIÓN DE LA SECCIÓN VERTICAL .....	153
FIGURA 213. PROYECCIÓN HORIZONTAL.....	153
FIGURA 214. INICIO DEL SOFTWARE SPECTRUM SUITES .....	154
FIGURA 215. SELECCIÓN DE SPECTRUM NAVIGATOR PARA LA CREACIÓN DE UN NUEVO POZO .....	157
FIGURA 216. DETENEMOS EL POZO DE PRUEBA CON QUE INICIA LA BASE DE DATOS .....	157
FIGURA 217. INICIAMOS UN NUEVO TRABAJO.....	158
FIGURA 218. LLENADO DE DATOS DE LA COMPAÑÍA OPERADORA.....	158
FIGURA 219. LLENADO DEL NOMBRE DEL POZO .....	158
FIGURA 220. ALTA DEL NUEVO POZO .....	159
FIGURA 221. NOMBRAMOS LA CORRIDA DE INICIO .....	159
FIGURA 222. ALTA DE LA NUEVA CORRIDA .....	159
FIGURA 223. SELECCIONAMOS LA APLICACIÓN TOOL DATA EDITOR 2 .....	160
FIGURA 224. ETIQUETA SIN HERRAMIENTAS CREADAS.....	160
FIGURA 225. SELECCIÓN DE HERRAMIENTAS PARA EL SISTEMA EMPULSE .....	160
FIGURA 226. ETIQUETA DE DATOS MAGNÉTICOS DEL POZO .....	161
FIGURA 227. INGRESO DE DATOS TEÓRICOS DEL POZO .....	161
FIGURA 228. CUADRO DE COMENTARIOS ANTES DE INICIAR EL POZO.....	161
FIGURA 229. COMENTARIOS DE REFERENCIA DEL POZO .....	162
FIGURA 230. CUADRO DE HORAS DE CONEXIÓN DE BATERÍA.....	162
FIGURA 231. SELECCIÓN DE HERRAMIENTAS PARA CONSIDERAR EL CONSUMO DE BATERÍA .....	162
FIGURA 232. ETIQUETA DE CONFIGURACIÓN DE LOS SENSORES DIRECCIONALES .....	163
FIGURA 233. INGRESO DE DATOS DE SENSORES DIRECCIONALES PARA G4.....	163
FIGURA 234. SELECCIÓN DEL SENSOR DE RAYOS GAMMA.....	163
FIGURA 235. INGRESO DE DATOS PARA GRG4 .....	164
FIGURA 236. CONFIGURACIÓN DE SENSOR DE PRESIÓN.....	164
FIGURA 237. INGRESO DE DATOS PARA SENSOR DE PRESIÓN CSGX.....	164
FIGURA 238. VERIFICACIÓN DE DATOS DEL TRANSECTOR .....	165
FIGURA 239. INICIAMOS LA APLICACIÓN RUNUI .....	165
FIGURA 240. ETIQUETA AESRUN .....	166
FIGURA 241. SELECCIONANDO CONFIGURACIÓN DE ADQUISICIÓN .....	166
FIGURA 242. HABILITANDO LOS DATOS QUE SE ADQUIRIRÁN.....	167
FIGURA 243. ABRIENDO EL INTERFAZ EM COMM .....	167
FIGURA 244. ETIQUETAS DE ADQUISICIÓN E INTERFAZ DE DATOS .....	168

## ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1. COMPONENTES DEL TRANSCÉPTOR .....	29
TABLA 2. ESCALA DEL GALVANÓMETRO.....	30
TABLA 3. ILUMINACIÓN DE LEDS SEGÚN EL ESTADO DE LA SEÑAL .....	39
TABLA 4. LECTURA EN GALVANÓMETRO.....	45
TABLA 5. RESISTENCIA DE ANTENAS.....	45
TABLA 6. ATENUACIÓN PARA PRUEBA DEL STRAP .....	46
TABLA 7. CORRIENTES DE TRANSMISIÓN DE LA HERRAMIENTA EMPULSE.....	47
TABLA 8. VOLTAJES DE TRANSMISIÓN DE LA HERRAMIENTA EMPULSE. ....	48
TABLA 9. VOLTAJES RECEPCIONADOS POR EL TRANSCÉPTOR DE LA HERRAMIENTA EMPULSE. ....	49
TABLA 10. DESCRIPCIÓN DEL CÓDIGO DE FORMATO .....	57
TABLA 11. CÓDIGOS DE ORDENES .....	59
TABLA 12. APLICACIONES DEL SENSOR DE PRESIÓN .....	138
TABLA 13. CRITERIO DE CALIDAD PARA EVALUAR LOS DATOS DEL SURVEY .....	147
TABLA 14. SURVEY DENTRO DEL RANGO.....	147
TABLA 15. SURVEY CON $B_{TOTAL}$ FUERA DE RANGO .....	148
TABLA 16. SURVEY CON $G_{TOTAL}$ FUERA DE RANGO .....	148
TABLA 17. SURVEY FUERA DE RANGO .....	148
TABLA 18. COMPARACIÓN ENTRE MÉTODOS DE CÁLCULO DEL SURVEY .....	151

## RESUMEN

En este trabajo - informe de experiencia profesional haremos llegar una introducción a la perforación direccional, para que sirva y sus aplicaciones. También se describe la Herramienta MWD EMPulse, que es una herramienta creada en los laboratorios de Weatherford Internacional.

El sistema EMPulse de Weatherford trabaja con el principio de propagación de una onda electromagnética a lo largo de la cadena o sarta de perforación. Los datos son encriptados a través de un proceso de modulación de corriente que es descifrado en la superficie.

La generación actual del sistema MWD EMPulse puede proporcionar los datos siguientes, transmitidos desde fondo del Pozo en tiempo-real:

- Surveys direccional.
- Presión Anular.
- Rayos Gamma de la formación.

## OBJETIVOS

- Demostrar que la navegación bajo la corteza terrestre con datos adquiridos en tiempo real empleando sistemas electrónicos de adquisición de datos disminuye costos en el proceso de perforación direccional de Pozos de Petróleo y/o gas.
- Demostrar que la aplicación de la electrónica en el proceso de perforación direccional de Pozos de Petróleo y/o gas disminuye el tiempo de perforación.
- Demostrar que la automatización de procesos con técnicas electrónicas hace que la perforación direccional de Pozos de Petróleo y/o gas controle de mejor manera el peligro y minimice los riesgos de accidentes.
- Dar a conocer qué técnicas de la electrónica se emplean actualmente con el fin de proponer nuevas alternativas de investigación en el ambiente de Perforación de Pozos de Petróleo y/o Gas.
- Mostrar la robustez de los sistemas electrónicos que son empleados en condiciones ambientales extremas de temperatura y vibración.



## **CAPÍTULO I**

### **“DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA”**

## 1.1. RESEÑA HISTÓRICA

La compañía fue fundada en 1941 en Weatherford, Texas, como Weatherford Spring Company por el Sr. Jesse E. Hall. En 1948, la compañía pasó a llamarse Tool Weatherford Oil Company con la propiedad de Jesse Hall, su hijo Elmer, James E. Berry y Juan A. Perea. Desde su creación, la compañía fue pionera en una técnica innovadora y equipos para el entubado y cementación de pozos de petróleo. Originalmente Weatherford sólo comercializaba Equipos de Perforación y tuberías de revestimiento en los Estados Unidos, luego amplió su mercado a los campos petroleros de Venezuela por la Gulf Oil Company.

En 1991, Weatherford adquirió la Petroleum Equipment Tools Company, posteriormente se fusiona con la Homco Company y en 1994 sale a la bolsa de New York. En 1995 se adquirió a Enterra Inc., convirtiéndose en Weatherford Enterra Inc.

En mayo de 1998 Energy Ventures del Ph. D. Bernard J. Duroc-Danner adoptó el nombre de EVI Inc. y adquirió a Weatherford Enterra Inc., lo que dió lugar a la creación de la empresa actual ahora conocida como Weatherford. En los próximos dos años, Weatherford añadió una serie de marcas bien organizadas a su experiencia, incluyendo Dailey, Orwell, Alquiler Energy, Whiting, Williams, Dimensión y ECD Noroeste.

En 2005, Weatherford adquirió Precision Drilling Corporation, Precision Energy Services y divisiones internacionales de perforación petrolera.

En 2008, la compañía anunció que estaba cambiando su lugar de constitución de las Bermudas a Suiza.

Weatherford (NYSE / Euronext Paris / SIX: WFT) es uno de los mayores proveedores mundiales de productos y servicios que abarca todo el ciclo de perforación, evaluación, realización, producción e intervención de pozos de petróleo y gas natural. Weatherford opera en más de 100 países y emplea a más de 50000 personas en todo el mundo, ofrece a la industria productos y servicios amplios, operaciones más eficientes, la capacidad de investigación y desarrollo más potentes en una mayor diversidad geográfica.

Weatherford de hoy es el resultado del crecimiento interno y la innovación, así como la consolidación de 250 empresas adquiridas estratégicamente en los últimos 13 años. Desde un punto de vista estratégico, Weatherford tiene dos importantes objetivos de eficiencia y productividad, se esfuerza por lograr la eficiencia, tanto en términos de la obtención de resultados para sus clientes, así como aprovechando su infraestructura en todo el mundo. El objetivo final en ambos casos es ayudar a reducir los costos y aumentar la productividad del pozo. Además, Weatherford ha creado una estructura organizativa más ágil para seguir un impulso hacia mayores niveles de productividad individual a través de la contratación más intensiva, la formación y la retención.

## **1.2. POLÍTICA DE EXCELENCIA EMPRESARIAL**

Weatherford International Ltd. se ha comprometido a lograr los más altos estándares de excelencia en todos sus procesos de negocio. Esta es la política de la empresa para:

- ✓ Cumplir con altos estándares de conducta ética y cumplir con todas las leyes y reglamentos aplicables en las áreas en las que hace negocios;
- ✓ Realizar todas las operaciones de una manera que promueva prácticas de trabajo seguras y minimiza el riesgo para sus empleados, sus comunidades y el medio ambiente;
- ✓ Implementar los programas, la capacitación y los controles internos necesarios para alcanzar sus objetivos.

### **1.3. OBJETIVO**

Para lograr la completa satisfacción del cliente interno y externo y para cumplir con los requisitos de mutuo acuerdo la primera vez, cada vez, al tiempo que protege el bienestar de todo el personal, los bienes y el medio ambiente.

Este objetivo se logra a través de un compromiso con la comprensión y aplicación de los procesos de negocio definidos, cumpliendo con las normas establecidas y la aplicación de la mejora continua. Presta la mayor atención para obtener procesos, productos y servicios libres de errores y manteniendo un ambiente seguro.

### **1.4. COMPROMISO**

Dota a cada empleado para tomar las medidas adecuadas para garantizar el cumplimiento de esta política y objetivo.

### 1.5. ORGANIZACIÓN

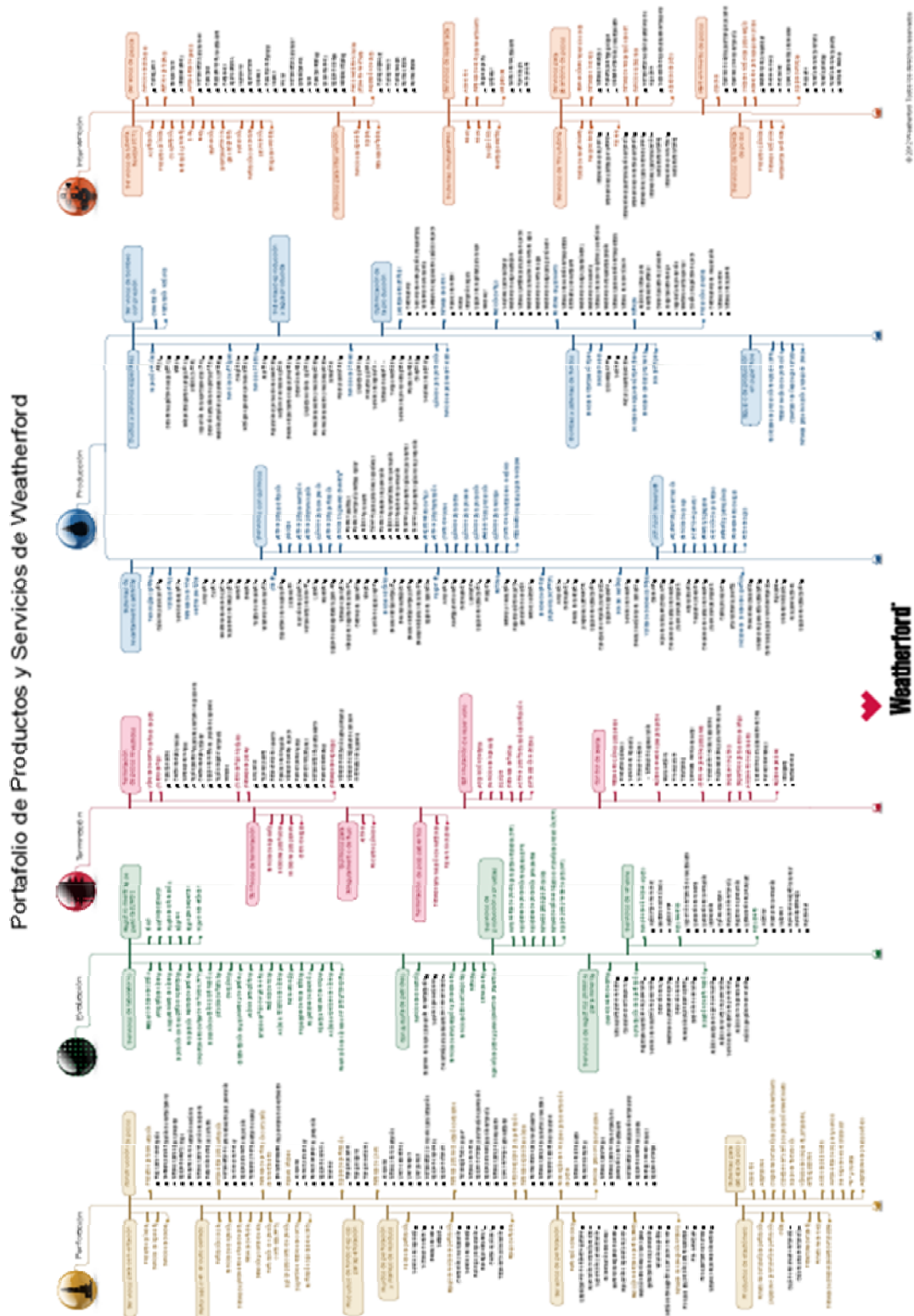


Figura 1. Portafolio de Productos y Servicios de Weatherford.



## 2.1. DESCRIPCIÓN DEL PUESTO DE TRABAJO

- ✓ Instalación, configuración y prueba de sensores y equipos de adquisición de datos en superficie.
- ✓ Ensamblado, configuración y prueba de sensores de la herramienta de fondo EMPulse.
- ✓ Monitoreo y validación de datos adquiridos tanto de desviación 3D (survey) y de sensores de rayos gamma y presión anular con los criterios de calidad de la Empresa.
- ✓ Comunicación de datos al Ingeniero Direccional para direccionamiento del pozo de petróleo y/o gas.
- ✓ Elaboración de informes y registros con los datos adquiridos con los sensores de rayos gamma y presión anular en tiempo real y de memoria para los clientes.
- ✓ Soporte al cliente en campo para el análisis e interpretación de datos.

## 2.2. RESPONSABILIDAD

“Entregar la información direccional exacta y de alta calidad es tu prioridad más alta en mi pozo”

- El Cliente

### 2.3. UBICACIÓN EN DRILLING SERVICES PERU

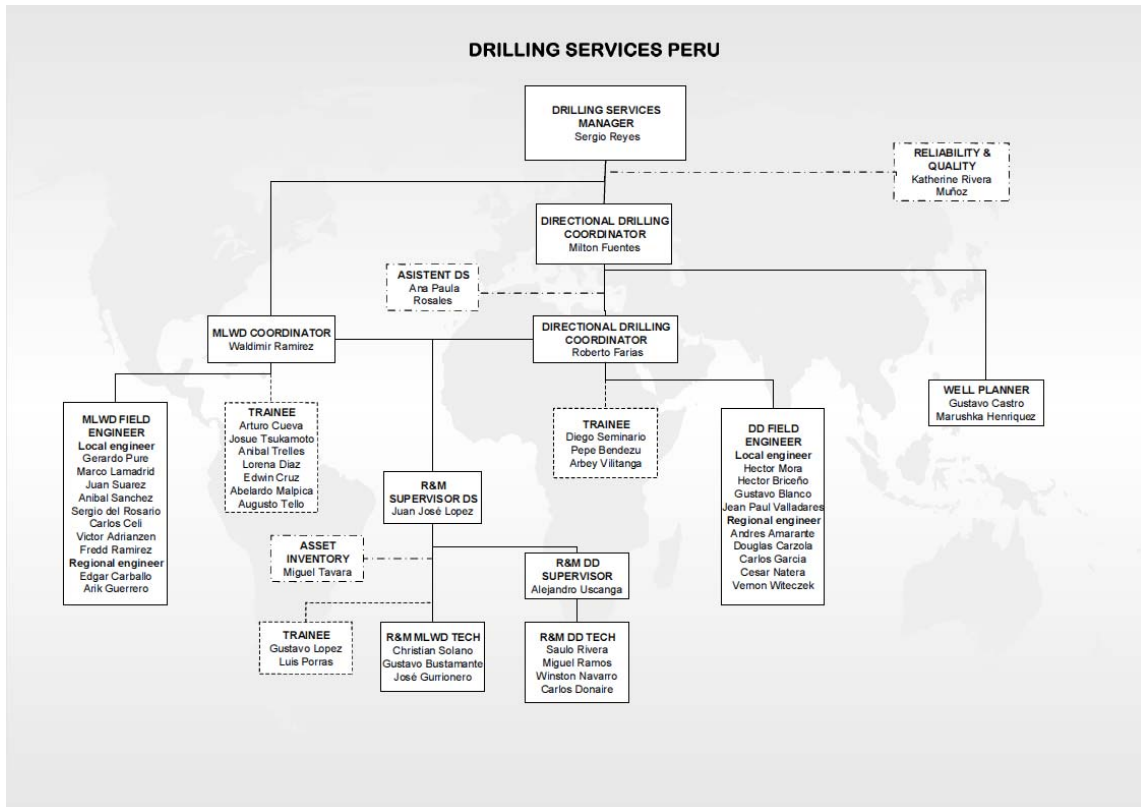


Figura 2. Organigrama de Drilling Services Perú.



**CAPITULO III**  
**“MARCO TEÓRICO”**

### 3.1 PERFORACIÓN DIRECCIONAL

#### 3.1.1 INTRODUCCIÓN A LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL

La perforación direccional constituyó el primer paso para el desarrollo de la técnica de la perforación horizontal. La perforación direccional controlada es la técnica que permite la desviación intencional de un pozo desde la dirección vertical, siguiendo un determinado programa establecido en términos de la profundidad y ubicación relativa del objetivo, espaciamiento entre pozos, facilidades de ubicación de la localización en el punto de superficie, buzamiento y espesor del objetivo a interceptar. Las operaciones de perforación direccional controlada también se efectúan para franquear un obstáculo como puede ser alguna herramienta atascada en el hoyo, la realización de un desvío en el hoyo principal cuando las características del objetivo no resultan de interés, en la perforación de pozos de alivio para controlar otro pozo.

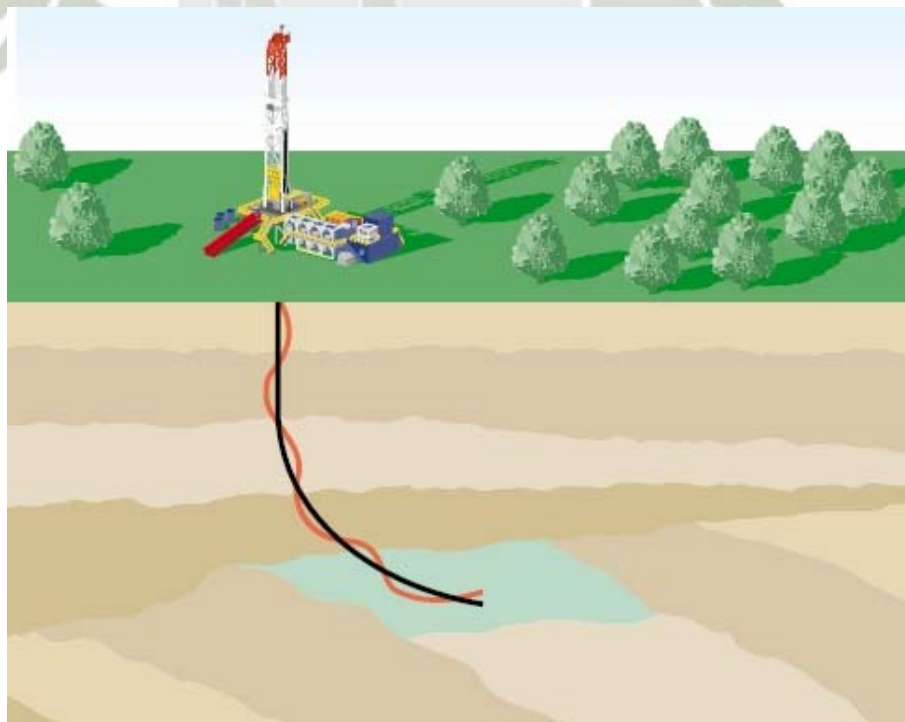


Figura 3. Trayectoria del Pozo.

### 3.1.2 TIPOS DE POZOS DIRECCIONALES

Los pozos direccionales pueden clasificarse de acuerdo a la forma que toma el ángulo de inclinación en:

- Tipo Tangencial.
  - ✓ En forma de “J”
  - ✓ En forma de “S”:
    - Tipo “S”.
    - Tipo “S” Especial.
- Inclinado o de Alto Ángulo.
- Horizontales.
  - ✓ Radio Ultracorto.
  - ✓ Radio Corto.
  - ✓ Radio Medio.
  - ✓ Radio Largo.
- Reentradas:
  - ✓ Verticales.
  - ✓ Direccionales.
- Multilaterales.

#### 3.1.2.1 POZO DE TIPO TANGENCIAL

La desviación deseada es obtenida a una profundidad relativamente llana y esta desviación se mantiene constante hasta el objetivo. Este tipo de pozo presenta muchas ventajas tales como:

- Configuración de la curva sencilla a lo largo de un rumbo fijo.

- Ángulo de inclinación moderado.
- Generalmente puntos de arranque someros.
- Menor riesgo de pega.

### 3.1.2.1.1 POZO TANGENCIAL EN FORMA DE “J”

Este tipo de pozos es muy parecido al tipo tangencial, pero el hoyo comienza a desviarse más profundo y los ángulos de desviación son relativamente altos y se tiene una sección de construcción de ángulo permanente hasta el punto final.

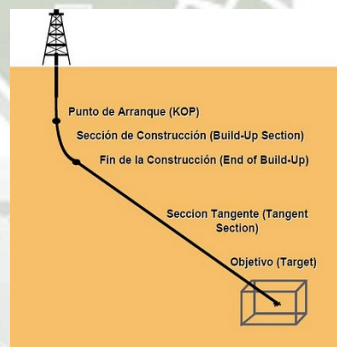


Figura 4. Pozo tipo “J”.

### 3.1.2.1.2 POZO TANGENCIAL EN FORMA DE “S”

En este tipo de pozo la trayectoria está configurada por una zona de incremento de ángulo, otra tangencial y una de disminución de ángulo.



Figura 5. Pozo tipo “S”.

#### **3.1.2.1.2.1 POZO TANGENCIAL TIPO “S”**

Constituido por una sección de aumento de ángulo, una sección tangencial y una sección de caída de ángulo que llega a cero grados ( $0^\circ$ ).

#### **3.1.2.1.2.2 POZO TANGENCIAL TIPO “S” ESPECIAL**

Constituido por una sección de aumento de ángulo, una sección tangencial intermedia, una sección de caída de ángulo diferente a cero grados ( $0^\circ$ ) y una sección de mantenimiento de ángulo al objetivo.

#### **3.1.2.2 POZOS INCLINADOS O DE ALTO ÁNGULO**

Son pozos iniciados desde superficie con un ángulo de desviación predeterminado constante, para lo cual se utilizan taladros especiales inclinados. Los Taladros Inclinados son equipos cuya cabria puede moverse de  $90^\circ$  de la horizontal hasta un máximo de  $45^\circ$ . Entre las características más resaltantes del equipo se pueden mencionar:

- Una torre de perforación inclinada para perforar desde pozos verticales hasta pozos de  $45^\circ$  de desviación vertical.
- Brazo hidráulico para manejar tubulares que puede ser accionado desde el piso de la torre de perforación, eliminando el trabajo del encuellador de los taladros convencionales.
- Un bloque viajero, provisto de un sistema giratorio diseñado para enroscar y desenroscar la tubería, que se desliza a través de un sistema de rieles instalado en la estructura de torre.

- Sistema hidráulico especial para darle el torque apropiado a cada conexión de los tubulares.
- Los equipos auxiliares del taladro permanecen fijos durante la perforación, lo que incrementa la vida útil de los mismos, por disminución del deterioro al que son sometidos durante la mudanza entre pozo y pozo.
- Capacidad de movilización mediante un sistema de orugas, lo cual reduce los tiempo de mudanza.

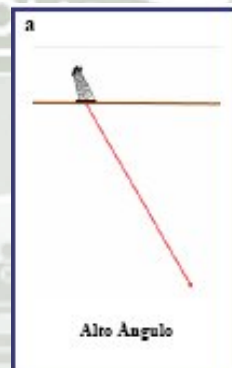


Figura 6. Pozo Inclinado.

### 3.1.2.3 POZOS HORIZONTALES

Son pozos perforados horizontalmente o paralelos a los planos de estratificación de un yacimiento con la finalidad de tener mayor área de producción. También se denominan pozos horizontales aquellos con un ángulo de inclinación no menor de  $86^\circ$  respecto a la vertical. La longitud de la sección horizontal depende de la extensión del yacimiento y del área a drenar en el mismo. Adicionalmente, se requiere un ensamblaje especial de la sarta de perforación para poder obtener el grado de inclinación máximo hasta el objetivo. Según el radio de curvatura, existen cuatro tipos de pozos

horizontales básicos, cada uno de los cuales posee una técnica que va en función directa con la tasa de incremento de ángulo y del desplazamiento horizontal.

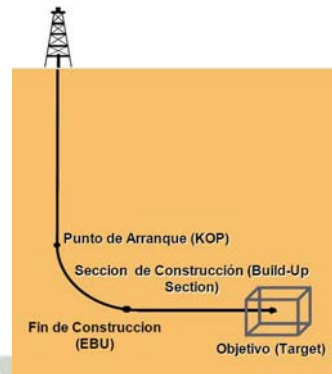


Figura 7. Pozo Horizontal.

### 3.1.2.3.1 POZOS HORIZONTALES DE RADIO ULTRACORTO

El radio de curvatura en esta técnica de perforación horizontal varía de 10 a 20 pies, y el ángulo de construcción entre  $45^\circ$  y  $60^\circ$  por pie, con sección horizontal entre 100 a 200 pies.

Ventajas:

- Son efectivos en formaciones suaves y fáciles de penetrar como arenas de crudos pesados y bitumen.
- Desarrollo del campo mediante pozos verticales múltiples.
- Realización de pozos horizontales múltiples a través de varias capas originadas desde un pozo vertical.

Desventajas:

- Requiere equipo especializado.
- Necesita que se agrande el hoyo en la cercanía lateral del objetivo de perforación.

- Es imposible correr registros en la sección horizontal, y no pueden tomarse núcleos debido a lo severo del radio de curvatura.
- La longitud de drenaje del pozo, generalmente es menor de 300 pies.

### 3.1.2.3.2 POZOS HORIZONTALES DE RADIO CORTO

En esta técnica el radio de curvatura varía de 20 a 40 pies con variaciones del ángulo de construcción de 2° a 5° por pies, con una sección horizontal de 100 a 800 pies de longitud.

Ventajas:

- Más precisión para drenar el yacimiento que el de radio medio y largo.
- Atractivo en yacimientos pequeños.
- Se emplea desde un pozo convencional (Reentry).
- Posibilidad de tocar contacto entre fluidos.
- Se pueden aislar zonas problemáticas inmediatas a la zona productora.

Desventajas:

- Requiere de un motor de fondo con una articulación ensamblada.
- La longitud de drenaje en el pozo, generalmente es menor que 300 pies.
- Se completa únicamente a hoyo abierto.
- No pueden tomarse núcleos, ni perfilarse; en vista del radio de curvatura presente.

### 3.1.2.3.3 POZOS HORIZONTALES DE RADIO MEDIO

El radio de curvatura varía de 300 a 800 pies, con un ángulo de construcción de 6° a 20° por cada 100 pies. La sección horizontal varía de 2000 a 4000 pies de longitud.

Ventajas:

- Menor torque y arrastre que en pozos de radio corto.
- Para drenar el yacimiento puede perforarse horizontalmente hasta una longitud de 300 pies.
- Existe la posibilidad de sacar núcleos convencionales.
- Puede ser normalmente completado.
- Puede acomodarse normalmente el tamaño de la herramienta (MWD); la cual tiene un acceso desde 1 3/4" de diámetro hasta 4 3/4".

Desventajas:

- No aplicable para formaciones superficiales y delgadas.
- Equipo especial de perforación requerido.

### 3.1.2.3.4 POZOS HORIZONTALES DE RADIO LARGO

El radio de curvatura varía de 1000 a 3000 pies y el ángulo de construcción entre 2° y 6° por cada 100 pies. La sección horizontal varía entre 1000 y 4000 pies de longitud.

Ventajas:

- Fácil para perforar usando un equipo de perforación convencional y revestidor estándar.

- Los costos por día de los servicios, frecuentemente son más bajos que los de radio medio y corto.
- Permite perforar longitudes horizontales de aproximadamente 5000 pies, con un promedio de 3500 pies.
- Existe un mayor acomodo para la completación.
- Se puede acomodar fácilmente el juego completo de herramientas de perfilaje.

Desventajas:

- Frecuentemente se requiere de un tope en el manejo del sistema, largas bombas y grandes cantidades de lodo.
- El riesgo a hueco abierto es mayor; ya que la tubería de perforación puede pegarse y causar daño al yacimiento mientras se perfora.
- Es menos preciso para determinar la profundidad vertical verdadera (TVD), porque el comienzo de la perforación (superficie), queda muy lejos (horizontalmente) de la sección horizontal perforada.
- Es mucho más costoso en revestidores, cemento y fluidos.

#### 3.1.2.4 POZOS DE RE-INGRESO O “REENTRIES”

Son pozos perforados desde pozos ya existentes, pudiéndose reperforar un nuevo hoyo utilizando parte de un pozo perforado previamente. Esta nueva sección puede ser reperforada con una sección vertical o direccional.

### 3.1.2.5 POZOS MULTILATERALES

Consisten básicamente en un hoyo primario y uno o más hoyos secundarios que parten del hoyo primario, cuyo objetivo principal es reducir el número de pozos que se perforan, además de optimizar la producción de las reservas. Según la geometría del yacimiento se puede construir distintas configuraciones de pozos multilaterales para lograr drenar los yacimientos de manera más eficiente.

Hoyos de Diámetro Reducido o “Slim Hole”, son pozos que se perforan con propósitos de hacer el trabajo economizando recursos y obteniendo más provecho, utilizando mecha de 7” o menos. La utilización de este método es muy efectiva en exploración y/o captura de información sobre los yacimientos.

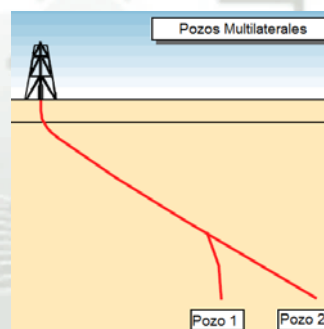


Figura 8. Pozo Multilateral.

## 3.1.3 HERRAMIENTAS UTILIZADAS EN LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL

### 3.1.3.1 HERRAMIENTAS DEFLECTORAS

Son las encargadas de dirigir el hoyo en la dirección predeterminada, dentro de las cuales tenemos:

### 3.1.3.1.1 BROCA CON CHORRO DE MAYOR DIÁMETRO

Constituye la herramienta básica del proceso de perforación, ya que permite cortar y penetrar las formaciones. En perforación direccional suelen utilizarse mechas de tamaño convencional con uno o dos chorros de mayor diámetro que el tercero, o dos chorros ciegos y uno especial, a través del cual sale el fluido de perforación a altas velocidades y la fuerza hidráulica generada erosiona una cavidad en la formación, lo que permite a la mecha dirigirse en esta dirección. Este método se utiliza normalmente en formaciones blandas.

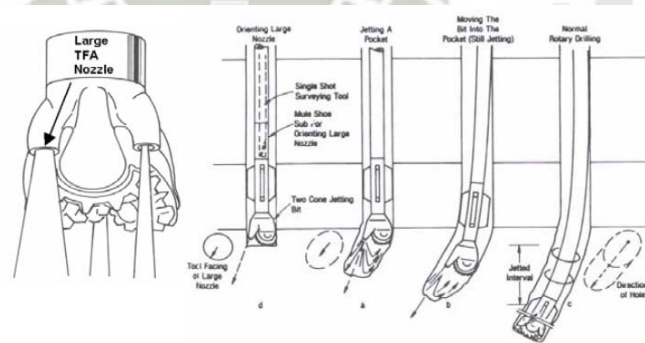


Figura 9. Barrena con Jet de mayor diámetro.

### 3.1.3.1.2 CUCHARAS DEFLECTORAS (“WHIPSTOCKS”)

Son piezas de acero en forma de cuchara con una punta cincelada colocada en el hoyo para iniciar la desviación del hoyo. Pueden ser de tres tipos:

#### 3.1.3.1.2.1 CUCHARAS REMOVIBLES

Consta de una larga cuña de acero, cóncava de un lado para sostener y guiar la sarta de perforación, posee una punta de cincel para evitar el giro y de un tubo porta mecha para recuperar la herramienta.

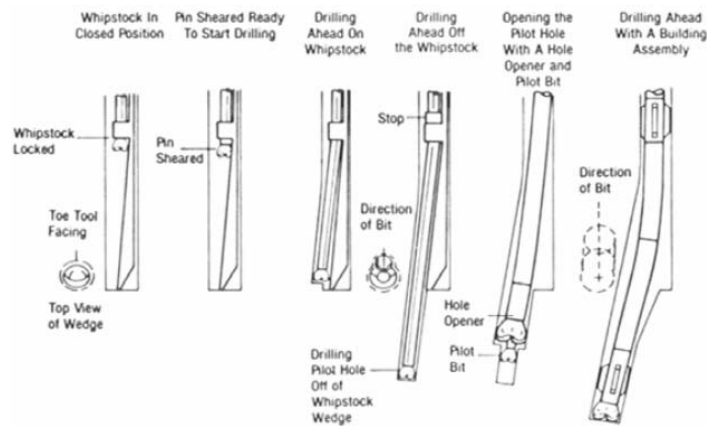


Figura 10. Cuchara Deflectora.

### 3.1.3.1.2.2 CUCHARA DE CIRCULACIÓN

Su instalación es igual a la anterior, pero en este caso el fluido de perforación circula por un orificio en el fondo removiendo los ripios.

### 3.1.3.1.2.3 CUCHARA PERMANENTE TIPO REVESTIDOR

Queda permanentemente en el pozo y su principal aplicación es desviar a causa de una obstrucción, colapso del revestidor o para reingresar a un pozo existente con un pez.

### 3.1.3.1.3 MOTORES DE FONDO

Tienen la particularidad de eliminar la rotación de la tubería, mediante una fuerza de torsión en el fondo, impulsada por el lodo de perforación. Pueden ser:

### 3.1.3.1.3.1 MOTOR TIPO TURBINA

Es una unidad axial multietapa que demuestra ser muy eficiente y confiable, especialmente en formaciones duras.

### 3.1.3.1.3.2 MOTOR DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO

Consta de un motor helicoidal de dos etapas, válvula de descarga, conjunto de bielas, conjuntos de cojinetes y ejes.

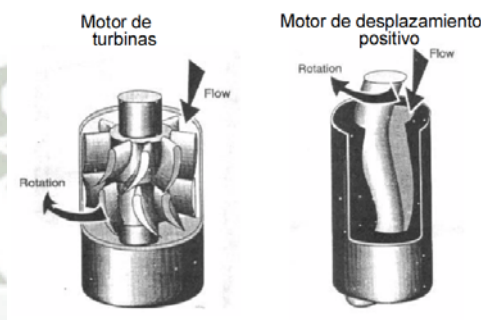


Figura 11. Turbina y Motor de fondo.

## 3.1.3.2 HERRAMIENTAS DE MEDICIÓN

Cuando se está perforando un pozo direccional, se deben tener los equipos de medición para determinar precisamente la dirección e inclinación del pozo. Estos equipos o instrumentos sirven para localizar posibles “patas de perro” o excesivas curvaturas.

Las herramientas de medición son los equipos disponibles para conocer la inclinación y dirección del pozo en el subsuelo. Las más usadas son:

### 3.1.3.2.1 PÉNDULO INVERTIDO O TOTCO

Es uno de los más elementales y sencillos instrumentos con los que se puede detectar la desviación.

### 3.1.3.2.2 SINGLE SHOT Y MULTISHOT

Son métodos magnéticos que requieren el uso de una barra no magnética (monel) y ofrecen la información simultánea del rumbo e inclinación del pozo. La información es obtenida después que la sección es perforada y arroja lecturas según la calibración de un cronómetro.

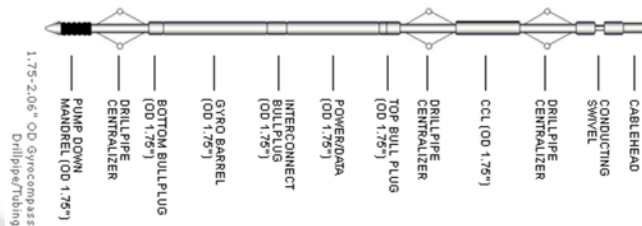


Figura 12. Herramienta Single Shot.

### 3.1.3.2.3 MEASURING WHILE DRILLING O LOGGING WHILE DRILLING

A comienzos de los años 90 se desarrollaron las primeras herramientas direccionales de medición durante la perforación MWD (Measuring While Drilling), que son equipos adaptados a la sarta de perforación.

La medición del sistema MWD proporciona los parámetros inclinación y dirección del pozo, los cuales se determinan mediante un conjunto de acelerómetros, magnetómetros y giroscopios instalados en la herramienta. También es posible incorporar un emisor-receptor de rayos gamma a fin de permitir en tiempo real, la correlación y evaluación de las formaciones atravesadas. A partir de la inclinación y la dirección tomada en cada intervalo de la perforación o estación direccional y considerando la profundidad medida, la cual es equivalente a la longitud total de la sarta de perforación dentro del hoyo, se determinan los valores de: Profundidad Vertical Verdadera (TVD), Coordenadas Rectangulares de Fondo, Severidad de la

Pata de Perro y Desplazamiento Horizontal (VS) que se presentan en el reporte direccional del pozo. Actualmente se emplean los sistemas de registros durante la perforación LWD (Logging While Drilling). Esta modalidad permite la medición de la Resistividad, Registros de Densidad-Neutrón y Espectroscopia Natural de Rayos Gamma, adicionalmente a todos los parámetros que se incluyen en el reporte direccional. Las herramientas MWD y LWD también proporcionan información mecánica sobre la sarta de perforación como lo son Torque, Tasa de Penetración, Peso sobre la Mecha y Dirección de la misma, que pueden contribuir a una mejor interpretación de las condiciones de operación, también en tiempo real. Los equipos MWD y LWD se instalan en porta mechas especialmente diseñadas para contener el conjunto de sensores y material electrónico. Éstos se ubican lo más cerca posible de la mecha (evitando interferencias) para hacer más eficientes las mediciones. Las señales son transmitidas a la superficie a través de pulsos electrónicos que viajan en el fluido de perforación y son descodificados por un equipo receptor instalado en la superficie.

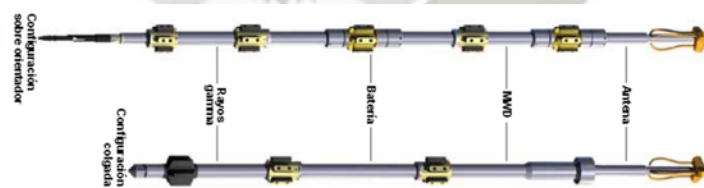


Figura 13. Herramienta EMPulse.

### 3.1.4 APLICACIONES DE LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL

Existen varias razones que hacen que se programen pozos direccionales, estas pueden ser planificadas previamente o por presentarse problemas en las

operaciones que ameriten un cambio de programa en la perforación. Las más comunes son las siguientes:

### 3.1.4.1 LOCALIZACIONES INACCESIBLES

Son aquellas áreas a perforar donde se encuentra algún tipo de instalación o edificación (parque, edificio), o donde el terreno por condiciones naturales (lagunas, ríos, montañas) hace difícil su acceso.

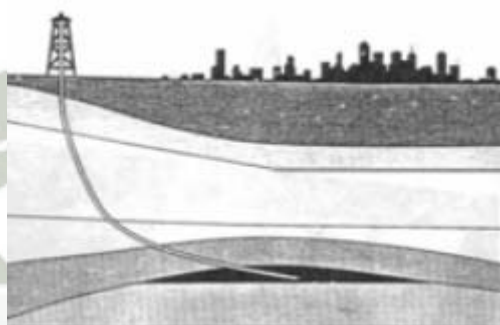


Figura 14. Yacimiento en localización Inaccesible.

### 3.1.4.2 DOMO DE SAL

Donde los yacimientos a desarrollar están bajo la fachada de un levantamiento de sal que por razones operacionales no se desea atravesar el domo.

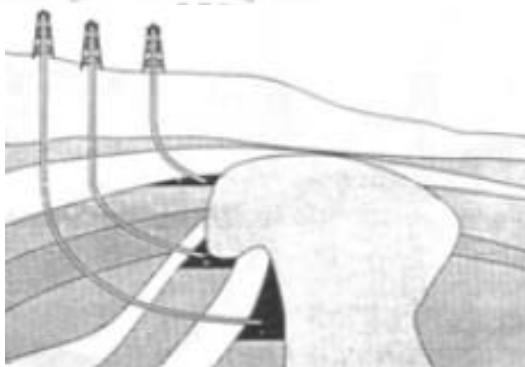


Figura 15. Yacimiento en Domo de sal.

### 3.1.4.3 FORMACIONES CON FALLAS

Donde el yacimiento está dividido por varias fallas que se originan durante la compactación del mismo.

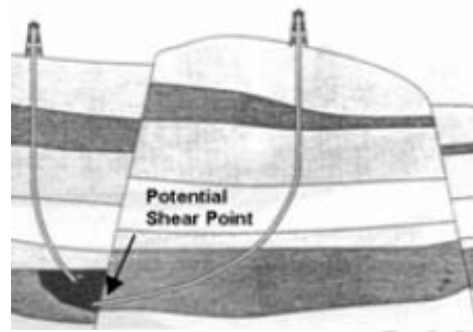


Figura 16. Yacimiento Formaciones con Fallas.

### 3.1.4.4 MÚLTIPLES POZOS CON UNA MISMA PLATAFORMA

Desde la plataforma se pueden perforar varios pozos para reducir el costo de la construcción de plataformas individuales y minimizar los costos por instalación de facilidades de producción.

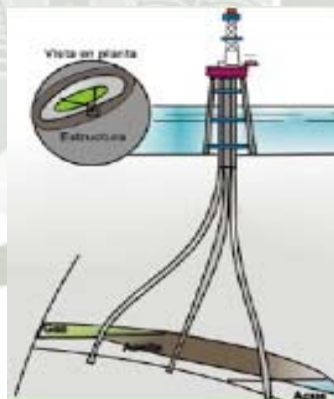


Figura 17. Plataforma con varios Pozos.

### 3.1.4.5 POZOS DE ALIVIO

Es aquel que se perfora para controlar un pozo en erupción. Mediante el pozo se contrarresta las presiones que ocasionaron el reventón.

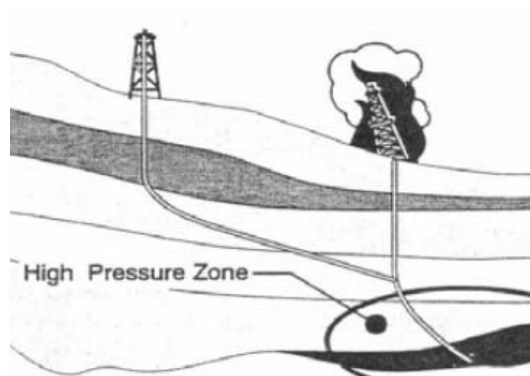


Figura 18. Pozo de alivio.

### 3.1.4.6 DESARROLLO MÚLTIPLE DE UN YACIMIENTO

Cuando se requiere drenar el yacimiento lo más rápido posible o para establecer los límites de contacto gas/petróleo o petróleo/agua.

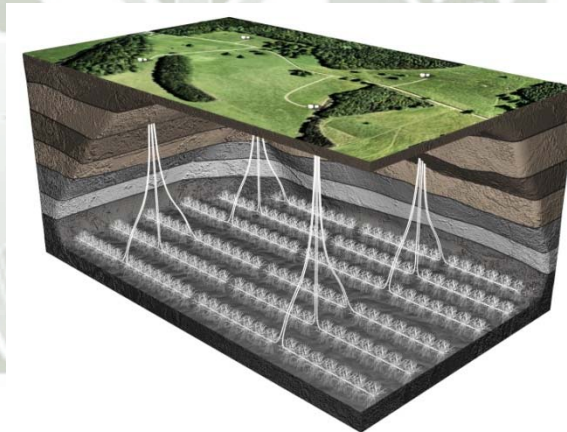


Figura 19. Pozos de Desarrollo.

## **3.2 SISTEMA ELECTROMAGNÉTICO MWD DE SUPERFICIE V3**

### **3.2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL**

#### **3.2.1.1 ALCANCE**

Este sub capítulo describe el uso del “Sistema Transceptor MWD de Superficie V3” para la herramienta de fondo MWD Electromagnética de la Compañía Weatherford.

#### **3.2.1.2 GENERAL**

El sistema está compuesto por dos partes principales:

- ✓ El Transceptor V3 de superficie.
- ✓ La PC en línea con el software instalado.

El Transceptor V3 está diseñado para ser la interfaz entre la PC en línea y la herramienta MWD de fondo. Todas las entradas (selección de conjunto de datos, órdenes, etc.) y las salidas (datos mostrados, caracteres, etc.) son hechos vía la PC en línea.

Todo el conjunto de datos requeridos (binomios, quintuples, etc.) y órdenes tienen que ser ingresados a través de la PC en línea.

##### **3.2.1.2.1 TRANSCCEPTOR V3 DE SUPERFICIE**

El Transceptor de superficie recibe y decodifica la señal emitida por la herramienta MWD de fondo EM PULSE, y envía comandos u órdenes hacia la herramienta MWD.

Los programas usados en el Transceptor están almacenados en una EEPROM, la cual permite la rápida y simple configuración para diferentes

propósitos. El programa puede ser cargado vía puerto serial desde una PC. Esto permite una base de soporte para cambiar el software rápidamente sin programar la EEPROM externamente.

Todos los datos decodificados por el Transceptor son enviados a la PC y guardados en ella.

### 3.2.1.2.2 PC EN LÍNEA

La PC en línea debe tener como mínimo 128 MB de memoria RAM, también deberá tener instalado el software SPECTRUM en su última versión.

## 3.2.2 HARDWARE

### 3.2.2.1 GENERAL

El Transceptor V3 tiene que ser usado con la PC en línea. Todas las entradas y salidas están disponibles a través de la PC en línea.

Tabla 1. Componentes del Transceptor

ÍTEM	CANTIDAD
Transceptor V3.11	1
Cable Serial del Transceptor a la PC	1
Cable de prueba de superficie	1
Cable de poder de 220 VAC	1
Cable para Antena de Recepción 2 X 300 m	1
Cable para Antena de Emisión 300 M	1
PC en línea 128 MB RAM PENTIUM con software instalado	1
UPS	1

### 3.2.2.2 TRANSCEPTOR V3 DE SUPERFICIE

Las últimas mejoras están instaladas en este sistema: mejor filtro de ruido, alta ganancia que aumentó en una proporción de 3, se puede usar dos configuraciones de antena (emisión y recepción)

### 3.2.2.2.1 CARACTERÍSTICAS DEL PANEL FRONTAL

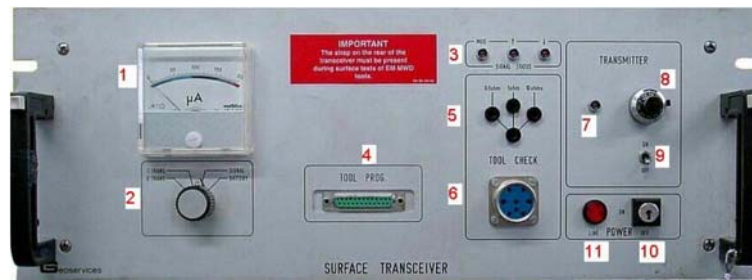


Figura 20. Panel Frontal del Transceptor.

1 Galvanómetro.

Tabla 2. Escala del Galvanómetro.

ESCALA	0	50	100	150	200
U-Trans	0V	5V	10V	15V	20V
I-Trans	0A	5A	10A	15A	20A
Batería	0V	5V	10V	15V	20V
Señal LG	0mV	5mV	10mV	15mV	20mV
Señal HG	0mV	0.17mV	0.33mV	0.5mV	0.66mV

2 Selector del galvanómetro.

3 Indicadores de estado de la señal.

4 Conector de programación del Transceptor.

5 Selector de carga para prueba de Strap.

6 Conector de prueba de herramienta.

7 Indicador de encendido del transmisor.

8 Potenciómetro de ajuste de corriente de transmisión.

9 Interruptor de encendido/apagado del transmisor.

10 Interruptor de energía principal (seguro y llave).

11 Indicador de energía principal.

### 3.2.2.2.2 CARACTERÍSTICAS DEL PANEL POSTERIOR



Figura 21. Panel Posterior del Transceptor.

1 Fusible de energía principal. (3 A)

2 Socket de poder con dos fusibles.

3 Puerto seguro usado para conectar a la PC.

4 Puerto serial 2.

5 Puerto serial 3.

6 Señal analógica de salida (no usado).

7 Entrada de antena (recepción, emisión).

8 Strap de antena.

9 Entrada de batería externa.

### 3.2.2.2.3 CARACTERÍSTICAS INTERNAS VISTA SUPERIOR



Figura 22. Vista Interna Superior del Transceptor.

- 1 Fuente de poder del transmisor.
- 2 Paquete de batería.
- 3 Switch low gain/ high gain.
- 4 No usado
- 5 Switch inversor Tx/Rx del puerto serie 3.
- 6 Switch inversor Tx/Rx del puerto serie 2
- 7 Switch inversor Tx/Rx del puerto serie 1 (hacia la PC).
- 8 Estructura para PCB.
- 9 Fuente principal de poder.
- 10 Transmisor.
- 11 Conectores de antena.

#### 3.2.2.2.4 CARACTERÍSTICAS INTERNAS VISTA FRONTAL

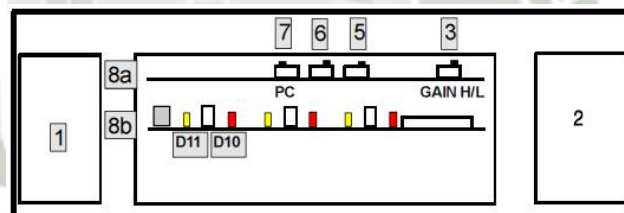


Figura 23. Características Internas, Vista Frontal del Transceptor.

8a Tarjeta amplificadora (analógica).

8b Tarjeta del CPU, comunicación entre PC y Transceptor.

- LED D10 (rojo: Transceptor envía datos a la PC cuando el LED está destellando.
- LED D11 (amarillo: Transceptor recibe datos cuando el LED está destellando.

#### 3.2.2.2.4.1 TARJETA AMPLIFICADORA



Figura 24. Tarjeta Amplificadora.

#### 3.2.2.2.4.2 TARJETA DEL CPU VERSIÓN 3.11

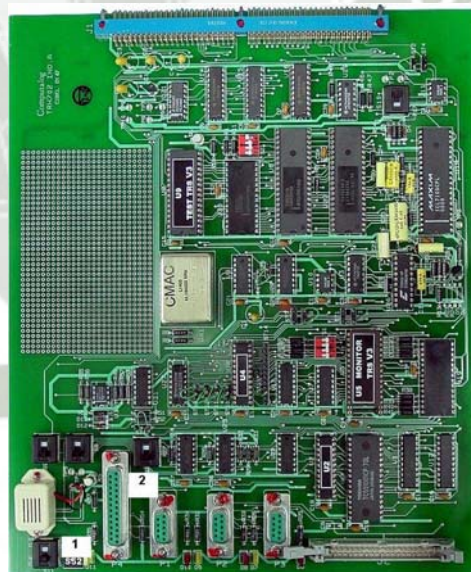


Figura 25. Tarjeta del CPU del Transceptor.

1. Switch G3/G4 (G4 posición frontal, G3 posición trasera)
2. Puerto serial para cargar programa.

### 3.2.2.2.5 CONFIGURACIÓN DE TARJETA

En las figuras 26 y 27 se observa la configuración de los switch de la placa inferior y superior respectivamente.

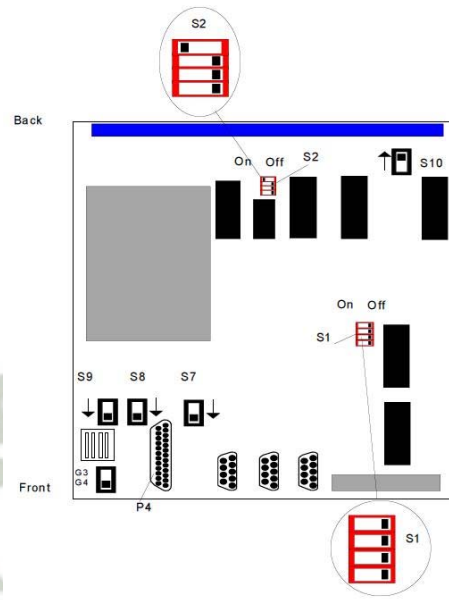


Figura 26. Configuración de Switch de la CPU.

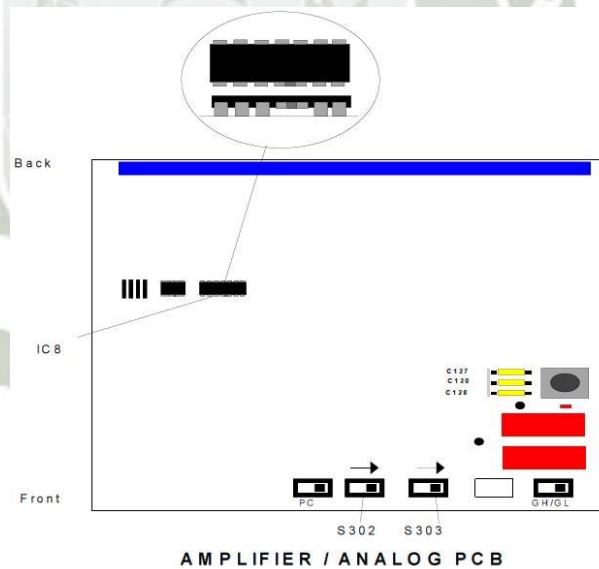


Figura 27. Configuración de Switch de la Tarjeta Amplificadora.

### 3.2.2.2.6 BARRA DE TRANSMISION

La barra de Transmisión es el módulo encargado de generar la potencia necesaria para la transmisión hacia la herramienta de fondo EMPulse. En la figura 28 observamos la Barra de Transmisión instalada en el chasis del transceptor.



Figura 28. Vista del Panel Posterior desde el Interior.

En la figura 29 se observa la barra del transmisor con sus componentes.



Figura 29. Barra de Poder del Transmisor.

### 3.2.3 CONFIGURACIÓN DEL TRANSCÉPTOR



Figura 30. Transceptor V3.11.



Figura 31. Placa Superior del Transceptor.

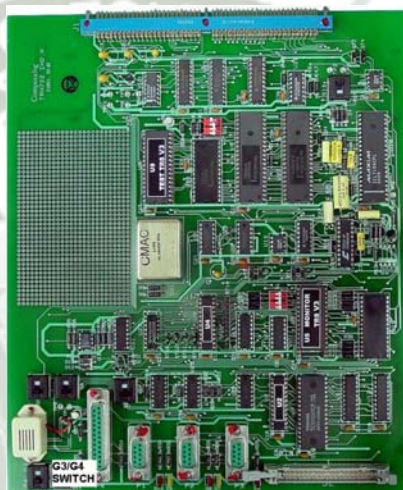


Figura 32. Placa Inferior del Transceptor.

### 3.2.3.1 CONFIGURACIÓN DEL TRANSCÉPTOR DE SUPERFICIE

El Transceptor V3.11 debería ser programado con la aplicación que coincide con el firmware programado en la herramienta MWD EM PULSE.

#### 3.2.3.1.1 INSTALACIÓN

Antes de hacer cualquier conexión, verificamos la configuración del transceptor.

1. Asegurarse que las dos placas electrónicas estén adecuadamente conectadas, ya que pueden haberse soltado durante el transporte.

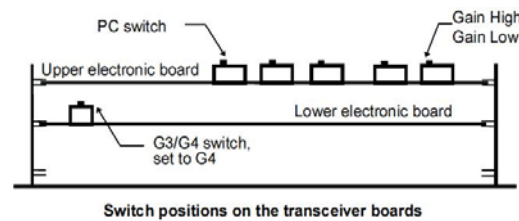


Figura 33. Configuración de Switch.

2. Verificar que el interruptor G3/G4 en la placa inferior esté en la posición de G4.
3. Al comienzo de cada trabajo el interruptor HG/LG debe estar en la posición de LG.
4. Antes de usar el transceptor y estando este desconectado se debe ajustar el "0" en el galvanómetro.

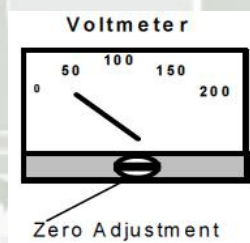


Figura 34. Galvanómetro.

### 3.2.3.1.2 CONEXIÓN DEL TRANSEPTOR

1. Compruebe la tensión de la batería interna con la fuente de alimentación principal desconectada y usando el galvanómetro del panel frontal. Encienda el transceptor y seleccione el galvanómetro en batería, la aguja debe marcar  $\frac{3}{4}$  cuando la batería está llena. Si la batería interna está baja es probable que el transceptor no pueda iniciar correctamente. Espere unos

minutos o hasta una hora de modo tal que la batería esté completamente cargada. Luego que la batería esté cargada el programa interno se puede iniciar.

2. Encienda el transceptor:

- Inserte la llave en el interruptor de llave
- Gire el interruptor de llave. El indicador de encendido debe encenderse.  
Sino revise la fuente de alimentación y los fusibles.
- Retire la llave para evitar cualquier apagado accidental.

3. Cuando el transceptor está conectado a 220VAC y se enciende el transmisor debe encender el LED.

### 3.2.3.1.3 CICLOS DEL TRANSCCEPTOR

Tan pronto como el transceptor está encendido:

1. El programa interno del transceptor inicia.
2. El tiempo de referencia de sincronización se establece en el momento en que el receptor se conecta.
3. El estado del ciclo del transceptor se muestra con el encendido de los LEDs SIGNAL STATUS.
4. El LED del transmisor debe estar encendido.



Figura 35. Ciclos del Transceptor.



Figura 36. Indicadores del Estado de la Señal.

Tabla 3. Iluminación de LEDs según el Estado de la Señal.

Cycle / LED	MOD (modulation)	↑	↓
Reception (transceiver receives signal from downhole)	Lit	Lit	Off
Wait (measure)	Off	Off	Off
Telecommand (transceiver sends signal downhole)	Lit	Off	Lit

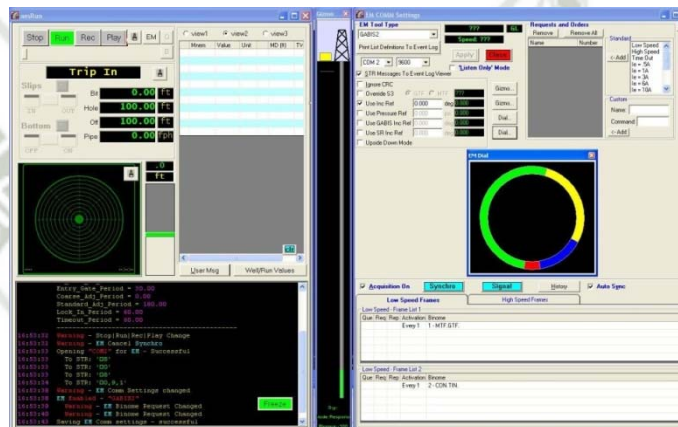


Figura 37. Dial Indicando el Estado de la Señal.

### 3.2.3.2 COMUNICACIÓN ENTRE EL TRANSCÉPTOR Y LA PC EN AMBOS SENTIDOS

#### 3.2.3.2.1 COMUNICACIÓN DEL TRANSCÉPTOR A LA PC

##### 3.2.3.2.1.1 VERIFICACIÓN DE LA COMUNICACIÓN

- Verifique que la calibración de transceptor sea la correcta en el menú IEM COMM SETTINGS.
- Verifique el puerto asignado y la velocidad de transmisión del puerto, así como también que el cable del transceptor a la PC esté conectado en el

SLOT 1 del transceptor. La velocidad de comunicación entre el transceptor y la PC debe ser siempre configurada en 9600 BAUD.

- Espere a que se complete un ciclo de transmisión (96 segundos para la G4). Si la conexión es buena se mostrará la versión y la velocidad de la herramienta, sino, verifique la conexión del transceptor a la PC.

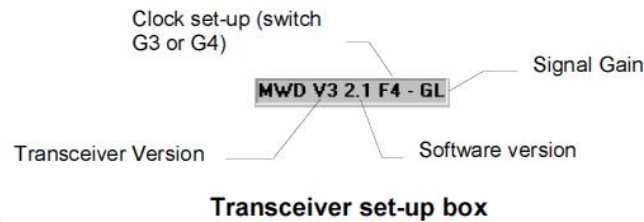


Figura 38. Verificación de Comunicación entre el Transceptor y la PC.

### 3.2.3.2.2 COMUNICACIÓN DE LA PC HACIA EL TRANSCCEPTOR

Cuando el enlace de comunicación del Transceptor hacia la PC está funcionando, el enlace de comunicación de PC hacia el Transceptor está también trabajando.

Después que cada mensaje es recibido de la PC, el transceptor envía el mismo mensaje a la PC. Este mensaje se muestra en la parte inferior de la pantalla principal, en la "RAW DATA WINDOW", lo que confirma que se ha establecido el enlace de comunicación de PC a Transceptor.

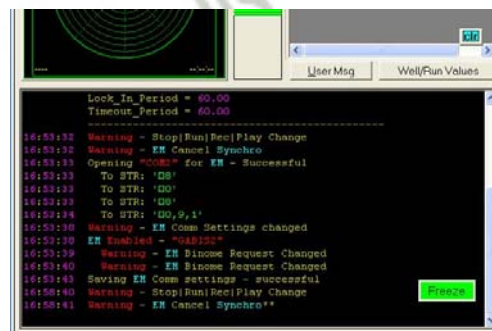


Figura 39. Software mostrando la Comunicación entre el Transceptor y la PC.

### 3.2.3.3 COMUNICACIÓN DE LA HERRAMIENTA EMPULSE AL TRANSCEPTOR

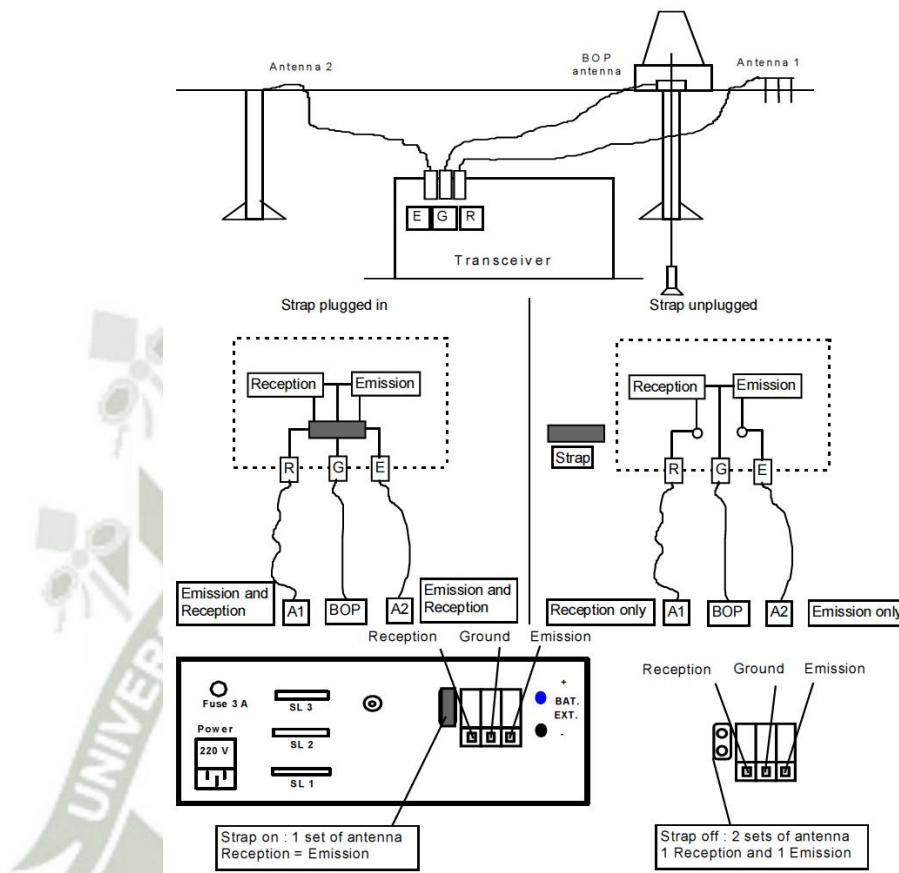


Figura 40. Esquema de Comunicación entre el Transceptor y la Herramienta EMPulse.

#### 3.2.3.3.1 CONFIGURACIÓN DE ANTENAS DE SUPERFICIE

Un juego de antenas de superficie (recepción o emisión) se compone de dos polos (un dipolo):

- La sarta de perforación.
- Una tierra eléctrica que no esté conectada a la sarta de perforación.

La conexión de la tubería de perforación se realiza a través de la estructura del equipo de perforación, el BOP, la tierra del equipo o cualquier conexión que esté conectada a la sarta de perforación.

El segundo polo debe ser una tierra eléctrica que no esté conectada a la sarta de perforación.

- Serie de varillas de metal, depósitos de agua, alcantarillas, etc.
- Segundo cabezal de pozo.

En teoría una simple varilla se puede utilizar como un segundo polo para obtener el juego de antenas de recepción.

La mayor parte del tiempo la resistencia de las formaciones en la superficie (suelo) es demasiado alta para obtener un conjunto eficiente de la antena para el transmisor usando solo una única varilla.

El mejor segundo polo para conseguir un buen juego de antenas de emisión es utilizar una cabeza de pozo cercano.

A veces, cuando se utiliza una cabeza de pozo como segundo polo, la relación señal/ruido es alto (ruido procedente de una bomba o tubería conectada a la cabeza de pozo).

En algunas ocasiones puede ser útil establecer dos juegos de antenas:

- Un juego para la recepción.
- Un juego para la emisión (transmisor).

#### **3.2.3.3.1.1 STRAP DE ANTENA DE SUPERFICIE**

Al colocar o retirar el STRAP de antenas de superficie en la parte posterior del transceptor, la configuración de antenas cambia:

- G debe estar siempre conectada al equipo de perforación (BOP o la estructura del equipo).

- STRAP conectado: la salida del emisor E y la entrada del receptor R están conectadas. Se conecta un solo juego de antenas. Esta configuración usa el conjunto de antenas como emisor y receptor a la vez.
- STRAP desconectado: la salida del emisor E y la entrada del receptor R son independientes. En esta configuración se deben conectar dos juegos de antenas, una para la emisión y otra para la recepción.

### 3.2.4 PRUEBAS Y VERIFICACIONES

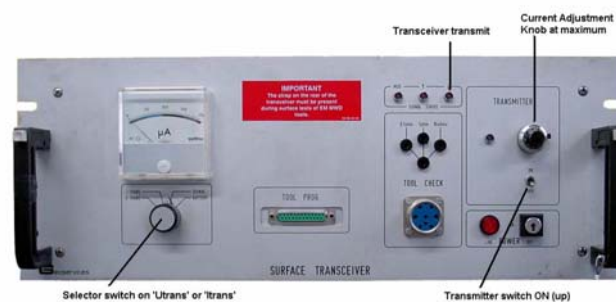


Figura 41. Vista Frontal del Transceptor.

#### 3.2.4.1 CONTROLES DE ANTENA DE SUPERFICIE

Las configuraciones de antena solo pueden compararse cuando la herramienta MWD está en el fondo del pozo, esta comparación se hace mediante la medición de la relación señal/ruido en cada conjunto de antenas.

La única manera de probar una antena de superficie sin la herramienta MWD de fondo es poner a prueba su resistencia mediante la emisión de una señal con el transceptor. Esta prueba solo puede ser eficaz en tierra. Un buen dipolo de antena de superficie tiene una resistencia entre 1 Ohm y 3 Ohm. Si la resistencia es inferior a 1 Ohm, la antena podría estar en corto circuito y solo se

estaría midiendo la resistencia del cable. En mar, en agua salada, la resistencia de la antena es a menudo menor que 1 Ohm, pero la antena es buena.

Un valor alto (mayor que 20 Ohm) significa que los cables no están conectados, o las formaciones superficiales son muy resistivas. Una antena de superficie de alta resistencia puede ser buena para la recepción de señal, pero no es eficaz para la emisión.

Cuando se instala dos juegos de antena, uno para emisión y otro para la recepción, se debe medir la resistencia de cada conjunto por separado. Compare las dos mediciones y elija la más eficiente. El STRAP de antena debe estar conectado durante estas pruebas.

#### 3.2.4.1.1 MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE ANTENAS DE SUPERFICIE

Cuando se conecta la antena en la parte posterior del transceptor, el interruptor del transmisor tiene que estar apagado.

1. Conecta la antena (BOP o estacas).
2. Encienda el transmisor y gire el potenciómetro del transmisor hasta llegar a la máxima corrida.
3. Cambie el switch del galvanómetro en el panel frontal a la posición de  $U_{trans}$  y mida el voltaje de transmisión. Cambie el switch a  $I_{trans}$  y mida el valor de la corriente de transmisión. Ambas mediciones deben realizarse durante la inyección de corriente.
4. Calcule la resistencia de antena de superficie.

$$R_{antsurf} = U_{trans} / I_{trans} \quad (1)$$

Esta resistencia de antena de superficie no es la misma que la resistencia de antena en el fondo del pozo calculada por la herramienta MWD.

- Utilice la tabla adjunta para convertir las lecturas de  $U_{trans}$  e  $I_{trans}$  de tensión y corriente.

Tabla 4. Lectura en Galvanómetro.

Meter reading	0	50	100	150	200
U (voltage)	0 V	5 V	10 V	15 V	20 V
I (current)	0 A	5 A	10 A	15 A	20 A

Análisis del resultado de la prueba de resistencia de antena.

Tabla 5. Resistencia de Antenas.

$R_{atmsurf} < 1 \text{ ohm}$	La antena podría estar en cortocircuito (puede ser normal si las cabezas de pozo o la línea de tubería se utilizan como antenas).
$1 \text{ ohm} < R_{atmsurf} < 5 \text{ ohm}$	Bueno para emisión y recepción.
$5 \text{ ohm} < R_{atmsurf} < 10 \text{ ohm}$	Aceptable para la emisión y recepción (emisión pobre).
$R_{atmsurf} > 10 \text{ ohm}$	Antena todavía se puede utilizar para la recepción, pero la transmisión puede ser defectuosa.

### 3.2.4.2 CAMBIOS EN LA CONFIGURACIÓN DE ANTENA DE SUPERFICIE

Esta medición se realiza si los cambios a la configuración de la antena de superficie son eficaces.

- Conectar el multímetro (como se muestra en la figura) para medir con precisión la corriente enviada con el transceptor a través de la antena de tierra.

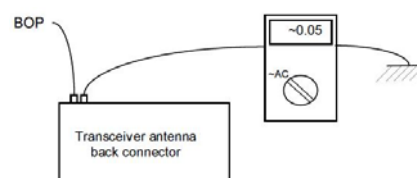


Figura 42. Medición con Multímetro de la Resistencia de antenas.

- Seleccione en el multímetro la opción de corriente alterna.

3. El valor mostrado oscilará inconsistentemente, pero se debe definir un máximo valor para  $I_{ant}$ . Este valor se calcula con la siguiente ecuación:

$$R_{antsurf} = 15V / I_{ant} \quad (2)$$

Dónde: 15V es constante, es el voltaje de la batería.

Este procedimiento es útil cuando se utilizan varias estacas como antena. El aumento del número de estacas permite aumentar la corriente inyectada hacia el suelo. La formación de superficie puede no ser homogénea por lo que las corrientes pueden variar entre 50 mA hasta 200 a 300 mA.

### 3.2.4.3 PRUEBA DEL TRANSMISOR DE LA HERRAMIENTA DE FONDO

Al hacer la prueba del transmisor MWD, asegúrese de que todas las antenas se han desconectado, y que el STRAP del panel posterior esté en su lugar.

Hay dos entradas de señal:

- En la parte posterior a través de los conectores de antena.
- En el panel frontal a través del conector de comprobación de la herramienta.

La señal que entra a través del conector de la herramienta es dividida (atenuado) por N, la posición del STRAP selecciona la resistencia de la carga, para poder probar la sonda MWD.

Tabla 6. Atenuación para Prueba del Strap.

Posición de STRAP	OFF	10 OHM	1 OHM	0.1 OHM
N (atenuación)	100	1000	10000	100000

La función principal de la carga del transceptor es aplicar al transmisor de la Herramienta Electromagnética una resistencia que simula la resistencia de

antena en el fondo del pozo ( $R_{ant}$ ) que puede encontrar durante la perforación. Esta prueba se hace para determinar si la herramienta Electromagnética puede transmitir con la potencia necesaria para realizar el trabajo desde el fondo del agujero.

A continuación se muestran las corrientes transmitidas por la Herramienta Electromagnética:

Tabla 7. Corrientes de Transmisión de la Herramienta EMPulse.

Posición de STRAP	OFF	10 OHM	1 OHM	0.1 OHM
$I_{low}$ ( 1.4 A)	0.15 mA	1.4 A	1.4 A	1.4 A
$I_{med}$ ( 3 A)	0.15 mA	1.5 A	3 A	3 A
$I_{high}$ ( 10 A)	0.15 mA	1.5 A	10 A	10 A

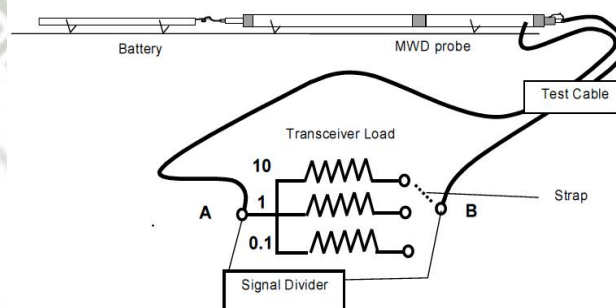


Figura 43. Diagramas de conexión para Prueba de Strap.

La tensión mínima entre los puntos A y B del transceptor es:

$$U = I * R \quad (3)$$

Donde:

$R = 0.1$  Ohm (posición del STRAP para carga mínima del transceptor),

$I = 1.4$  A (mínima corriente emitida por la EM MWD),

Por lo que:  $U = 1.4$  V. Este valor es más alto que el rango de medición del transceptor (15 mV), por lo que la señal de la herramienta EM MWD tiene que ser dividida.

La tensión entre A y B (misma tensión en los polos de la herramienta EM MWD es:

$$U = \text{LOAD} * \text{Emitting Current} \quad (4)$$

Donde:

El máximo voltaje de batería es de 15 V.

Tabla 8. Voltajes de Transmisión de la Herramienta EMPulse.

Posición de STRAP	OFF	10 OHM	1 OHM	0.1 OHM
$I_{\text{low}}$ ( 1.4 A)	15 V	14 V	1.4 V	0.14 V
$I_{\text{med}}$ ( 3 A)	15 V	15 V	3 V	0.3 V
$I_{\text{high}}$ ( 10 A)	15 V	15 V	10 V	1 V

Como el rango de medición de la señal del transceptor es de 0 – 15mV en LOW GAIN y 0 – 0.66mV en HIGH GAIN, la señal de entrada del transceptor tiene que ser dividida para definir la diferencia entre las configuraciones de prueba de superficie.

Apague el transmisor y conecte el cable de prueba de superficie de la herramienta en la parte frontal del transceptor y luego a la sonda MWD.

El STRAP para seleccionar la carga resistiva debe estar en 10 Ohm antes de conectar la batería a la sonda MWD. Si la señal es pobre cuando se conecta la batería, retire el STRAP del selector de resistencia de carga y sincronice el transceptor.

Cambie la posición del STRAP para seleccionar la carga resistiva y poder verificar la corriente de emisión de la sonda MWD. Para un trabajo estándar de la herramienta electromagnética, la herramienta debería ser testada con una carga de 1 y 10 Ohm. La posición de 1 Ohm drenará rápidamente la batería MWD (cuando la herramienta está programada para transmitir en 10 A), entonces use esta posición para una prueba rápida. Cuando el test de

transmisión de la herramienta electromagnética está hecho, el STRAP se debe retirar para evitar que la batería se consuma rápidamente.

La señal que entra por el conector de comprobación de herramienta se divide (atenuación) en 1000. La señal en la tabla de abajo se debe medir por el transceptor. Los valores indicados en la tabla no son exactos debido a que el valor de la señal depende de la calidad del cable de prueba de superficie (resistencia).

Tabla 9. Voltajes Recepcionados por el Transceptor de la Herramienta EMPulse.

Posición de STRAP		OFF	10 OHM	1 OHM	0.1 OHM
Corriente de emisión	I <sub>low</sub>	15 mV	14 mV	1.4 - 2 mV	0.14-0.2 mV
	I <sub>med</sub>	15 mV	15 mV	3 - 4 mV	0.3 - 0.4 mV
	I <sub>high</sub>	15 mV	15 mV	10 mV	1 mV



Figura 44. Posición del Strap y del conector del Prueba.

Con baterías de alta temperatura la máxima corriente permitida es 6 A.

#### 3.2.4.4 AJUSTE DE CORRIENTE DEL TRANSMISOR

Cuando se realiza la medición de resistencia de antena de superficie, se ajusta la corriente del transmisor a su máxima emisión. El transmisor inyecta la máxima corriente a través del conjunto de antena emisora.

En algunas zonas no se necesita la potencia máxima de inyección y para alargar la vida del transmisor se recomienda disminuir la corriente de transmisión, esto se realiza ajustando el potenciómetro del transmisor.

#### **3.2.4.4.1 ENCONTRANDO LA CORRIENTE DE TRANSMISIÓN MÁS EFICIENTE**

El nivel de ruido en fondo es superior cuando se está rotando y con bombas adentro, por lo que es necesaria una alta corriente de transmisión.

Para encontrar la corriente óptima para el trabajo, se debe disminuir la corriente de inyección del transmisor hasta que la herramienta MWD comience a transmitir TIME OUT. Tenga en cuenta la última corriente de emisión (que se muestra en la perilla del potenciómetro o leer el galvanómetro del panel frontal), a continuación, aumente la corriente de transmisión por incrementos de 0.5 A hasta que los TIMES OUT desaparezcan. Esta es entonces la corriente de transmisión óptima.

### **3.2.5 SINCRONIZACIÓN**

#### **3.2.5.1 SINCRONIZACIÓN DEL TRANSCPTOR CON LA HERRAMIENTA EMPULSE**

##### **3.2.5.1.1 GENERAL**

La herramienta Electromagnética transmite una señal de onda sinusoidal. Para decodificar la señal correctamente, el transceptor tiene que ser sincronizado en el punto más alto de la amplitud de la señal emitida por la herramienta en fondo y que es "recogida" en la superficie.

La señal de la herramienta Electromagnética se muestra en dos ejes, eje X (Tiempo de referencia del transceptor para la sincronización), y eje Y (90 grados desfasada).

Es importante que el transceptor este bien sincronizado con la Herramienta MWD. Esto asegura que los datos enviados por la Herramienta MWD se interpreten correctamente por el transceptor, y que los comandos enviados por el transceptor sean interpretados correctamente por la herramienta MWD. Para asegurar la sincronización, la herramienta emite un código de sincronización (normalmente se hace referencia como la señal de "sincronización") al comienzo de cada trama de datos (cada ciclo).

Cuando el transceptor está bien sincronizado, toda la señal de la herramienta se muestra en el eje X. A veces, la parte principal de la señal de herramienta puede ser visto ya sea en el eje X o en el eje Y, dependiendo del desfase entre la señal decodificada y la referencia de transceptor.

Con el tiempo, se puede producir un desfase de señal. Cuando se muestra la señal de la herramienta, una pequeña cantidad de la señal se puede mostrar en el eje Y. Si ese desfase es pequeño (menos de 2 bits), el modo de sincronización automática puede ser elegido y los datos recibidos aun serian buenos, el transceptor ajustará automáticamente la referencia de sincronización al ciclo de la herramienta. Cuando el transceptor detecta datos incorrectos, no se producirá automáticamente la corrección. Si el desfase es mayor a 2 bits, el transceptor tampoco podrá restablecer automáticamente la referencia sincronizada y el operador MWD tiene que restablecer la sincronización haciendo una re-sincronización manual.

En el arranque, la herramienta y el transceptor deben sincronizarse manualmente.

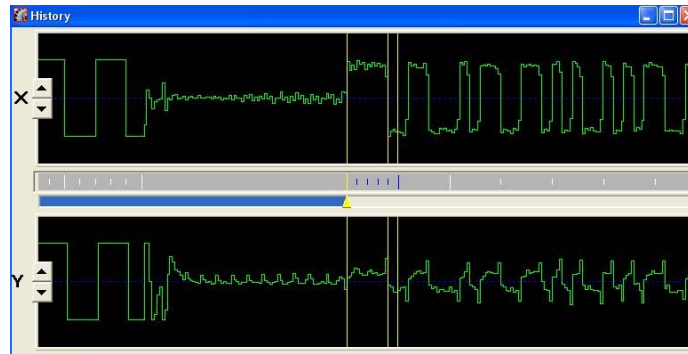


Figura 45. Sincronización de Señal.

### 3.2.5.1.2 LA SEÑAL DE SINCRONIZACIÓN

La herramienta debe estar sincronizada en la superficie en el comienzo de cada carrera. La herramienta también se puede sincronizar en el fondo del pozo, pero esto debe hacerse sólo si se está seriamente fuera de sintonía durante la carrera pues los ajustes menores no tendrían éxito.

1. En la ventana de Comms EM, haga clic en el botón de sincronización

**Synchro** para solicitar la comunicación sincronizada con el transceptor. El botón cambia de aspecto y se vuelve verde después de que se hizo la petición **Synchro**.

2. Aparecerá la pantalla Sincronización de Transceptor mostrando un gráfico de la señal del transceptor de superficie y el de la herramienta electromagnética antes de que se haya sincronizado.

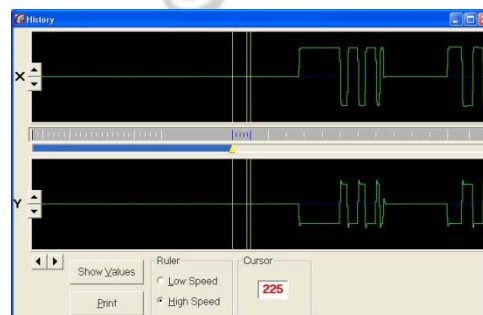




Figura 46. Inicio de Sincronización de Señal.

- **Ventanas de los ejes X e Y:** Estas dos ventanas gráficas superiores representan la señal de la herramienta en los ejes de medición interno del equipo. Estas muestran curvas "instantáneas" de la transmisión en tiempo real.
- **Flechas verticales:** Haga clic en el botón arriba o abajo  para expandir o comprimir la escala vertical de la señal.
- **Flechas horizontales:** Haga clic en el botón de izquierda o derecha  para expandir o comprimir la escala horizontal de la señal.
- **Regla de Bit:** Aparece entre las ventanas X e Y. Cada trazo define una muestra de datos de la señal. La regla cambia según la velocidad de transceptor. Un gran trazo define el tipo de bit (es decir, sincronización, binomio).
- **El Cursor:** Son las líneas amarillas verticales utilizadas para fijar la posición de la señal de referencia sincronizada. Se puede mover arrastrando el triángulo amarillo a lo largo de la regla de bits para marcar el inicio de la señal de sincronización. El cursor se extiende por 5 bits en la regla (4 bits con valor "1" y 1 bit de "0").

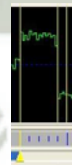


Figura 47. Cursor para cuadrar la señal.

### 3.2.5.1.3 RECONOCIMIENTO DE LA SEÑAL DE SINCRONIZACIÓN

Primero apague el interruptor de transmisión. Esto asegura que no hay envíos de datos por parte del transceptor y que puedan aparecer datos

montados sobre la señal de sincronización pues esto escondería la señal de la herramienta de fondo. Esto permite fácilmente la identificación de la herramienta de fondo con respecto del ruido.

Para sincronizar manualmente el tranceptor con la señal de la herramienta de fondo se debe presionar el botón **Synchro**, esto hará que el tranceptor detenga la decodificación y espere a la orden de nueva referencia o cancelar. Esta es la principal diferencia entre las opciones: **Synchronisation Transceiver and Signal**.

Para resumir brevemente la sincronización tranceptor:

1. Mueva el cursor al principio del bit de sincronización.
2. Validar la posición del cursor como la nueva referencia de sincronización, haga clic en el botón "Sincronizar" **Synchronize**.
3. Si aún no es necesaria la sincronización, haga clic en el botón "Cerrar".
4. Volver a repetir el procedimiento.

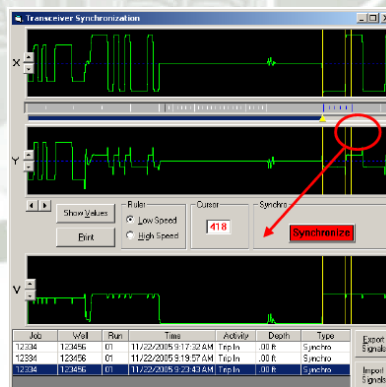
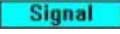



Figura 48. Etiqueta de Sincronización.

### 3.2.5.1.4 CONFIRMACIÓN DE LA SINCRONIZACIÓN

En este punto, se recomienda verificar que el tranceptor esté sincronizado con la señal de la herramienta. Este proceso permite la verificación y ajustes

menores o puesta a punto para un rendimiento óptimo. Esto se hace de la siguiente manera:

1. Haga clic en el botón de la “señal”  para pedir una señal de herramienta. El botón cambia de apariencia después de realizar el pedido .
2. Cuando se recibe la visualización de la señal de sincronización, el cursor amarillo y la señal de sincronización de la herramienta deben estar superpuestas.

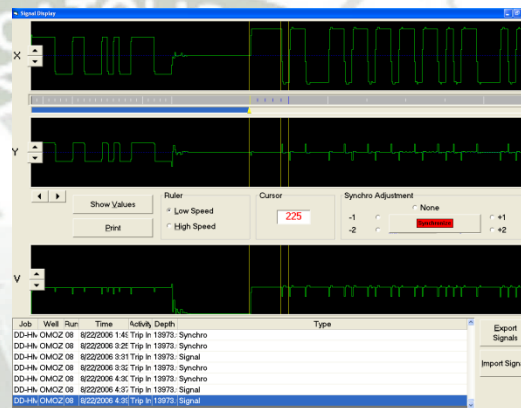


Figura 49. Solicitud de Señal.

3. En esta ventana también podemos ajustar la sincronización hasta en 2 bits a la izquierda o derecha.



Figura 50. Ajuste de bits de Sincronización.

### 3.2.6 ÓRDENES Y PEDIDOS

La señal electromagnética de comunicación entre el transceptor y la herramienta de fondo está formada de 3 partes:

- Señal de Telecomando.
- Tiempo de espera.
- Señal de Respuesta.

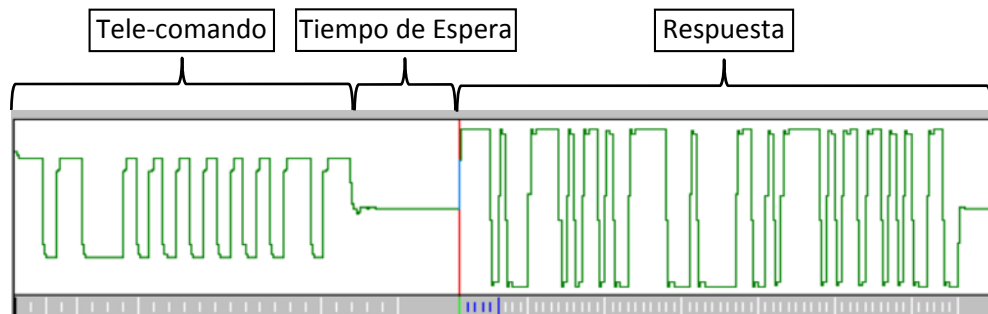


Figura 51. Partes de la Trama de datos.

### 3.2.6.1 TELECOMANDO DEL TRANSECTOR DE SUPERFICIE

Las instrucciones pueden ser enviadas por el transmisor-receptor de superficie para cambiar algunos ajustes de herramientas MWD (emisión de corriente, tiempo de espera, etc.) para adaptarse a las condiciones locales. Sólo se aceptarán órdenes si el transeccionador de superficie se sincroniza correctamente con la herramienta MWD.

La sincronización con la herramienta MWD tiene que ser comprobada antes de enviarle cualquier pedido.

Para aumentar la fiabilidad de telemando, y reducir la posibilidad de que el ruido electromagnético se interprete como una orden de telemando, la herramienta MWD no aceptará una señal como una orden hasta que esta haya decodificado dos peticiones consecutivas diferentes definiendo la misma orden.

El mensaje de telemando enviado al MWD se compone de 3 datos de telemando y 2 datos de control:

- Sincronización
- Formato
- Trama de datos
- Dirección / código de pedido
- CRC

El mensaje de telemando se envía siempre a baja velocidad. Un bit de baja velocidad se compone de 8 "muestras de señal".

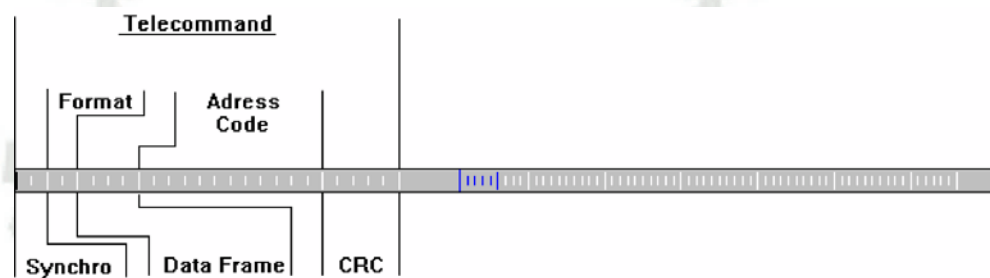


Figura 52. Partes del Tele comando.

### 3.2.6.1.1 SINCRONIZACIÓN

Los datos de sincronización están formados por 2 bits y dan aviso a la herramienta de fondo el inicio de telemando.

### 3.2.6.1.2 FORMATO

“Formato” es un dato de 2 bits que define si el transceptor envía un pedido a la herramienta MWD, o solicita de la herramienta MWD una trama de datos estándar (binomio / quintuple).

Tabla 10. Descripción del código de Formato.

Formato	Alimentación CDS	Dirección / Pedido
0	On	Dirección
1	Off	Dirección
2	On	Pedido
3	Off	Pedido

No se utiliza la definición de Alimentación CDS. Para evitar cualquier problema, el paquete de sensores direccionales se alimenta cada vez que se solicita información direccional.

#### **3.2.6.1.3 TRAMA DE DATOS**

“Trama de Datos” (binomio/quíntuple), está formado de 4 bits que definen el número de trama de datos que la herramienta MWD tiene que enviar. Los datos enviados son una función de la versión del software cargado en la herramienta MWD. Hasta 32 tramas de datos se pueden solicitar para la G4 Plus.

#### **3.2.6.1.4 DIRECCIÓN O CÓDIGO DE PEDIDO**

Se define como una dirección cuando el formato es igual a 0 ó 1. Se utiliza como un código de redundancia para confirmar el telemando. La dirección tiene que ser 3235. Si la herramienta MWD no decodifica esta dirección (3235) y se da por bueno el CRC, entonces la herramienta MWD cambiará al modo “Time Out”.

Se define como un Código de Pedido cuando el formato es igual a 2 ó 3. Se utiliza para cambiar la configuración (set-up) de la herramienta MWD, por ejemplo, emisión de corriente actual, el “Time Out”, etc.

Tabla 11. Códigos de Ordenes.

Order	Code
Low Speed (first order)	1308
Low Speed (second order)	1295
High Speed (first)	1365
High Speed (second)	1331
llow (first)	804
llow (second)	785
lmed (first)	987
lmed (second)	1006
lhigh (first)	999
lhigh (second)	1011
Lock (first)	355
Lock (second)	3128
Unlock (first)	526
Unlock (second)	3814
GTF (first)	396
GTF (second)	3895
MTF (first)	3528
MTF (second)	1143
Time-out (first)	1536 + n
Time-out (second)	1792 + n

Donde “n” es el número de secuencia de “Time Out”.

### 3.2.6.1.5 CRC (CYCLE REDUNDANCY CHECK) VERIFICACIÓN DE PARIDAD

Es el código que se verifica para comprobar la validez de los datos transmitidos, la verificación de paridad que se realiza es la de “Paridad Impar”.

### 3.2.6.2 TIEMPO DE ESPERA

El “Tiempo de Espera” tiene una duración de 5 segundos, durante esta espera la herramienta MWD toma el survey, si así lo quiere, o realiza la lectura de datos de los demás sensores y los prepara para el envío a superficie.

### 3.2.6.3 SEÑAL DE RESPUESTA

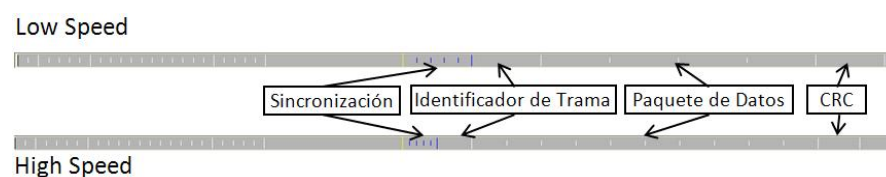


Figura 53. Partes de la Trama de Respuesta.

### 3.3 HERRAMIENTA DE FONDO EMPULSE

#### 3.3.1 ENSAMBLADO DE LA HERRAMIENTA DE FONDO

- **PASO 1:** Identificación de la LEC, LEC G4 FISHING HEAD y LEC G4 HEAD.



Figura 54. Partes de la Antena de Fondo.

- **PASO 2:** Ensamblado y ajuste de Cabezal de Antena y Antena.

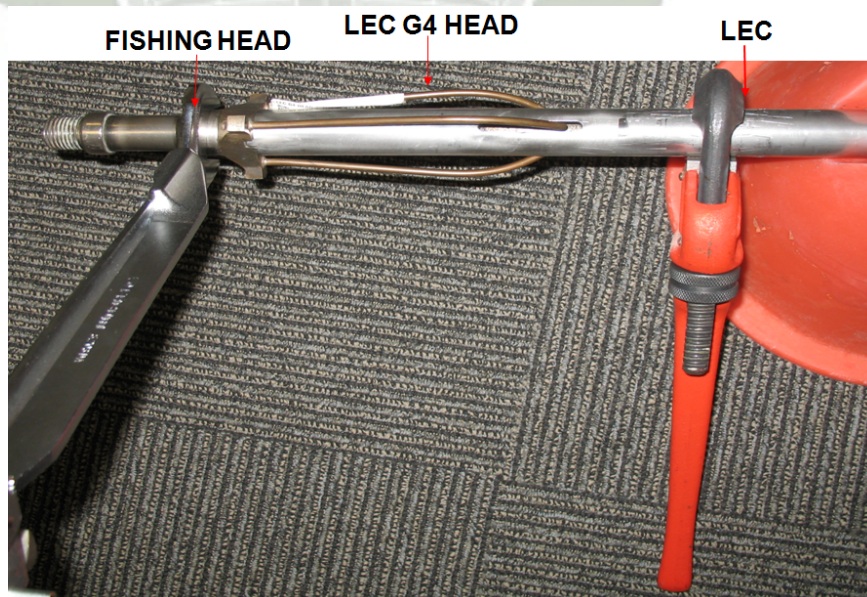


Figura 55. Ajuste de la Antena de Fondo.

- **PASO 3:** Reconocimiento de Probeta G4 (BTR - CDS), TRIPOD y TRIPOD SLEEVE.



Figura 56. Antena de fondo y Probeta G4.

- **PASO 4:** Ensamblado y ajustes de la Probeta G4 (BTR - CDS), y Antena.



Figura 57. Ajuste de Antena de fondo y Probeta G4.

- **PASO 5:** Reconocimiento del Centralizador y Camisa de Probeta G4 (BTR - CDS), y Antena.

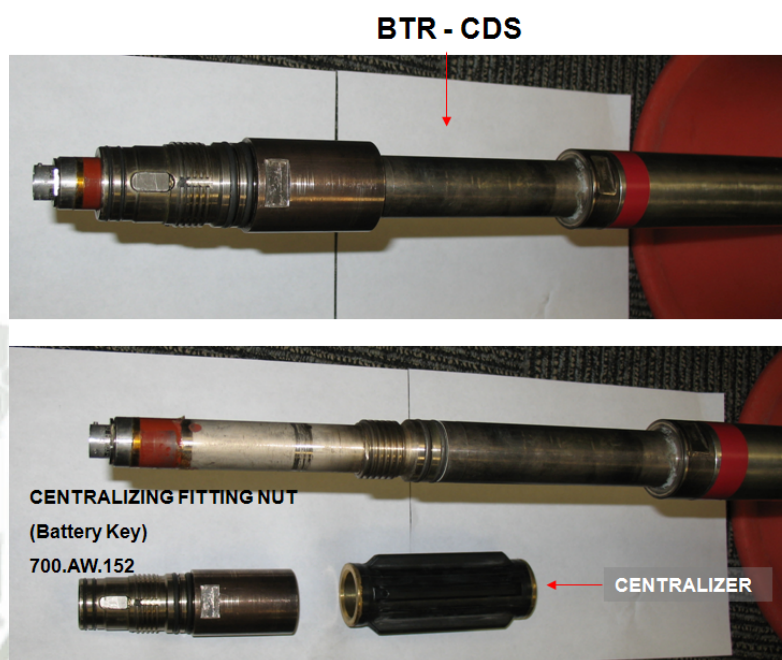


Figura 58. Centralizador y Tapón de G4.

- **PASO 6:** Ensamblado y ajuste del Centralizador a Probeta G4 (BTR - CDS), y Antena.



Figura 59. Instalación del Centralizador en G4.

- **PASO 7:** Reconocimiento de la Conexión de la Batería de Litio.



Figura 60. Conector de Batería.

- **PASO 8:** Conexión Eléctrica de la batería de Litio con Probeta G4 (BTR - CDS).



Figura 61. Conexión de Batería con Probeta G4.

- **PASO 9:** Ensamblado de Batería con Probeta G4 (BTR - CDS), y Battery Presser.



Figura 62. Ensamblado de Batería a G4 y de Pressor de Batería a Batería.

- **PASO 10:** Ensamblado de Battery Housing con Probeta G4 (BTR - CDS).



Figura 63. Ensamblado de Battery Housing con Probeta G4.

- **PASO 11:** Ajuste de Battery Housing con Probeta G4 (BTR - CDS).



Figura 64. Ajuste de Battery Housing con Probeta G4.



Figura 65. Ajuste de Tapón de G4 al Centralizador.



Figura 66. Ajuste de Battery Housing con Tapón G4.

- **PASO 12:** Reconocimiento de Probeta de Gamma Ray, Centralizing Fitting CSGX/GR y Centralizing Fitting Nut.



Figura 67. Partes del Centralizing Fitting.



Figura 68. Probeta de Gamma Ray.

➤ **PASO 13:** Diferencia entre partes de la Herramienta EMPulse y HyperPulse.



Figura 69. Distinción de Partes en el Ensamblado.

➤ **PASO 14:** Ensamblado y ajuste de la Probeta Gamma Ray, Centralizing Fitting CSGX/GR y Centralizing Fitting Nut.



Figura 70. Ajuste Probeta Gamma Ray, Centralizing Fitting y Centralizing Fitting Nut.

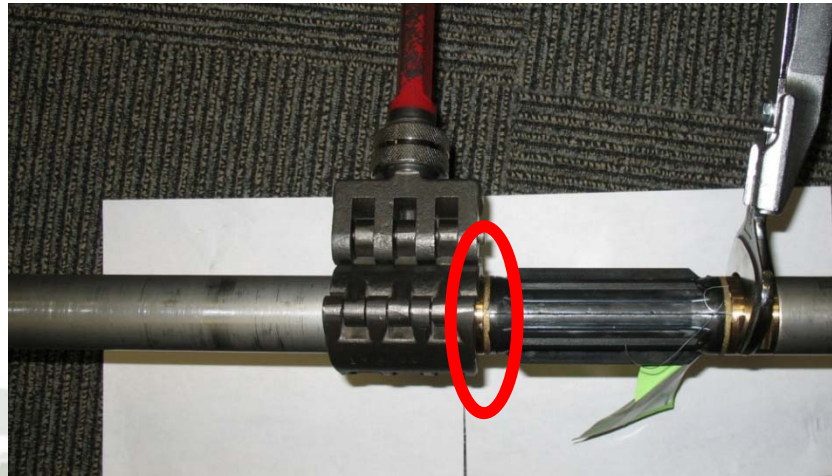


Figura 71. Ajuste de Probeta GR con Centralizador.



Figura 72. Ajuste de Battery Housing con Centralizing Fitting CSGX/GR.

- **PASO 15:** Reconocimiento de G4 Centralizing Fitting No Coax, G4 Extension y G4 Centralizing Fitting Bull Pulg.



Figura 73. Partes de Centralizing Fitting No Coax.

- **PASO 16:** Ensamblado y ajuste de G4 Centralizing Fitting No Coax, G4 Extension y G4 Centralizing Fitting Bull Pulg.



Figura 74. Ensamblado del Centralizing Fitting No Coax.



Figura 75. Ajuste de la Extensión a la Probeta GR.

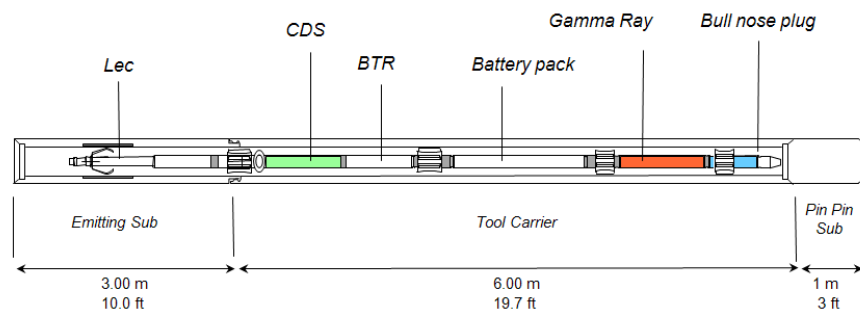


Figura 76. Ajuste de la Extensión al Centralizing Fitting Bull Plug.



Figura 77. Ajuste del Centralizador del Centralizing Fitting Bull Plug.

➤ **PASO 17:** Sonda EMPulse en el interior del tubular de perforación.



Note: Longitudes pueden variar de acuerdo al OD del tubular



Figura 78. Sonda EMPulse al interior de Tubería de Perforación y Diámetros de Tubería.

### 3.3.2 INSERCIÓN A LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN

#### 3.3.2.1 TUBULARES DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL

Los collares o tubulares de perforación de material Monel se utilizan en la construcción de pozos direccionales de petróleo y/o gas. Sus propiedades no magnéticas favorecen y permiten adquirir datos de forma rápida y más precisa. Su uso permite reducir los riesgos y disminuye el costo de la perforación direccional. La reducción del costo proviene de la capacidad de adquirir datos en tiempo real de las herramientas MWD/LWD que contienen magnetómetros. Los magnetómetros si no están rodeados de un material no magnético (monel, inonel, Cu-Be, o no magnético de acero) no serán capaces de leer el campo magnético de la tierra sin ser interferidos y darán una lectura incorrecta.

El Monel es una marca comercial de Special Metals Corporation que es una aleación principalmente compuestas de níquel (hasta 67%) y cobre, con un poco de hierro y otras trazas de elementos. La aleación Monel fue creado por David H. Browne, jefe metalúrgico de aleación de la International Nickel Co.



Figura 79. Reconocimiento de los Tubulares del Conjunto EMPulse.

##### 3.3.2.1.1 TUBULAR EMITTING SUB

Este Collar debe tener las siguientes características:

- Debe tener entre 3.0 m a 3.2 m de largo (9,84 pies a 10,49 pies).
- En todos sus tamaños este collar tiene conexiones caja y pin.

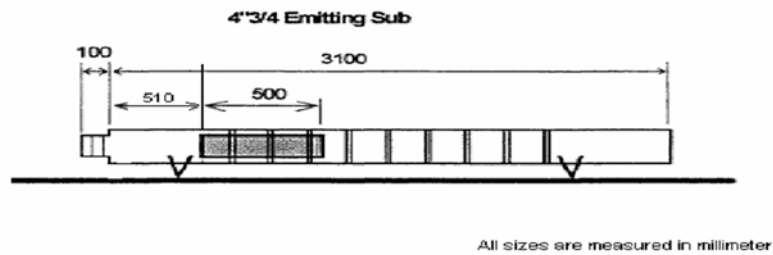
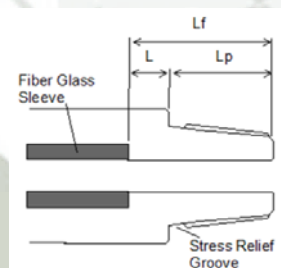


Figura 80. Descripción del Emitting Sub.

- La manga o camisa de fibra de vidrio debe tener 50 cm de largo (1,64 pies) y se ubica cerca a la parte inferior de collar (pin).
- La distancia máxima de la camisa de fibra de vidrio es de 51cm (1,67 pies) desde el sello inferior del collar (pin).
- La distancia mínima de la camisa de fibra de vidrio es 8 cm (0.26ft) desde el sello inferior del collar (pin).



La medición de la distancia "L" de la camisa de fibra de vidrio hacia el hombro del PIN es necesario para estimar la vida del Emitting Sub. Esta NO debe ser inferior a 3" (8 cm)

Figura 81. Medida de la distancia de la camisa de fibra de vidrio al sello del Tubular.

- La Resistencia mínima del collar es de 100 ohm.m y se mide entre los extremos del collar.



Figura 82. Medida de la Resistencia en el Emitting Sub.

### 3.3.2.1.2 TUBULAR TOOL CARRIER

Este Collar debe tener las siguientes características:

- Cumple la función de albergar la herramienta MWD.
- Lleva marcado en el exterior la línea de orientación en la parte superior como inferior del collar.
- El collar en todos sus diámetros (4 3/4" - 9 1/2") debe medir 6.0 m (19.69 pies) de largo, con conexiones caja – caja.
- En su interior lleva la guía de orientación y el asiento en la que reposa la herramienta electromagnética en su configuración de solo direccional.

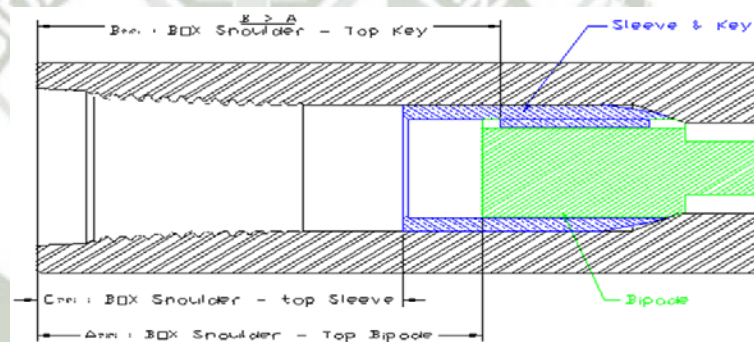


Figura 83. Descripción del Tubular Tool Carrier.



Figura 84. Interior del Tool Carrier con camisa y guía de orientación.

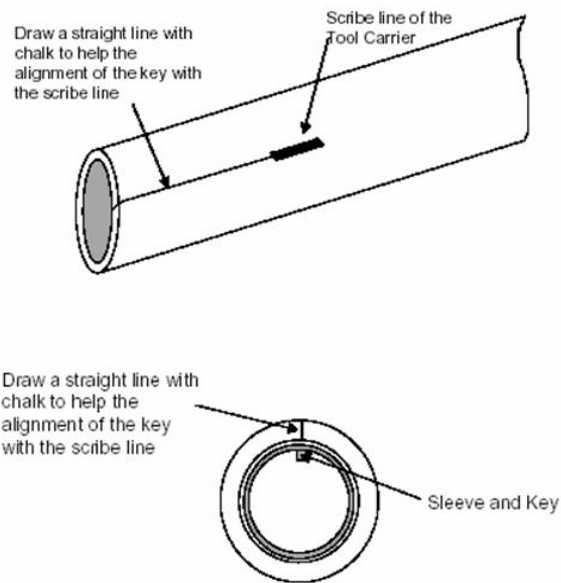


Figura 85. Características del Tool Carrier.

### 3.3.2.1.3 TUBULAR PIN-PIN

Su función principal es la de interconectar la parte inferior del Tool Carrier que tiene conexión caja con la conexión del Mule Shoe, que también es caja.



Figura 86. Tubular Cross Over Pin - Pin.

### 3.3.2.1.4 MULE SHOE

Este collar tiene las siguientes características:

- Es el encargado de sujetar la herramienta MWD.
- En este collar se ubica el Puerto de Presión, que comunica la Presión Anular con el sensor de la herramienta MWD a través del Stinger.
- En su interior encontramos una camisa y una guía de orientación semejante al del Tool Carrier.

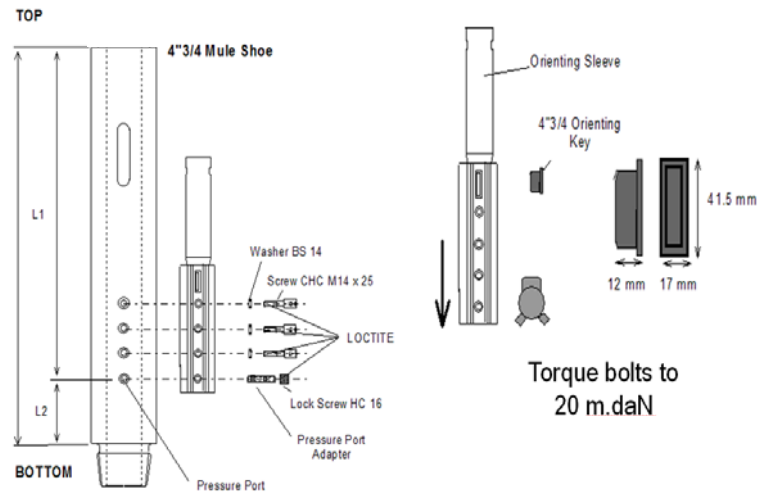


Figura 87. Descripción del Tubular Mule Shoe.

### 3.3.2.2 INSERCIÓN DE LA SONDA EMPULSE EN TUBULAR DE DIÁMETRO DELGADO.

1. Instale el Emiting Sub, el Tool Carrier del MWD y el Mule Shoe en el BHA. Asegúrese de ajustar con el torque adecuado las conexiones de los tubulares. Coloque un cable eléctrico desnudo alrededor de la Emiting Sub (shunt), use cinta adhesiva de alta resistencia para mantenerlo en su lugar.

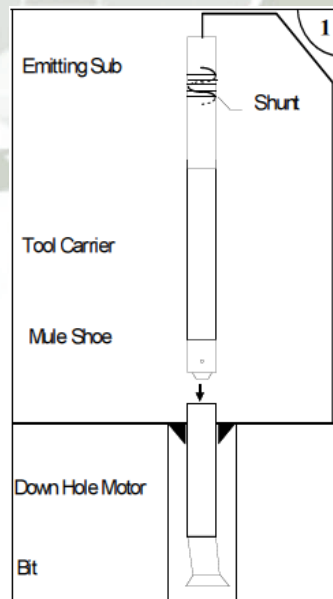


Figura 88. Izaje del conjunto de Tubulares.

- Mida en sentido horario el Tool Face Offset (ángulo de desfase) desde el Puerto de Presión del Mule Shoe hasta el Scribe Line del motor de fondo.

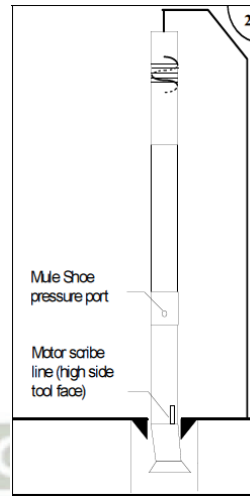


Figura 89. Medición del Tool Face Offset.

- Conecte el terminal de puesta a tierra del Rig Floor a el Tool Carrier y cierre el circuito Tool Carrier/Rig Floor. Unte un poco de grasa de DC en las alas de los centralizadores para ayudar a la herramienta Electromagnética a deslizarse al interior del Tool Carrier. Empuje la herramienta Electromagnética varias veces hasta que se oriente y se asegure bien en el Mule Shoe.

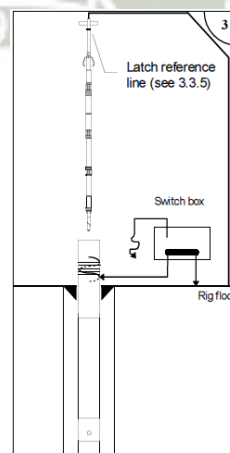


Figura 90. Izaje de la Sonda EMPulse.

4. Libere la Lifting Hook de la T-key. Desenrosque la T-Key y guárdela en la Tool Box.

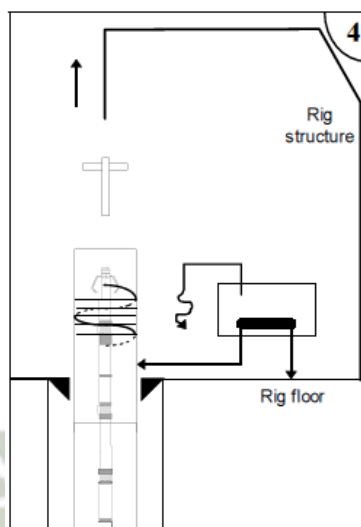


Figura 91. Desconexión de herramienta de pesca luego de inserta la Sonda.

5. Asegúrese de que el interruptor correspondiente a la línea libre de la puesta a tierra está en OFF, a continuación, conecte el cable de la caja de conexiones a la parte superior del Emitting Sub. Cierre el circuito Tool Carrier/Emitting Sub. Libere el cable pelado del Emitting Sub.

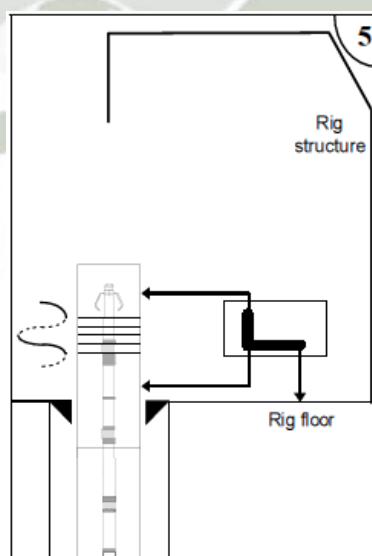


Figura 92. Desconexión de Cable de Seguridad contra shock eléctrico.

- Abra todos los circuitos. Desconecte todos los cables y lleve el BHA hacia abajo.

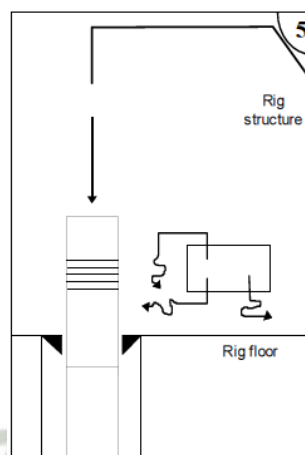


Figura 93. Descenso del Conjunto Direccional.

La inserción de la Herramienta Electromagnética en agujero de diámetro pequeño está realizada.

### 3.3.2.3 INSERCIÓN DE LA SONDA EMPULSE EN TUBULAR DE DIÁMETRO GRANDE.

- Instale el Tool Carrier del MWD y el Mule Shoe en el BHA. Asegúrese de ajustar con el torque adecuado las conexiones de los tubulares.

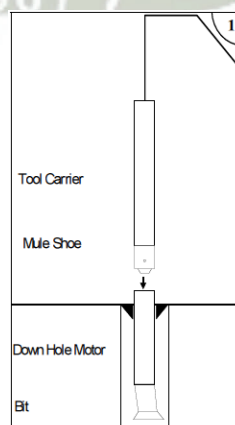


Figura 94. Izaje del conjunto de Tubulares.

2. Mida en sentido horario el Tool Face Offset (ángulo de desfase) desde el Puerto de Presión del Mule Shoe hasta el Scribe Line del motor de fondo.

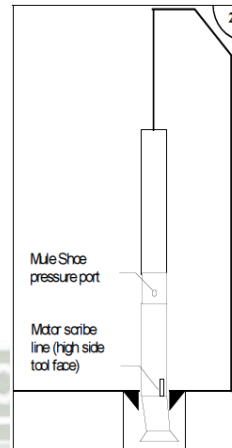


Figura 95. Medición del Tool Face Offset.

3. Conecte el terminal de puesta a tierra del Rig Floor al Tool Carrier y cierre el circuito Tool Carrier/Rig Floor. Unte un poco de grasa de DC en las alas de los centralizadores para ayudar a la herramienta Electromagnética a deslizarse al interior del Tool Carrier. Empuje la herramienta Electromagnética varias veces hasta que se oriente y se asegure bien en el Mule Shoe.

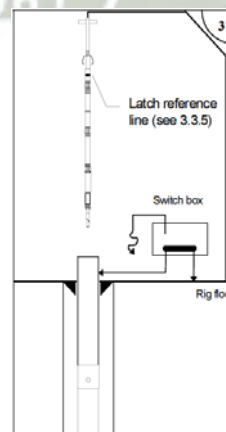


Figura 96. Izaje de la Sonda EMPulse.

- Libere la Lifting Hook de la T-key. Desenrosque la T-Key y guárdela en la Tool Box.

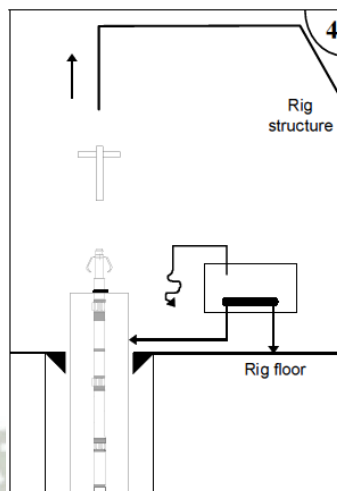


Figura 97. Desconexión de herramienta de pesca luego de inserta la Sonda.

- Coloque un cable eléctrico desnudo alrededor de la Emitting Sub (shunt). Conecte el cable libre en la parte inferior del Emitting Sub. Cierre el circuito Tool Carrier/Emitting Sub. Baje el Emitting Sub.

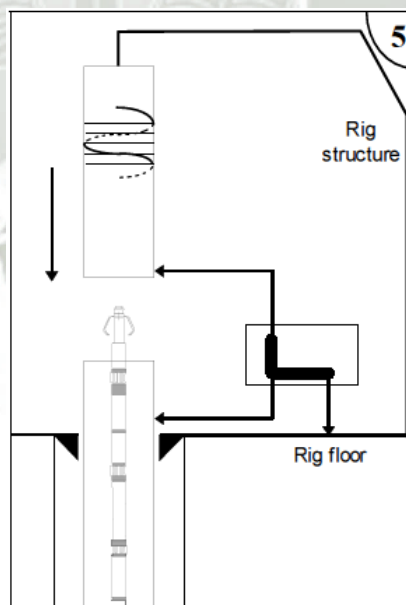


Figura 98. Izaje del Emitting Sub.

6. Abra todos los circuitos. Desconecte los cables de Tool Carrier y del Emitting Sub. Ajuste el Emitting Sub con la fuerza adecuada.

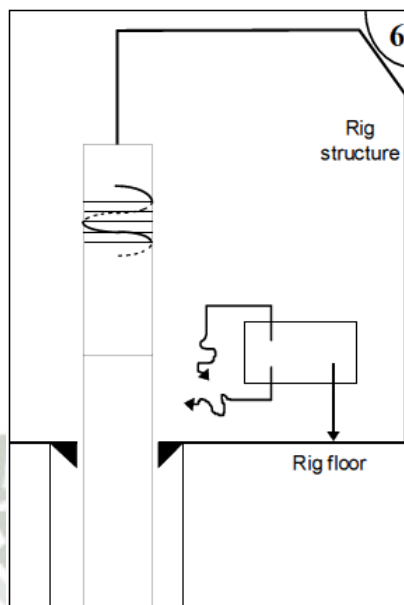


Figura 99. Ajuste del Emitting Sub con el Tool Carrier.

7. Conecte los cables libres en la parte inferior y superior del Emitting Sub, cierre el contacto Tool Carrier/Emitting Sub y retire el cable Shunt.

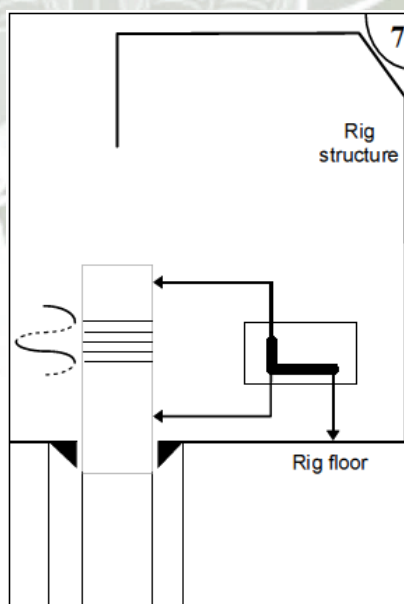


Figura 100. Desconexión de Cable de Seguridad contra shock eléctrico.

8. Abra todos los circuitos, desconecte todos los cables y lleve el BHA hacia abajo.

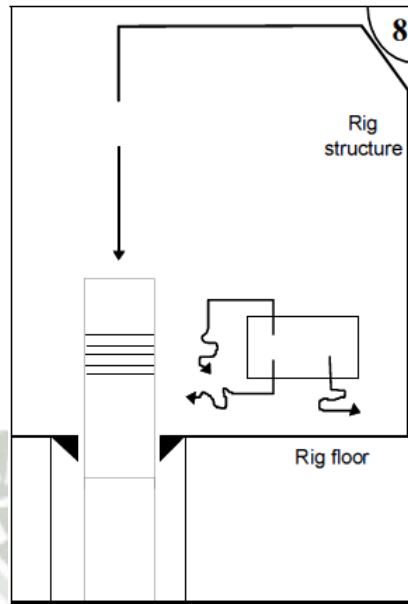


Figura 101. Descenso del Conjunto Direccional.

La inserción de la Herramienta Electromagnética en agujero de diámetro grande está realizada.

Es muy importante verificar algunas cosas durante el armado del conjunto direccional:

- La LEC Head debe quedar encima de la manga de fibra de vidrio.
- Los centralizadores deben quedar dentro del Tool Carrier.

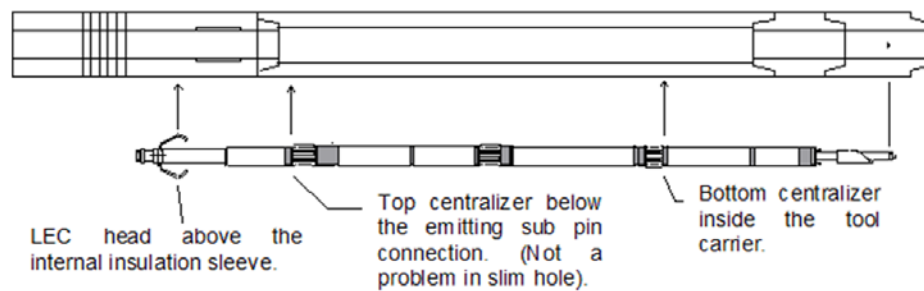


Figura 102. Descripción de Ubicación de la Sonda EMPulse al interior de los Tubulares.

### 3.3.3 ESPECIFICACIONES Y CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA EMPULSE

#### 3.3.3.1 ESPECIFICACIONES DE TORQUES DE LA SONDA EMPULSE

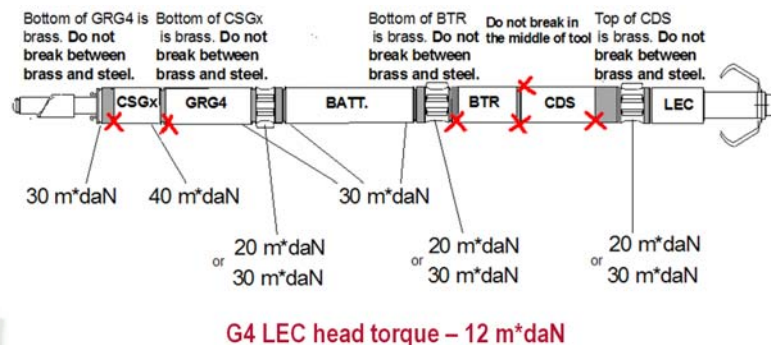


Figura 103. Ajustes de la Sonda EMPulse.

#### 3.3.3.2 PARÁMETROS DE MEDIDA EN TIEMPO REAL

##### 3.3.3.2.1 PARÁMETROS DIRECCIONALES

- Inclinación.
- Acimut.
- Tool Face Magnético.
- Tool Face Gravitacional.
- Campo Magnético DIP de la Tierra.
- Intensidad del Campo Magnético Terrestre.
- Campo Gravitacional.
- Temperatura.

##### 3.3.3.2.2 PARÁMETROS DE CONTROL DE TRANSMISIÓN

- Consumo de Batería.
- Nivel de Señal.
- Resistencia de Antenas.

### 3.3.3.2.3 PARÁMETROS DE EVALUACIÓN DE FORMACIÓN

- Rayos Gamma.
- Presión Anular del fondo del Hoyo.

### 3.3.3.3 CARACTERÍSTICAS Y ESPECIFICACIONES DE LA PROBETAS MWD

#### 3.3.3.3.1 PROBETA G4 PLUS

Esta probeta está formada de la unión de otras 2 probetas y estas son:

- Probeta BTR
- Probeta CDS

##### 3.3.3.3.1.1 PROBETA BTR (BOTTOM HOLE TRANSMITTER)



Figura 104. Ubicación de la Probeta BTR.

En la BTR reside la tarjeta controladora de la Herramienta Electromagnética y la EEPROM donde están gravados los programas de funcionamiento.

Sus funciones incluyen:

- Recibir comandos del Transceptor de Superficie y pedir la información de los sensores de rayos gamma, presión, direccionales, etc.
- Da las órdenes de encender y apagar al CDS.

- Adquiere los datos específicos de cada sensor y codifica la data para la transmisión Electromagnética en tiempo real.
- Emite el pulso electromagnético con la data adquirida desde los sensores.
- El intercambio de datos entre la BTR y los sensores se realiza por medio del Bus de Comunicación Serial (Conectores Tri-axiales).
- Para que la BTR funcione adecuadamente necesita tener una resistividad entre su cuerpo y el pin conector en el extremo superior de la herramienta de 12500 Ohms +/- 500 Ohms.

#### 3.3.3.3.1.2 PROBETA CDS (CLEVER DEVIATION SONDE)

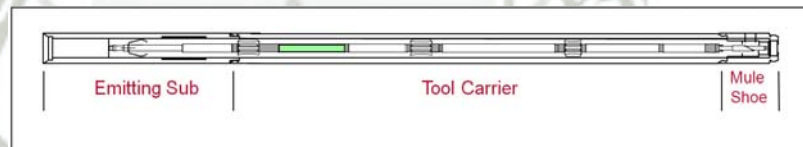


Figura 105. Ubicación de la Probeta CDS.

- Datos Generales
  - ✓ Diámetro Externo: 1 11/16" ó 43 mm
  - ✓ Longitud: 179" ó 4550 mm
  - ✓ Temperatura de Operación: 257 °F ó 125 °C estándar  
302 °F ó 150 °C opcional
  - ✓ Precisión de la Temperatura: ± 1.0 °C
  - ✓ Presión de Colapso: 15000 psi
  - ✓ Punto de Medida del Sensor: 440 mm medido desde la parte superior del sensor

➤ Precisión de Parámetros de Transmisión

✓ Inclinación

- Sensores: Conjunto Tri-axial de acelerómetros
- Datos Mostrados: Inclinación,  
Tool Face Gravitacional,  
Gx, Gy, Gz.
- Range:  $0^{\circ} - 128^{\circ}$
- Resolución:  $0.0625^{\circ}$
- Precisión:  $\pm 0.1^{\circ}$

✓ Acimut

- Sensor: Conjunto Tri-axial de magnetómetros
- Datos Mostrados: Acimut,  
Tool Face Magnético,  
Intensidad del Campo Magnético Terrestre,  
Campo Magnético del Angulo DIP,  
Bx, By, Bz.
- Rango:  $0^{\circ} - 360^{\circ}$
- Resolución:  $0.125^{\circ}$
- Precisión:  $\pm 1^{\circ}$  sí Inc  $> 5^{\circ}$   
 $\pm 2^{\circ}$  sí Inc  $< 5^{\circ}$

### 3.3.3.3.2 PROBETA DE BATERÍA

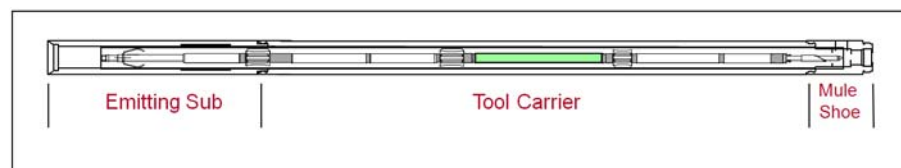


Figura 106. Ubicación de la Probeta de Batería.

- G4 UPB3 BT (100 ° C):
  - ✓ Hecha con 20 celdas.
  - ✓ 3.75 gr de litio en cada celda.
  - ✓ 75 gr en total de litio en el paquete de baterías.
  - ✓ Rango de temperatura de trabajo de -20 ° C / 100 ° C
- G4 UPB3 HT (150 ° C):
  - ✓ Hecha con 10 celdas.
  - ✓ 8,4 gr de litio en cada celda.
  - ✓ 84 gr en total de litio en el paquete de baterías.
  - ✓ Rango de temperatura de trabajo de -20 ° C / 150 ° C

**Nota:** En ambos paquetes se brinda protección por fusibles. Si la batería está en cortocircuito, el fusible se funde y el poder de las celdas no puede ser restablecido por medios normales.

- Especificaciones de Baterías
  - ✓ Diámetro Externo: 1 9/16” OD ó 40mm
  - ✓ Longitud Nominal: 70.7” ó 1796 mm

- ✓ Tipo de Celda: Rango Alto LiSOCl<sub>2</sub>
- ✓ Voltaje Nominal: 18V @ 1.5A
- ✓ Capacidad Nominal: 52 A-hr
- ✓ Máxima Temperatura Estándar de Operación: 212°F (100 °C)
- ✓ Máxima Temperatura Alta de Operación: 302° F (150 °C)

### 3.3.3.3.3 PROBETA GRG4 (GAMMA RAY GENERATION 4)

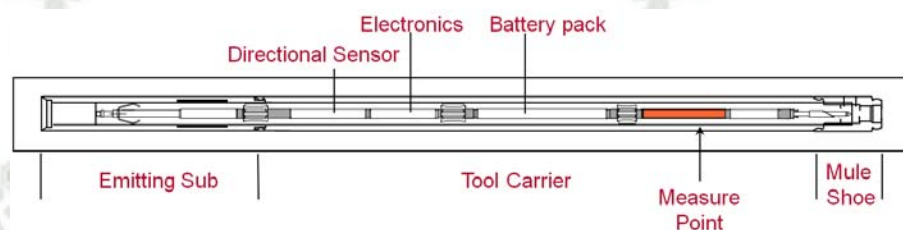


Figura 107. Ubicación de la Probeta de Gamma Ray.

#### ➤ Datos Generales

- ✓ Diámetro Externo: 1 1/16" ó 43 mm
- ✓ Longitud: 37.2" ó 945 mm  
OGR 1125 mm
- ✓ Temperatura de Operación: 257 °F ó 125 °C  
especial 302 °F ó 150 °C
- ✓ Presión de Colapso: 15000 psi

#### ➤ Memoria

- ✓ Tipo de Memoria: No volátil
- ✓ Intervalo de Muestreo: 16 segundos
- ✓ Capacidad: 200KB (37 days)

- Sensor
  - ✓ Tipo: Destellador de NaI
  - ✓ Rango en Tiempo Real: 0 - 5000 cuentas convertidas a AAPI
  - ✓ Resolución: 1 cuenta
  - ✓ Precisión:  $\pm 1$  cuenta
  - ✓ Punto de Medida del Sensor: 700 mm desde la parte inferior de la Probeta

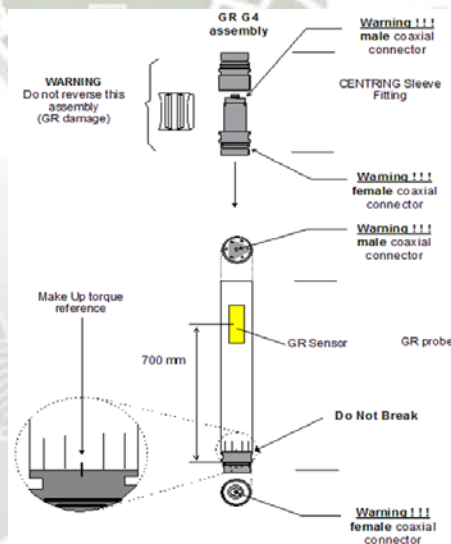


Figura 108. Descripción de la Probeta de Gamma Ray.

### 3.3.3.3.4 PROBETA CSGX (CLEVER STRAIN GAUGE) Y STINGER

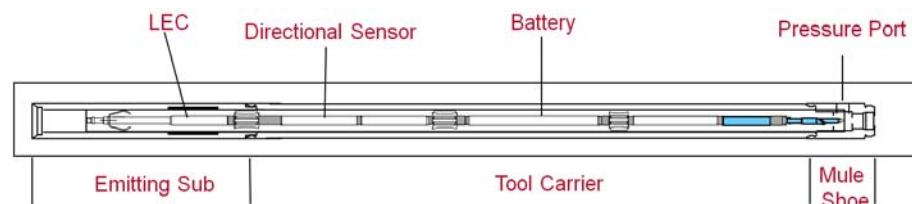


Figura 109. Ubicación de la Probeta de Batería.

➤ Datos Generales

- ✓ Diámetro Externo: 1 11/16" ó 43 mm
- ✓ Longitud: 24.1" ó 613 mm
- ✓ Temperatura de Operación: 257 °F ó 125 °C  
opcional 300 °F ó 150 °C
- ✓ Presión de Colapso: 15000 psi

➤ Memoria

- ✓ Tipo: No volátil
- ✓ Intervalo de Muestreo: Programable, 1 segundo como mín.
- ✓ Capacidad: 200KB (14 días a 6 segundos)

➤ Sensor

- ✓ Tipo: Strain gauge
- ✓ Rango: 0 - 10000 psi
- ✓ Resolución:  $4 \times 10^{-6}$  of FSR
- ✓ Precisión:  $\pm 2 \times 10^{-4}$  FSR
- ✓ Punto de Medida del Sensor : Puerto de Presión en Mule Shoe

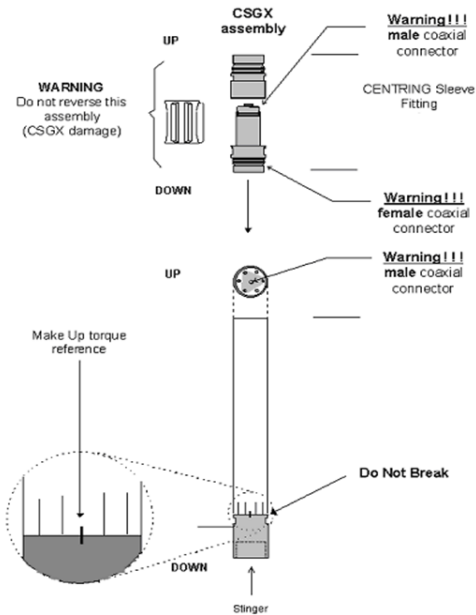


Figura 110. Descripción de la Probeta CSGx.

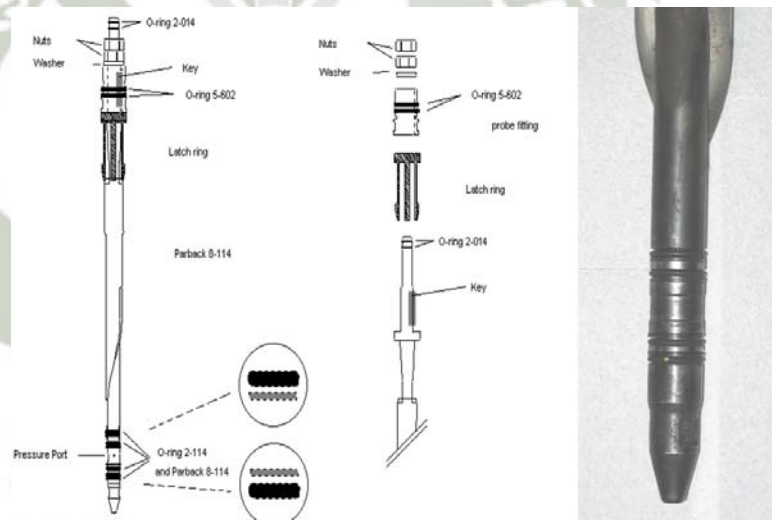


Figura 111. Descripción del Stinger.

### 3.4 DESCRIPCIÓN, CONFIGURACIÓN Y PRUEBAS DE SENSORES

#### 3.4.1 SENSORES DIRECCIONALES

##### 3.4.2.1 MAGNETÓMETROS

Responden al afecto del campo magnético de la tierra en cada plano (ejes X, Y y Z). Es decir que la herramienta de fondo consta de tres magnetómetros, el eje “Z” está orientado a lo largo de la herramienta y cruza perpendicularmente el sensor direccional (plano axial), los ejes “X” e “Y” están en un plano de cruce-axial y son perpendiculares entre ellos y también al eje “Z”, es decir que los magnetómetros son ortogonales entre ellos. El “High Side” está alineado con el eje “Z”.

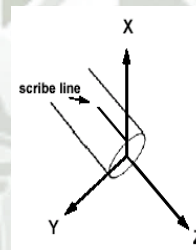


Figura 112. Planos Axiales: X, Y y Z.

Cada magnetómetro está formado por dos bobinas enrolladas en forma opuesta alrededor de dos varillas con alta permeabilidad magnética. Al aplicar una corriente alterna (AC) a las bobinas, un campo magnético alterno es creado, el cual magnetiza las varillas. Cualquier campo magnético externo paralelo a las bobinas causará que alguna de las bobinas se sature más rápido que la otra y la diferencia en el tiempo de saturación representa la magnitud del campo magnético externo.

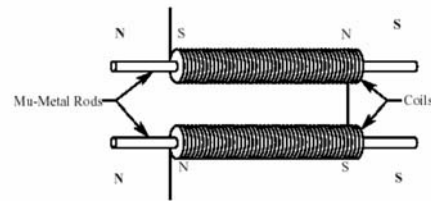


Figura 113. Descripción del Sensor Magnetómetro.

- **Toolface Magnético:** Es la Cara Magnética de la Herramienta y esta nos indica la dirección, en el plano horizontal, a la que el ajuste del motor de fondo está apuntando con respecto del Norte de Referencia (normalmente el Norte Verdadero). Toolface Magnético es típicamente usado cuando la inclinación del agujero es menor a  $5^\circ$  y su lectura es una dirección magnética entre  $0^\circ$  a  $359^\circ$ .

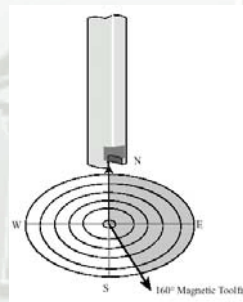


Figura 114. Toolface Magnético.

#### 3.4.1.1.1 CAMPO MAGNÉTICO TERRESTRE

El núcleo de la tierra contiene hierro, níquel y cobalto y es ferromagnético. Podemos imaginar a la tierra como si tuviera una barra magnética en el centro, a lo largo del eje de rotación norte-sur. Aunque la dirección del campo es al norte magnético, la magnitud será paralela a la superficie de la tierra al ecuador y a puntos con altas pendientes en la tierra cerca al polo norte.

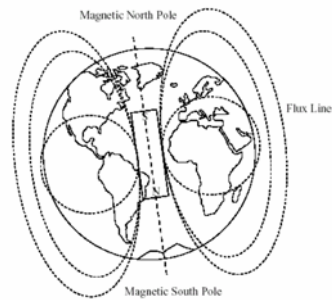


Figura 115. Campo Magnético Terrestre.

### 3.4.1.1.1 COMPONENTES DEL CAMPO MAGNÉTICO TERRESTRE

- M = Dirección al Norte Magnético.
- N = Dirección al Norte Verdadero.
- $B_{TOTAL}$  = Fuerza Total del Campo Magnético Local.
- $B_V$  = Componente Vertical del Campo Magnético local.
- $B_H$  = Componente Horizontal del Campo Magnético local.
- DIP = Ángulo de la Pendiente Magnética o Ángulo de Zambullida del Campo Magnético Local en relación a la horizontal.
- DECLINACIÓN = Variación angular entre la dirección de la componente horizontal del Campo Magnético Local y el Norte Verdadero.
- $G_{TOTAL}$  = Intensidad Total del Campo Gravitacional de la tierra.

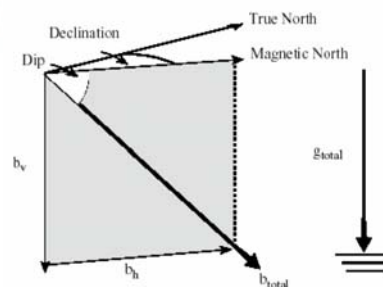


Figura 116. Componentes del Campo Magnético Terrestre.

### 3.4.1.1.2 ÁNGULO DIP VS LATITUD

- Las líneas de flujo magnético son perpendiculares ( $90^\circ$ ) a la superficie de la tierra en los polos magnéticos.



Figura 117. Flujo Magnético Terrestre.

- Las líneas de flujo magnético son paralelas a la superficie de la tierra en el ecuador magnético ( $0^\circ$ ).
- El ángulo dip se incrementa conforme la latitud aumenta.
- Al aumentar el ángulo dip la intensidad de la componente horizontal del campo magnético de la tierra disminuye.
- En el ecuador magnético,  $B_h = B_{total}$ ,  $B_v = 0$ .
- En los Polos magnéticos,  $B_h = 0$ ,  $B_v = B_{total}$ .
- $B_h$  es la proyección de  $B_{total}$  en el plano horizontal (usando el ángulo DIP).

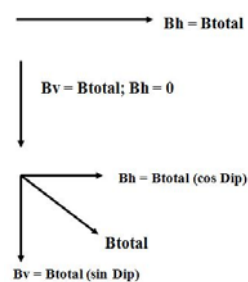


Figura 118. Comportamiento del Flujo Magnético Terrestre.

### 3.4.1.1.3 DECLINACIÓN MAGNÉTICA

Movimientos complejos de fluidos en el núcleo de la tierra (plasma) provocan que el campo magnético de la tierra cambie lenta e impredeciblemente, esto ocasiona que la posición de los polos magnéticos también cambia en el tiempo.

Sin embargo se pueden compensar estas variaciones aplicando una corrección (declinación) al survey magnético que tiene como referencia el norte verdadero.

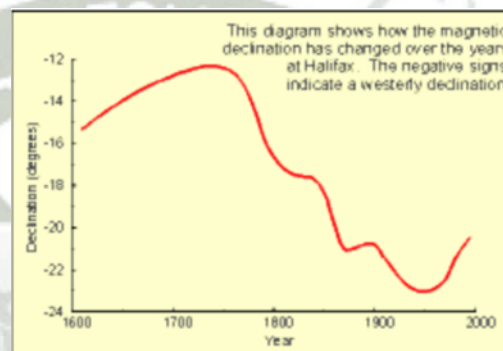


Figura 119. Comportamiento de la Declinación en el Tiempo.

### 3.4.1.1.4 MOVIMIENTO DE LOS POLOS MAGNÉTICOS (1945 – 2000)

Polo Norte

Polo Sur

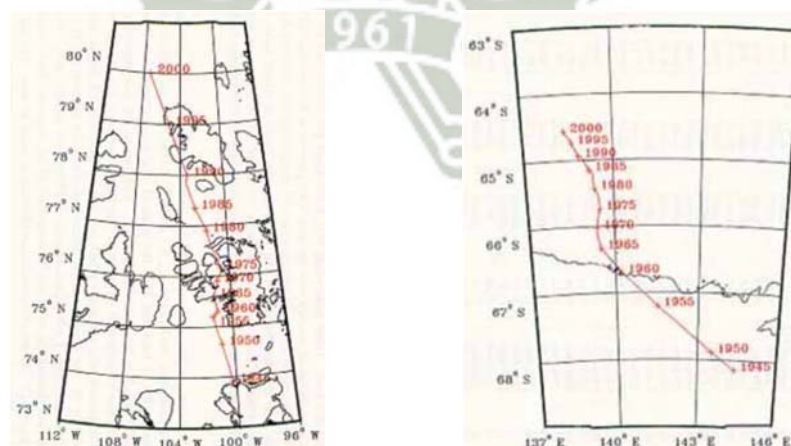


Figura 120. Movimiento de los Polos Magnéticos en el Tiempo.

### 3.4.1.1.5 NORTE VERDADERO (TRUE NORTH)

El Norte Verdadero o Norte Geográfico está alineado con el eje de rotación de la tierra, no se mueve, haciéndolo así una referencia perfecta.

Un survey referenciado al norte verdadero será válido hoy y en cualquier otro momento en el futuro. La corrección que se aplica para cambiar de norte magnético a norte verdadero se le conoce como declinación.

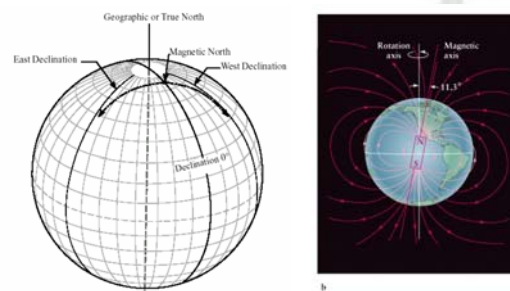


Figura 121. Ubicación del Norte Verdadero y Norte Magnético.

### 3.4.1.1.6 APLICANDO LA DECLINACIÓN MAGNÉTICA

Para convertir el norte magnético al norte verdadero, la declinación debe ser sumada:

$$\text{Dirección Verdadera} = \text{Dirección Magnética} + \text{Declinación} \quad (5)$$

**Nota Importante:** La declinación al Este es positiva y la declinación al Oeste es negativa para los dos hemisferios norte y sur.

- **Aplicando Declinación al Este:** Una declinación al Este significa que el norte magnético se encuentra al Este del Norte Verdadero. Por ejemplo; si la dirección del pozo al Norte Magnético es  $75^\circ$  y la

Declinación es 5° al Este, la dirección al Norte Verdadero se deberá calcular de la manera siguiente.

$$\text{Dirección Verdadera} = \text{Dirección Magnética} + \text{Declinación}$$

$$80^\circ = 75^\circ + (+5^\circ)$$

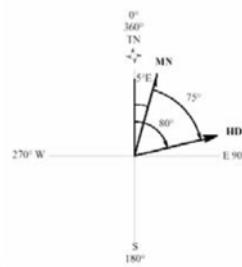


Figura 122. Aplicando Declinación al Este.

- **Aplicando Declinación al Oeste:** Una declinación al Oeste significa que el Norte Magnético está al Oeste del Norte. Por ejemplo; si la dirección del pozo al Norte Magnético es 120° y la Declinación es 5° Oeste, la dirección al Norte Verdadero se deberá calcular de la manera siguiente:

$$\text{Dirección Verdadera} = \text{Dirección Magnética} + \text{Declinación.}$$

$$115^\circ = 120^\circ + (-5^\circ)$$

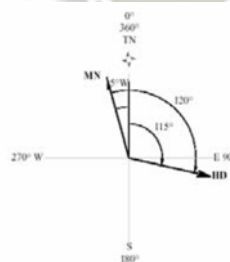


Figura 123. Aplicando Declinación al Oeste.

- **Implicaciones de una Declinación Incorrecta:** Partiendo que la Declinación es la suma de grados de corrección a la dirección

magnética del pozo, cualquier error hecho en la Declinación tiene serias consecuencias. Por ejemplo; si se aplica una Declinación de  $+18^\circ$  en vez de usar una Declinación de  $-18^\circ$  la dirección reportada del pozo será incorrecta por  $36^\circ$ , este error podría no ser detectado hasta que la información se compare con surveys independientes.

### 3.4.1.1.2 CONVERGENCIA GRID

Corrige la distorsión causada por la proyección de la superficie curva de la tierra sobre un plano. Esta corrección es más severa cuando se desplaza del ecuador hacia los polos.

Dos métodos comunes son Transverse Mercator y Lambert.

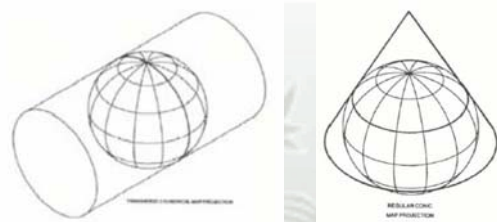


Figura 124. Convergencia Grid.

- En Universal Transverse Mercator Grid, la tierra se divide en 60 zonas de  $6^\circ$  cada una (GRID).

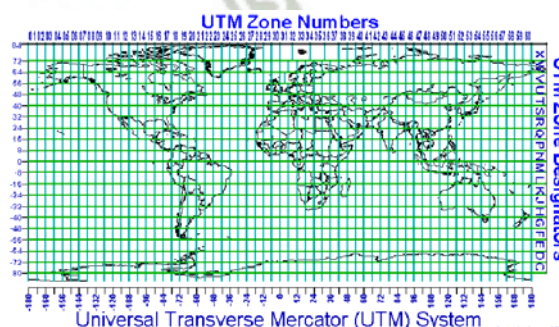


Figura 125. UTM Grid.

- Un meridiano central divide a la mitad cada zona de  $6^\circ$ .

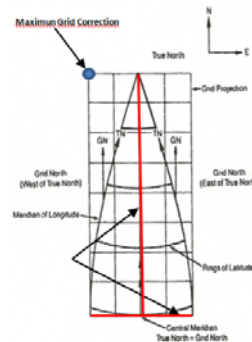


Figura 126. Meridiano Central.

- Cada meridiano central se sitúa a lo largo del norte verdadero.
- Si estamos situados directamente en el meridiano central o sobre el ecuador, la corrección grid es CERO.
- La corrección de convergencia aumenta conforme la locación se aleja del ecuador y el meridiano central.
- La convergencia no deberá ser mayor a  $\pm 3^\circ$ , de otra manera se ha escogido un meridiano central incorrecto.
- **Aplicando la Convergencia**, para convertir de “Grid North” a “True North”, la convergencia debe ser substraida:

$$\text{Dirección Grid} = \text{Dirección Verdadera} - \text{Convergencia} \quad (6)$$

**Nota Importante:** Convergencia al Este es positiva y al Oeste es negativa en el Hemisferio Norte y Convergencia al Este es negativa y al Oeste es positiva en el hemisferio sur.

- **Aplicación de una convergencia al Oeste** Una convergencia al oeste significa que el norte grid está al oeste del norte verdadero. Por ejemplo, si la dirección del pozo al Norte Verdadero es  $120^\circ$  y la

convergencia es 3° al oeste, la dirección norte grid deberá ser calculada de la siguiente manera:

$$\text{Dirección Grid} = \text{Dirección Verdadera} - \text{Convergencia}$$

$$123^\circ = 120^\circ - (-3^\circ)$$

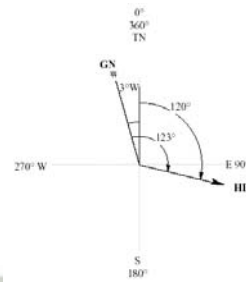


Figura 127. Convergencia al Oeste.

- **Aplicación de la Declinación y Convergencia**, reemplazando la fórmula de la Dirección Verdadera en la ecuación del norte grid, se obtiene la siguiente fórmula:

$$\text{Dirección Grid} = \text{Dirección Magnética} + \text{Declinación} - \text{Convergencia} \quad (7)$$

Donde; **(Declinación – Convergencia)** se denomina **Corrección Total**.

**Ejemplo:** En el Hemisferio Norte se tiene una Declinación Magnética de 5° Este, la Convergencia Grid 3° Oeste y la dirección magnética es 130°, entonces la Dirección Grid se calcula de la siguiente manera:

$$138^\circ = 130^\circ + (+5^\circ) - (-3^\circ)$$

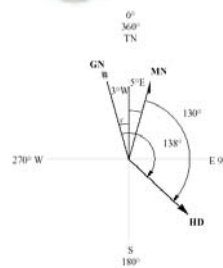


Figura 128. Aplicando Declinación y Convergencia.

### 3.4.2.2 ACELERÓMETROS

Los acelerómetros están hechos de cuarzo, responden al efecto del campo gravitacional de la tierra en cada plano (X, Y y Z). Es decir que la herramienta de fondo consta de tres acelerómetros, el eje “Z” está orientado a lo largo de la herramienta y cruza perpendicularmente el sensor direccional (plano axial), los ejes “X” e “Y” están en un plano de cruce-axial y son perpendiculares entre ellos y también al eje “Z”, es decir que los acelerómetros son ortogonales entre ellos. El “High Side” está alineado con el eje “Z”.

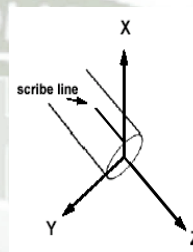


Figura 129. Planos Axiales X, Y y Z.

Una corriente alterna (AC) se utiliza para mantener el soporte de cuarzo en una posición de referencia, conforme el acelerómetro se mueva gobernado por la fuerza gravitacional se genera una corriente “bucking” que es proporcional a dicha fuerza.

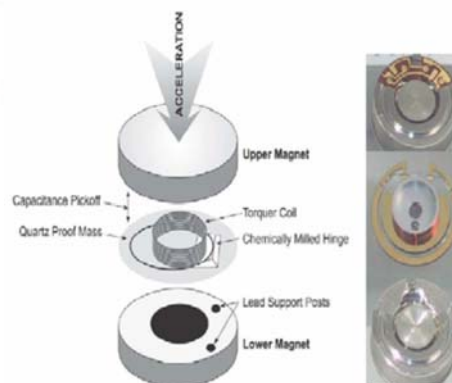


Figura 130. Estructura del Sensor Acelerómetro.

- **Toolface Gravitacional:** El toolface gravitacional es la distancia angular que la línea del motor de fondo se movió, sobre el eje de la herramienta, en relación al high side del pozo (punto alto del pozo). Si la inclinación del pozo es mayor a  $5^\circ$ , entonces los toolface gravitacionales pueden utilizarse. El toolface estará referenciado al highside de la herramienta direccional, sin importar la dirección del pozo en el momento de tomar la medición. El toolface será presentado en un número de grados a la izquierda o a la derecha del highside. Por ejemplo, un toolface que apunte al highside de la herramienta tendría un toolface gravitacional de  $0^\circ$  y un toolface que apunta a la posición baja indicará un toolface gravitacional de  $180^\circ$ . Si la sonda en posición alta se rota a la derecha, la cara de la herramienta gravitacional presentara  $70^\circ$  a la derecha.

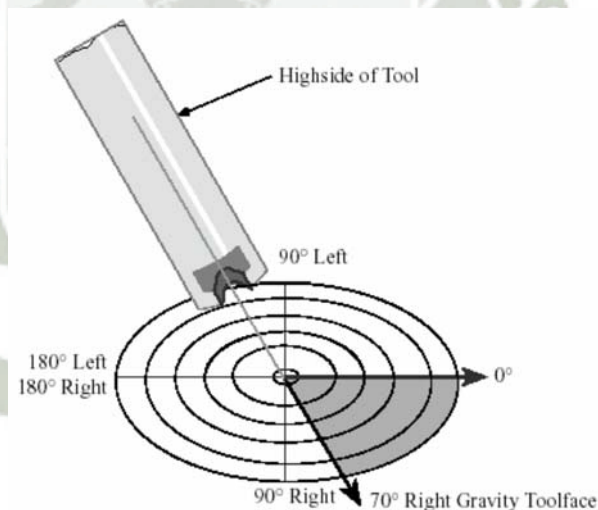


Figura 131. Toolface Gravitacional.

### 3.4.2.3 PRUEBA DE OPERACIÓN DE MAGNETÓMETROS Y ACELERÓMETROS

➤ A “0” grados

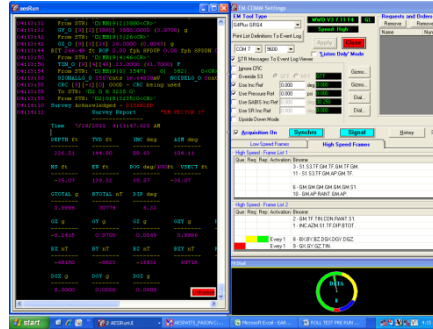


Figura 132. Roll Test a “0” Grados.

➤ A 90 grados

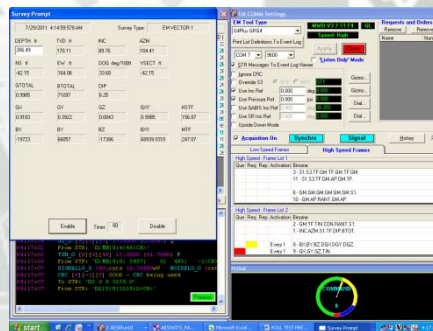


Figura 133. Roll Test a “90” Grados.

➤ A 180 grados

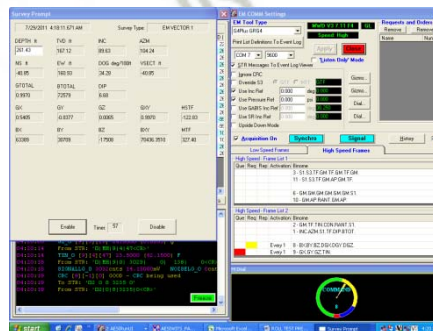


Figura 134. Roll Test a “180” Grados.

➤ A 270 grados

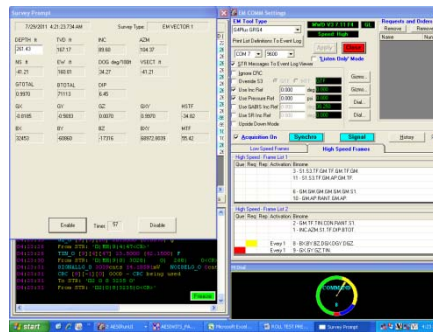


Figura 135. Roll Test a “270” Grados.

➤ Swing

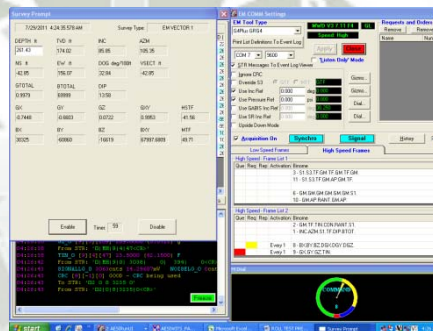


Figura 136. Roll Test a “Swing”.

➤ Roll Test

**Weatherford MWD Spectrum Roll Test Sheet**

Date: March 17 2012

Total Serial Number: 8781 8825 878

Magnetic Declination: 0.04 degrees (East)

Theoretical  $M_{DC}$ : 28055  $\mu$ T

Theoretical  $M_{OP}$ : 14.50 degrees

Total Combined TFO: degrees

Operators: Freddy Ramirez Sergio Del Rosario

Contact MWD Coordinator

Survey Data

Surf	DC	OP	DC	OP	DC	OP
101	19315	20644	15021	-20699	-21013	
102	19653	15747	-20455	-25555	-15389	
103	-8933	-8876	-8948	-9033	-8858	
104	0.5626	0.7761	-0.6143	-0.7777	-0.7764	
105	0.8112	-0.623	-0.7874	0.6274	0.6281	
106	-0.0073	-0.007	-0.007	-0.0064	0.0299	

Calculated Values

DC	OP	DC	OP	DC	OP	DC	OP
90.42	90.40	90.40	90.37	88.29	0.05		
109.38	109.32	109.54	109.75	109.54	0.45		
12.99	13.05	13.48	13.47	13.76	0.50	13.25	
27412	27455	27421	27423	27399	87	27429	
0.3668	0.3993	0.3997	0.3997	0.3991	0.0003	0.0012	
229	323	52	143	144			
126	219	308	39	39			
104	104	104	104	105			

Spread Tolerances

DC	OP	DC	OP
± 0.2 °	± 1.0 °	± 0.25 °	± 0.05 g
± 0.05 g	± 0.05 g	± 0.30 °	± 350 nT
± 0.003 g	± 0.003 g		

Figura 137. Hoja de Roll Test Completo.

### 3.4.2 SENSORES DE SUPERFICIE

Primero debemos mencionar al Sistema de Cable Universal (UCS) este se ajusta a todos los requisitos de seguridad intrínsecos necesarios.

La operación del UCS es muy simple. Las terminales de los sensores se conectan directamente a los cables de sensores de superficie, estos cables pueden ser de 25 pies, 75 pies o de 150 pies, los cables de superficie se conectan emparejan con alguna de los 8 entradas de la Junction Boxes. Las ubicaciones típicas de las Junction Box son: uno en el piso de perforación y otro cerca de las bombas de lodo. Una UCS es suficiente para soportar un trabajo MWD / LWD utilizando Peso del Gancho (Hookload), profundidad (Depth), hasta 4 sensores de Presión (Pressure) y hasta 4 contadores de emboladas para las bombas de lodo (Mud Pump).

Los cables de sensores deben ser corridos a lo largo de las bandejas de cable de perforación y asegurados con amarre metálicos (en caso de incendio los cintillos de plástico se derriten y el cable puede caer y podría impedir la salida). Evite pasar los cables justo al lado de grandes cables de alimentación de perforación o incluso sus propios cables de alimentación de la unidad de registro debido a las interferencias electromagnéticas.



Figura 138. Cables y cajas de paso.

Ahora hablaremos de los sensores de superficie, estos se pueden separar en cuatro categorías diferentes: Voltaje Analógico, Corriente del Lazo Analógica, Digital o Codificador de Cuadratura (Encoder).

Terminación única (analógico): Indica una señal aplicada en un solo cable, con retorno de masa común. Por ejemplo: Cuenta Emboladas de Bomba.

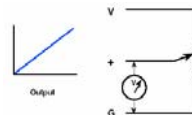


Figura 139. Esquema Eléctrico para Sensores de Terminación Única.

Diferencial (analógica): Denota una señal aplicada en un par de cables, con la diferencia de voltaje entre los dos cables medidos independientemente de masa. Este método proporciona una mejor inmunidad al ruido.

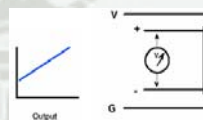


Figura 140. Esquema Eléctrico para Sensores de Diferencial Analógica.

Corriente de Lazo Análogo: Denota la señal aplicada en un solo cable, sin retorno a masa común. Este tipo de sensor tiene un retorno de señal baja y se ve afectada negativamente por la humedad en el cable, pero requiere sólo dos cables. Por ejemplo: Presión de Bombas, Peso del Gancho y Tensiómetro de Línea.

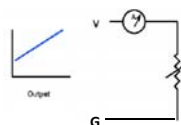


Figura 141. Esquema Eléctrico para Sensores de Corriente de Lazo Analógico.

Pulso (digital): Es una serie de cambios de nivel de voltaje.

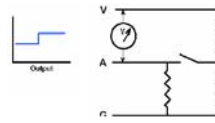


Figura 142. Esquema Eléctrico para Sensores de Pulso Digital.

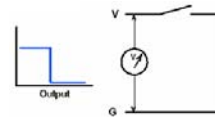


Figura 143. Esquema Eléctrico para Sensores de Cierre de Contacto Digital.

Cierre de contacto (Digital): Denota una señal suministrada con una serie de cierres de interruptores.

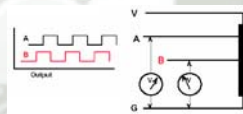


Figura 144. Esquema Eléctrico para Sensores de Codificador de Cuadratura.

Codificador de Cuadratura: Denota una señal suministrada con dos trenes de impulso de voltaje con una relación de fase de 90 grados para indicar la dirección. Por Ejemplo: Codificador para profundidad.

### 3.4.2.1 SENSOR DE PRESIÓN DE BOMBAS



Figura 145. Sensor de Presión Instalado en Campo.

➤ **Medición:**

Un sensor de presión de bomba está diseñado para recoger las fluctuaciones de presión absoluta en el tubo vertical. La presión de la bomba es importante tanto para la eficiencia y la seguridad de perforación. La eficacia de la perforación se optimiza cuando una cierta presión se ejerce a través de la broca. Es importante controlar la presión que circula en todo momento para mantener el rendimiento óptimo. Desde un punto de vista de seguridad, es importante que la presión de la bomba no exceda de los valores de presión del equipo de superficie. Además, la alta presión de la bomba puede llevar a otros problemas como la avería de la broca o la erosión de la formación.

➤ **Funcionamiento:**

El sensor de presión de bomba es el transductor que detecta las fluctuaciones de presión en la tubería vertical de lodo (Stand Pipe Pressure) u otras líneas en el sistema de circulación de la plataforma. El sensor utiliza una señal de 4 mA a 20 mA y por la ley de Ohm proporciona 1VDC a 4 VDC de señal directamente proporcional a la presión.

➤ **Especificaciones:**

Voltaje de alimentación del sensor:	5 VDC
Señal del sensor hacia la caja de protección:	4mA a 20 mA
Señal de salida de la caja de protección:	1VDC a 4 VDC

➤ **Instalación:**

Un sensor de presión de bomba se puede instalar con un conector hidráulico de conexión rápida o una unión roscada. La rosca debe ser envuelta con cinta de teflón antes de instalar. La rosca ¼” que se acopla al sensor de presión debe ser ajustado hasta 50 ft -lbs. Se debe de llenar el sensor con aceite hidráulico y rellenar con grasa todos los tapones ciegos o uniones antes de instalar los sensores.

Consulte con la cuadrilla de perforación antes de instalar un sensor de presión. Antes de la instalación, tenga cuidado con la presión atrapada. Una cabeza de presión consiste en un diafragma de goma gruesa en una carcasa (bull plug) que separa el lodo de perforación del fluido hidráulico. La presión del sistema de superficie se transmite a través del diafragma hacia el fluido hidráulico. Una conexión de acoplamiento rápido permite una fácil fijación y retirada del transductor hacia y desde el tapón ciego. Los cambios en la presión de la columna se transfieren al transductor que convierte los cambios de presión en una señal eléctrica. La conexión del sensor de presión por medio de conectores rápidos hidráulicos, sólo se debe realizar cuando las bombas están apagadas.

Al utilizar uniones roscadas, compruebe la válvula y asegúrese de que el tubo vertical se ha drenado antes de retirar el bull plug. El tapón ciego se une o se retira del colector con la colaboración del perforador o el Toolpusher. Si es posible, utilice un tapón ciego existente en la plataforma.

➤ **Configuración:**

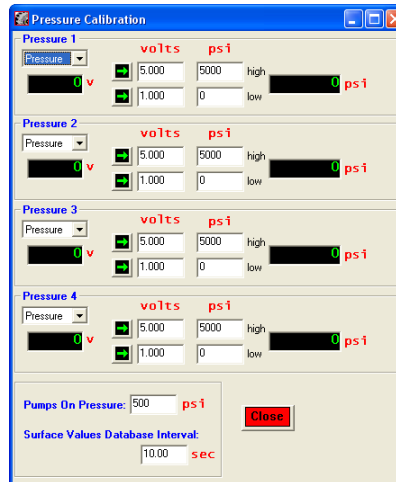


Figura 146. Configuración del Sensor de Presión.

**3.4.2.2 TENSÍOMETRO DE AJUSTE EN LÍNEA DE PESO DE GANCHO**

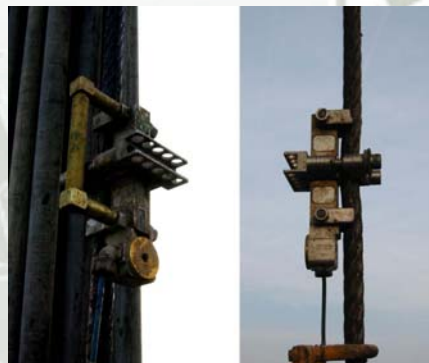


Figura 147. Sensor de Hook Load Instalado en Campo.

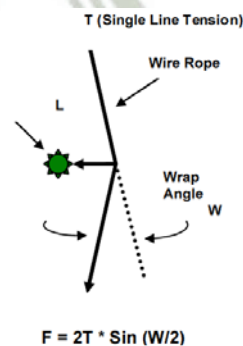


Figura 148. Principio Físico del Sensor del Hook Load.

➤ **Medición:**

En la mesa de perforación, la tensión en la línea de perforación es directamente proporcional a la carga en el bloque viajero. Cuando el bloque está sosteniendo el Kelly o Top Drive, tubería de perforación y BHA, la tensión de la carga es igual al peso de todos los elementos (menos la fricción del pozo y la flotabilidad barro). Con este sensor, es posible medir en superficie el peso de la sarta de perforación independientemente de la célula de carga de la línea muerta del equipo de perforación. Entonces, cuando se conoce el total del peso del gancho, los cambios en el peso de la sarta de perforación se pueden utilizar para calcular el WOB (Weight On Bit - Peso sobre la broca) y optimizar la perforación. Además, el peso de la sarta de perforación se puede usar para la lógica de detección de cuñas aplicada al sistema de seguimiento de la profundidad del Software “Spectrum Suites”.

➤ **Funcionamiento:**

El Tensiómetro de amarre debe estar sujeto directamente sobre la línea muerta de perforación. La señal es lineal y proporcional a la tensión de la línea.

➤ **Especificaciones:**

Voltaje de alimentación:	24 VCC
Señal del sensor hacia la caja de protección:	4mA - 20 mA
Señal de salida de la caja de protección:	2VDC - 10 VDC

➤ **Instalación:**

El Tensiómetro de amarre se coloca en la línea muerta de perforación, debe estar ubicado en un lugar de fácil acceso, ya que debe ser removido cuando la línea de perforación del aparejo se deslice y corte. El amarre debe ser apretado hasta que la cuerda toque el cuerpo del sensor.

➤ **Configuración:**

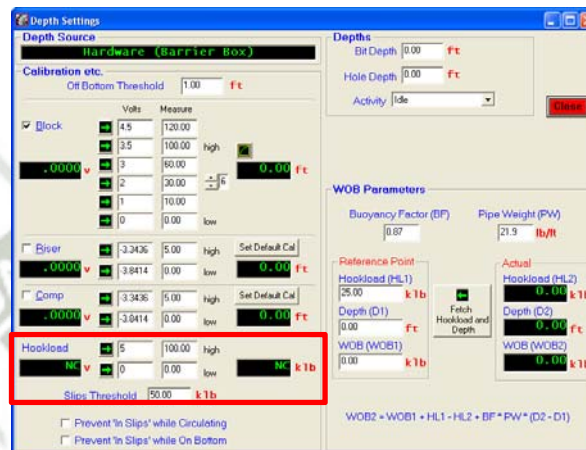


Figura 149. Configuración del Sensor de Hook Load.

### 3.4.2.3 TRANSDUCTOR DE PESO DE GANCHO



Figura 150. Transductor del Sensor de Hook Load.

➤ **Medición:**

Otro tipo de sensor de peso de gancho comúnmente utilizado es el transductor de peso de gancho.

➤ **Funcionamiento:**

Este transductor es idéntico al transductor de presión de bomba con una excepción. El transductor de peso de gancho utiliza 4 mA a 20 mA y por la ley de Ohm entrega 1VDC - 4 VDC señal directamente proporcional a la presión.

➤ **Especificaciones:**

Voltaje de alimentación del sensor: 5 VDC

Señal del sensor hacia la caja de protección: 4mA a 20 mA

Señal de salida de la caja de protección: 1VDC a 4 VDC

➤ **Instalación:**

El transductor de peso de gancho se instala mediante una conexión rápida en la celda de carga del equipo de perforación. Una conexión de ajuste rápido permite un fácil montaje y desmontaje del transductor. Los cambios en el peso del gancho se transfieren al transductor como cambios de presión y los convierte en una señal eléctrica. Al utilizar conectores hidráulicos rápidos, sólo intente conectar el sensor cuando no hay peso en el bloque viajero o cuando la sarta de perforación está en cuñas.

#### 3.4.2.4 CUENTA EMBOLADAS DE BOMBAS



Figura 151. Sensor de Cuenta Emboladas Instalado en Pistón de Bombas.

➤ **Medición:**

Si la carrera del pistón de la bomba se conoce (descarga) y los golpes por minuto se pueden medir, la salida volumétrica en galones por minuto (GPM) puede ser calculada.

**Salida volumétrica por minuto = golpes por minuto \* Carrera del pistón de bomba**

La carrera del pistón de la bomba es una función directa al tamaño de revestimiento y el número de pistones de actuación (doble o triple).

También para la cancelación de armónicos de bomba, la frecuencia del ruido de la bomba y sus armónicos se calculan utilizando la frecuencia de carrera de la siguiente manera:

$$\text{Frecuencia} = \text{SPAN} / 60 \quad (8)$$

Dónde:

Frecuencia = frecuencia de "N" ruido armónico.

S = número de carreras en una sola bomba.

P = número de pistones de la bomba.

A = Acción (tríplex = 1, Duplex = 2)

N = Onda Armónica

Adicionalmente, los contadores de bomba habilitados nos permiten calcular la circulación y la eficiencia hidráulica de la broca en tiempo real.

➤ **Funcionamiento:**

El contador de golpes de bomba consiste en un micro accionamiento mecánico ubicado en una caja de acero montado en una abrazadera de 5 pulgadas tipo "C". Este se conecta a una varilla de aluminio larga que está en contacto con uno de los pistones de la bomba. El sensor puede ser

configurado para permitir que la carrera del émbolo desplace el brazo del interruptor en una o en ambas direcciones.

➤ **Especificaciones:**

Voltaje de alimentación del sensor: 12 VCC  
 Señal del sensor hacia la caja de protección: 0 VDC - 12 VDC  
 Señal de salida de la caja de protección: 0 VDC - 5 VDC

➤ **Instalación:**

Los contadores de embolada de bomba (se necesitan tantos sensores como bombas existentes) se montan en el bastidor de la bomba con una abrazadera tipo "C" y colocado de manera que el pistón de la bomba operará el brazo del sensor de bomba una vez por ciclo.

➤ **Configuración:**

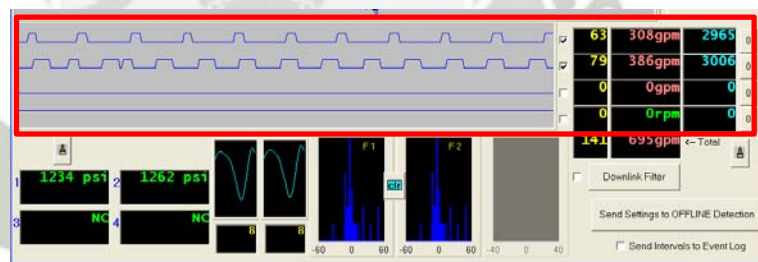


Figura 152. Detección de Pulsos de Bombas.

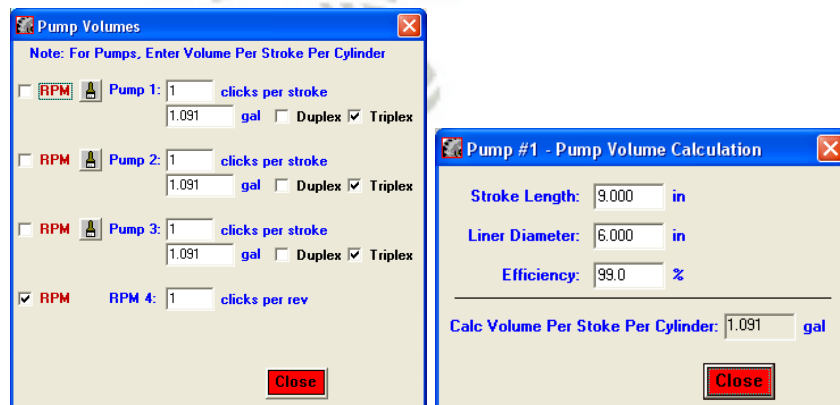


Figura 153. Configuración de Características de la Bomba.

### 3.4.2.5 CODIFICADOR DE PROFUNDIDAD



Figura 154. Sensor de Profundidad Instalado en el Malacate.

➤ **Medición:**

La rotación del Encoder puede ser relacionado con la altura del bloque viajero junto con la puesta de cuñas y así determinar la profundidad de la broca.

➤ **Funcionamiento:**

El Encoder de Profundidad se conecta directamente al eje del malacate y mide el movimiento (rotación) del eje. Dos señales de onda cuadrada son generadas con 90 grados de desfase. Esta relación determina la dirección del viaje.

➤ **Especificaciones:**

Voltaje de alimentación del sensor:	12 VCC
Señal del sensor hacia la caja de protección:	Señal 1 = -4VDC a +5 VDC
	Señal 2 = -4VDC a +5 VDC
Señal de salida de la caja de protección:	Señal 1 = -4VDC a +5 VDC
	Señal 2 = -4VDC a +5 VDC

➤ **Instalación:**

El encoder de profundidad se instala en línea con un extremo del malacate. Primero, seleccione un eje para el encoder con el tamaño adecuado para la línea de aire y la junta rotativa del malacate. Los ejes del encoder están disponibles en tres tamaños de rosca: 1", 5/8" y 3/8". Adaptadores adicionales serán mecanizados si el malacate es conocido por requerir diferentes tipos de conexión.



Figura 155. Ejes Intercambiables del Sensor de Profundidad.

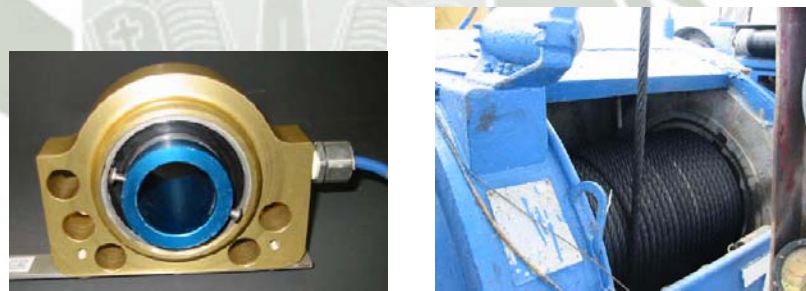


Figura 156. Sensor de Profundidad y Rollos de Alambre de Izaje.

Antes de iniciar la instalación, se debe asegurar que el perforador tenga conocimiento que se necesita quitar la línea de aire. Dependiendo de las políticas del equipo de perforación, el mecánico también puede ser necesario para ayudar en la instalación.

A continuación, utilizando una llave inglesa, desconecte la línea de aire del eje de tracción del malacate como se muestra:

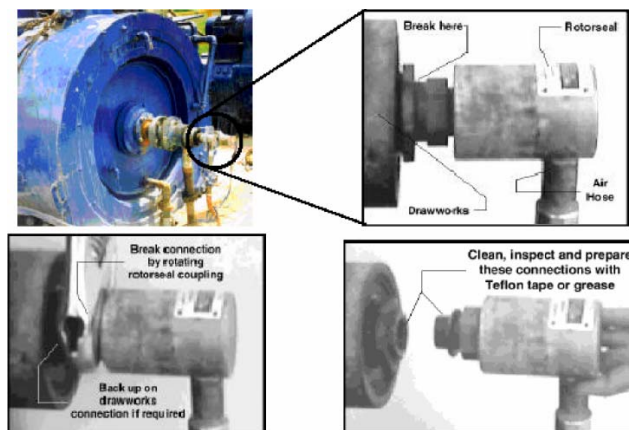


Figura 157. Procedimiento de Ajuste del Sensor.

Limpie y envuelva cada rosca con cinta de teflón. Luego atornille el eje del encoder en el eje del malacate.



Figura 158. Ajuste del Eje del Encoder en el Eje del Malacate.

Apriete a mano el eje, teniendo cuidado de no sobre apretar la rosca.

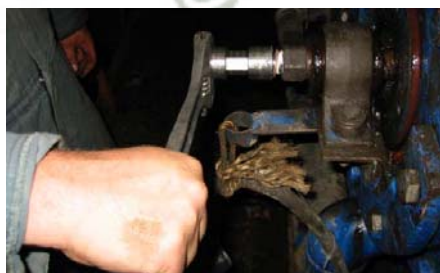


Figura 159. Torqueo del Eje del Encoder.

Deslice el cuerpo del encoder de profundidad sobre el eje.



Figura 160. Inserción del Cuerpo del Encoder sobre su Eje.

Asegure el cuerpo del Encoder de profundidad al eje con los dos tornillos a través del anillo azul.



Figura 161. Modo de Asegurar el Cuerpo del Encoder a su Eje.

Vuelva a conectar la línea de aire.



Figura 162. Ajuste de la Línea de Aire al Malacate.

Una vez instalado, el cuerpo del Encoder de Profundidad debe asegurarse con amarres de tal manera que no pueda deslizarse o girar.



Figura 163. Aseguramiento del Encoder para que no quede flojo.

### **Solución de problemas:**

Si la profundidad se muestra en dirección opuesta (el bloque se mueve hacia arriba físicamente y en el software Spectrum muestra que va hacia abajo), verifique que los cables en la Caja de Barreras estén correctamente conectados como se muestra a continuación:

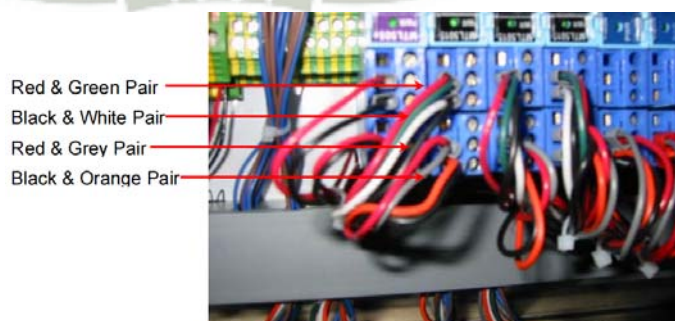


Figura 164. Ordenamiento de Cables en la Caja de Barreras.

➤ **Configuración:**

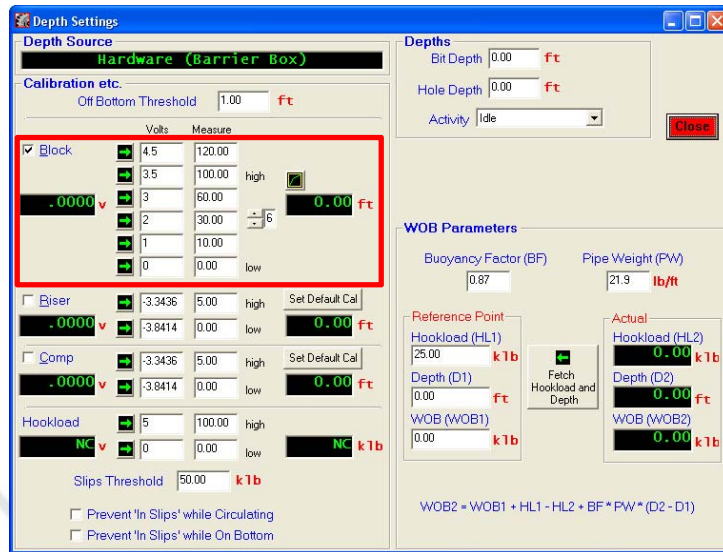


Figura 165. Calibración del Sensor del Encoder.

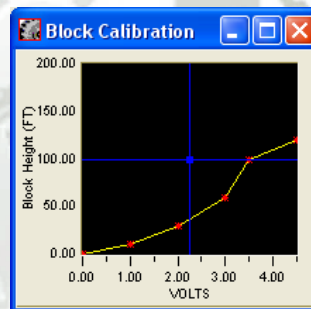


Figura 166. Verificación de Calibración.

### 3.4.2.6 CAJA DE BARRERAS

No utilice los slots: -12V, 12V y +5V.

- D1O1 Contador de Emboladas de Bomba # 1
- D1O2 Contador de Emboladas de Bomba # 2
- D1O3 Contador de Emboladas de Bomba # 3
- D1O4 Contador de Emboladas de Bomba # 4

Los Contadores de Emboladas de Bomba trabajan sobre las entradas A y B desde el sensor hasta la caja de barreras entonces puedes utilizarse las ranuras D10X de la caja de INSTRUNET.

D105 - D108 no se utilizan

CH, +Vin, -Vin son "8 diferenciales" (tierra aislada)

CH 1 y 2 Transductor de presión # 1

CH 4 y 5 Transductor de presión # 2

CH 7 y 8 Transductor de presión # 3

CH 10 y 11 Transductor de presión # 4

CH 13 y 14 Peso del Gancho

Una resistencia de 250 ohm debe estar presente en la caja para los transductores a trabajar.

Transductores que eluden la caja de INSTRUNET.

CH 16 y 17 Profundidad # 1

CH 19 y 20 Profundidad # 2

CH 22 y 23 Profundidad # 3

Reiniciar la cuenta (la tensión de reinicio es de -4 VDC) cuando el bloque viajero está en su punto más bajo se debe pulsar el botón de reinicio.

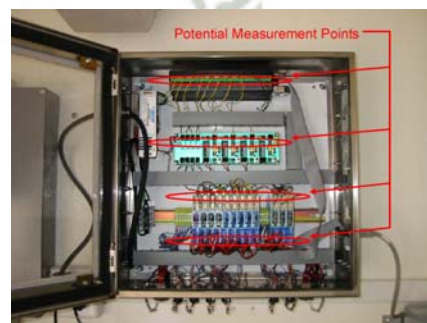


Figura 167. Vista Superior de la Caja de Barreras de Aislamiento.

Hay varios puntos de fácil acceso en la caja de barreras donde la tensión puede ser comprobada. En primer lugar está el lado que viene del campo hacia las barreras Zener, esto verifica la alimentación del sensor y de la barrera al mismo tiempo, esta debería ser la primera prueba. El lado que aísla las barreras también es un punto a verificar.

### **3.4.3 SENSORES DE FONDO**

#### **3.4.3.1 DETECTORES DE RAYOS GAMMA**

##### **3.4.3.1.1 RADIACIÓN GAMMA**

La Radiación Gamma es un tipo de radiación electromagnética, esta radiación es emitida en forma de radiación gamma durante el proceso de decaimiento radioactivo.

La radiación Gamma tiene alto poder de penetración, mayor a la radiación *Alfa* y *Beta* y es eléctricamente neutra. La Radiación Gamma puede ser absorbida o dispersada mediante colisiones con la materia como por ejemplo placas de acero o plomo de alta densidad.

Emisores de Rayos Gamma naturales pueden ser encontrados en algunos tipos de rocas sedimentarias.

##### **3.4.3.1.2 FUNDAMENTOS DE LAS MEDICIONES**

El Potasio y Torio típicamente se asocian con minerales arcillosos los cuales son un componente principal o más grande en las LUTITAS.

Los analistas de registros generalmente infieren que formaciones con cuentas de gamma altas son lutitas y formaciones con cuentas de gamma

bajas son “no lutitas” (lo que incluye a las areniscas, calizas, halitas, yeso, carbón, etc.)

Valores de Gamma mayores que la línea base en la lutita no son muy comunes y típicamente pueden encontrarse en rocas de origen volcánico o en reservas permeables donde el uranio se ha precipitado entre el espacio de los poros.

Los sensores de Rayos Gamma indican el contenido de arcilla en la matriz, pero NO PUEDEN revelar de manera directa el contenido del fluido presente (es decir: gas, aceite, agua).

Puede utilizarse en cualquier ambiente, cualquier salinidad en el fluido, fluidos base aceite, agujero descubierto o pozos con tubería de revestimiento.

#### 3.4.3.1.3 ATENUACIÓN DE LOS RAYOS GAMMA

La energía del rayo gamma es atenuada (reducida) más efectivamente a energía por colisiones con materiales densos.

La atenuación reduce la energía del rayo gamma, no su velocidad (los rayos gamma se mueven a la velocidad de la luz). Por ejemplo el plomo es más efectivo como atenuador de rayos gamma que el cuerpo humano.

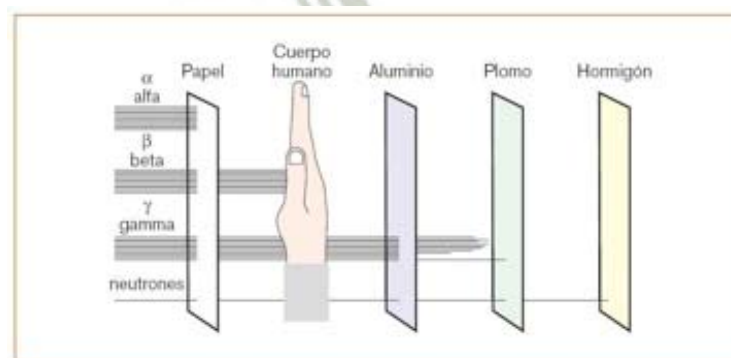


Figura 168. Atenuación de diversos materiales a los Rayos Gamma.

### 3.4.3.1.4 TEORÍA DEL SENSOR DE RAYOS GAMMA

Los dispositivos de *Rayos Gamma Naturales* son detectores “pasivos” de la desintegración radioactiva de los rayos gamma que se presentan dentro de las formaciones.

Los isótopos emisores de rayos gamma más comunes que se encuentran en la corteza de la tierra son Potasio, Torio y Uranio.

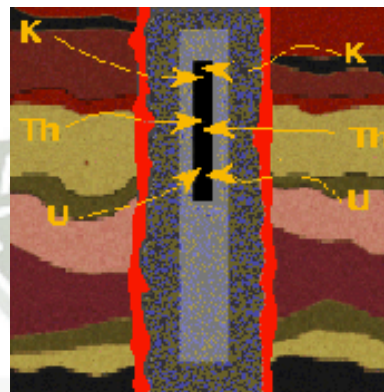


Figura 169. Radiación Emitida por la Formación.

Cuentas altas de rayos gamma medidas por el sensor indican una alta concentración de material Radioactivo.

### 3.4.3.1.5 DETECTORES DESTELLADORES/CENTELLADORES

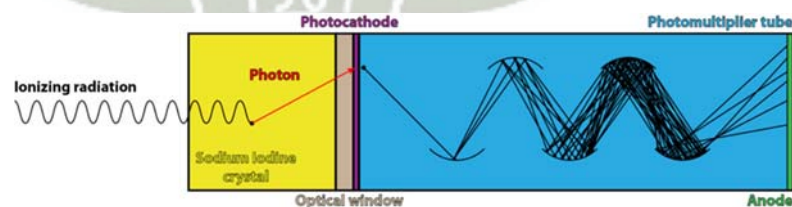


Figura 170. Esquema del Sensor de Rayos gamma.

Consiste en un tubo con un cristal de Ioduro de Sodio (NaI), con un fotomultiplicador y un circuito amplificador.

Cuando la radiación gamma pasa a través de la estructura del cristal deposita la energía en este cristal, esta energía es liberada en forma de luz “visible”. La intensidad del flash o destello de luz es directamente proporcional a la energía depositada en el cristal.

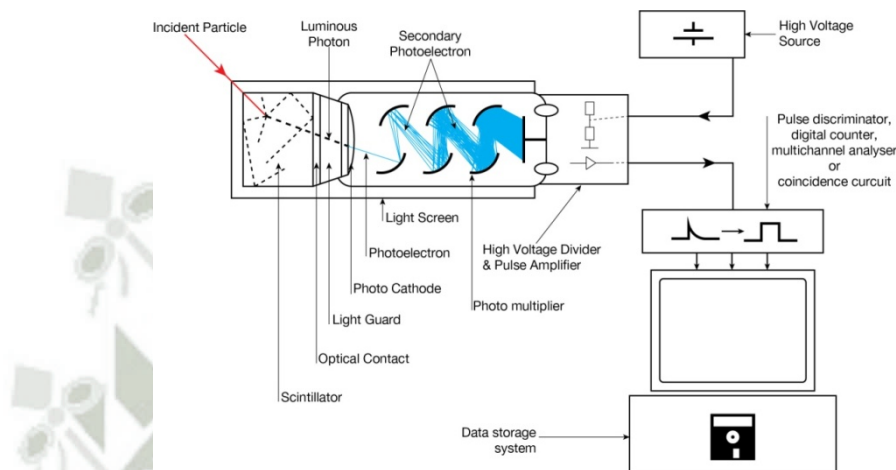


Figura 171. Sistema de Adquisición de Datos para el Sensor de Rayos Gamma.

El cristal de destello captura la energía y produce un destello de luz que es colectada por el tubo de fotomultiplicadores, luego esta luz es convertida a una señal eléctrica, la fuente de alto voltaje alimenta el circuito y las etapas de pre-amplificación y amplificación aumenta la señal eléctrica que va a un conversor A/D para finalmente enviarla al sistema de almacenamiento y visualización.

### 3.4.3.1.6 APLICACIONES DE SENSORES DE RAYOS GAMMA

#### 3.4.3.1.6.1 IDENTIFICACIÓN LITOLÓGICA

Indicador de lutita versus “no-lutita” y las respuestas de gamma bajas indican potencial de roca reservorio.

### 3.4.3.1.6.2 ESPESOR DE LA FORMACIÓN

Las diferencias en los niveles de radioactividad entre formaciones permiten a los analistas de registro usar la data de gamma para determinar el espesor de la formación.

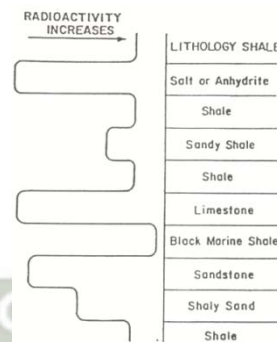


Figura 172. Radioactividad según el material detectado.

### 3.4.3.1.6.3 CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA

La información de rayos Gamma puede ser usada para correlacionar los topes y las camas marcadoras entre los pozos vecinos para ayudar a determinar la estructura geológica y la extensión del reservorio.

Las camas marcadoras (característica específica marcadora) demuestran generalmente las respuestas que son muy diferentes de las camas circundantes.

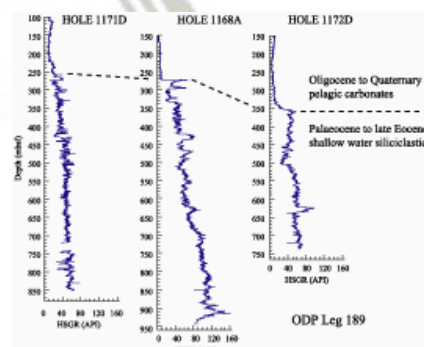


Figura 173. Correlación Estratigráfica.

#### 3.4.3.1.6.4 GEO-NAVEGACIÓN

Geo-navegación es el uso de la data de evaluación de formaciones y de la data de surveys en conjunto para activamente orientar la perforación horizontal del pozo para mantener el pozo dentro del reservorio deseado la zona de interés productora.

La información necesaria para orientar con precisión el hoyo horizontal incluye la posición de la barrena dentro de la zona o sección estratigráfica, tasas de buzamiento de la formaciones y corte de las fallas en dirección.

En resumen, el uso de la información de rayos gamma nos permite:

- Mantener la trayectoria del hoyo dentro del reservorio.
- Dentro del reservorio ayuda a mantener las distancias especificadas de los horizontes, cimas y contactos.
- Ayuda a detectar fallas laterales del reservorio o cambios de faces.

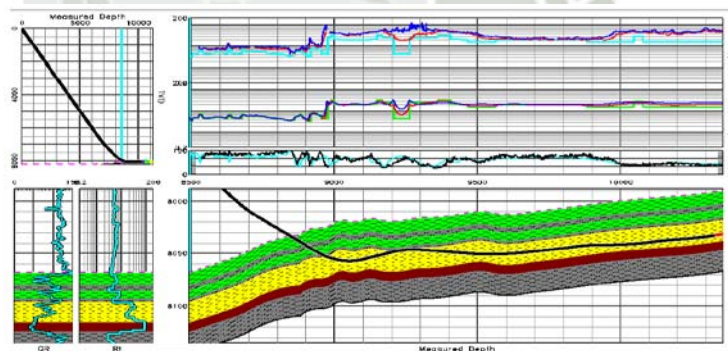


Figura 174. Geo-Navegación según datos Adquiridos.

#### 3.4.3.1.6.5 ESTIMACIÓN DEL VOLUMEN DE LUTITA

El volumen de lutita de una zona de interés es la relación entre los valores de la zona de interés y la separación existente entre la línea de formación limpia y la línea base de lutita.

Se utiliza para corregir información de algún otro sensor utilizado en evaluación de formación debido a los efectos que la lutita tiene en la data.

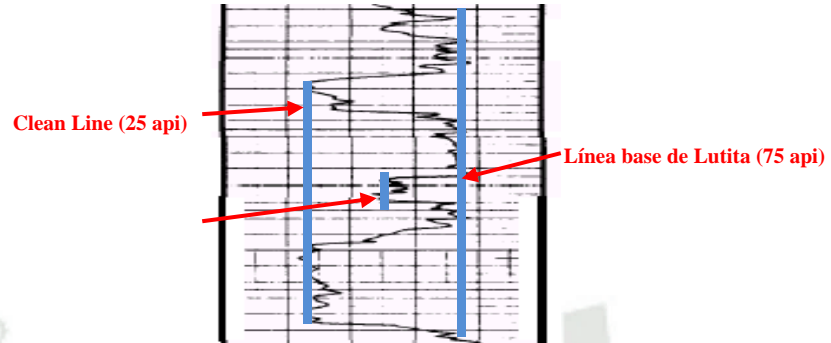


Figura 175. Forma de Determinar el Volumen de Lutita.

$$V_{SH}(\%) = \frac{GR_{LOG} - GR_{CLEAN}}{GR_{SH} - GR_{CLEAN}} \times 100 \quad (9)$$

$$V_{SH}(\%) = \frac{50 - 25}{75 - 25} \times 100$$

$$V_{SH}(\%) = 50\%$$

### 3.4.3.1.7 CONFIGURACIÓN Y PRUEBA DEL SENSOR DE GAMMA RAY

Abrimos la aplicación EM&PP.

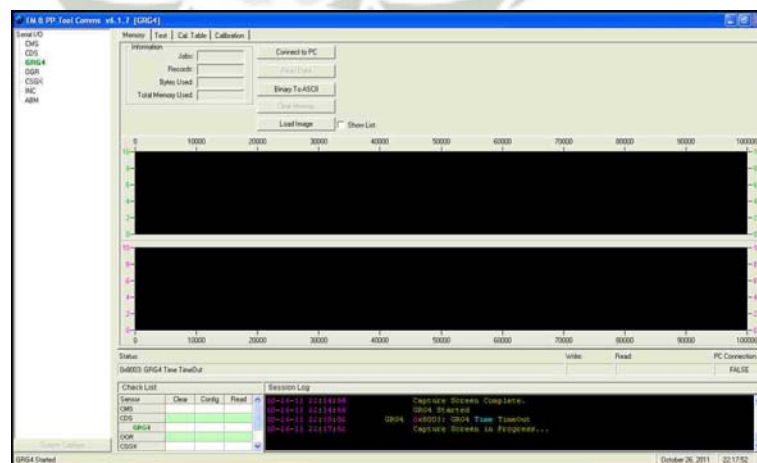


Figura 176. Inicio de Programa EM&PP.

Establecemos comunicación seleccionando el Puerto de Comunicación.

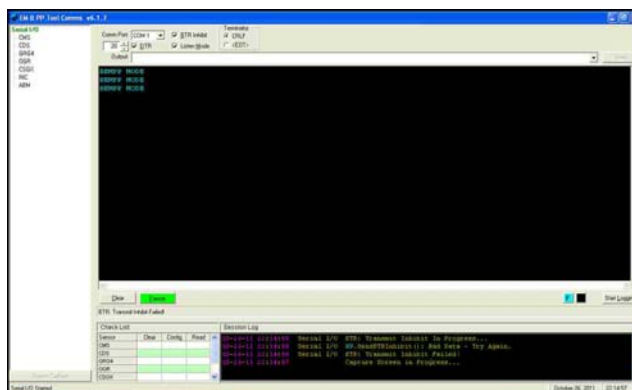


Figura 177. Estableciendo Comunicación con la PC.

Establecemos comunicación con la Probeta GRG4.

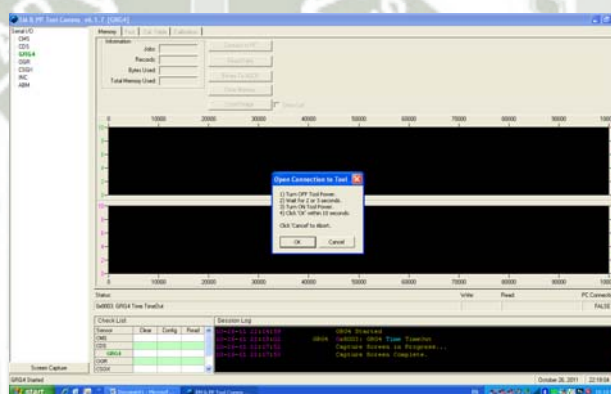


Figura 178. Comunicación con la Probeta.

Verificamos la comunicación con la probeta GRG4.

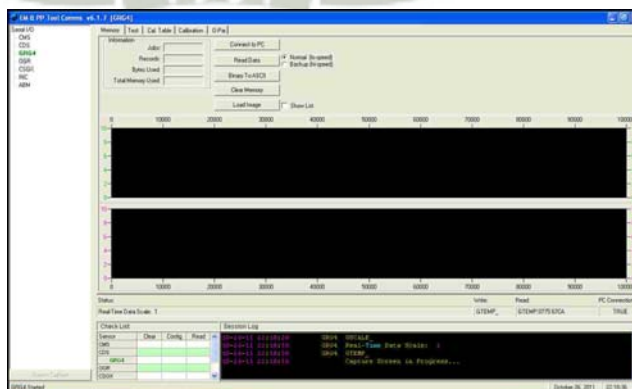


Figura 179. Verificando la Comunicación Establecida.



Realizamos la Prueba GR0, esta prueba sirve para simular la comunicación de la probeta como si estuviera ensamblada.

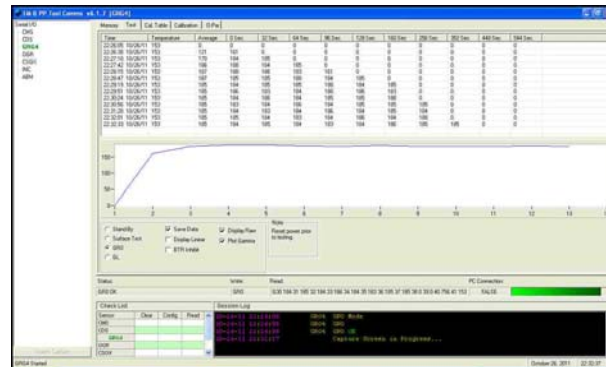


Figura 183. Prueba de comunicación con la Probeta.

Leemos los datos de las Pruebas y los guardamos.



Figura 184. Verificación de Escritura en Memoria.

Borramos la data almacenada en la probeta para iniciar el trabajo.

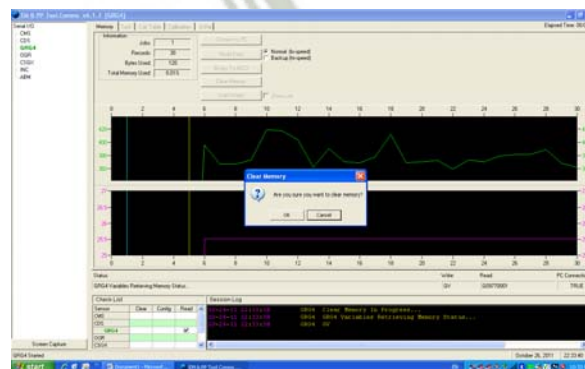


Figura 185. Borrado de Memoria.

Verificamos que todos los indicadores están en Cero.

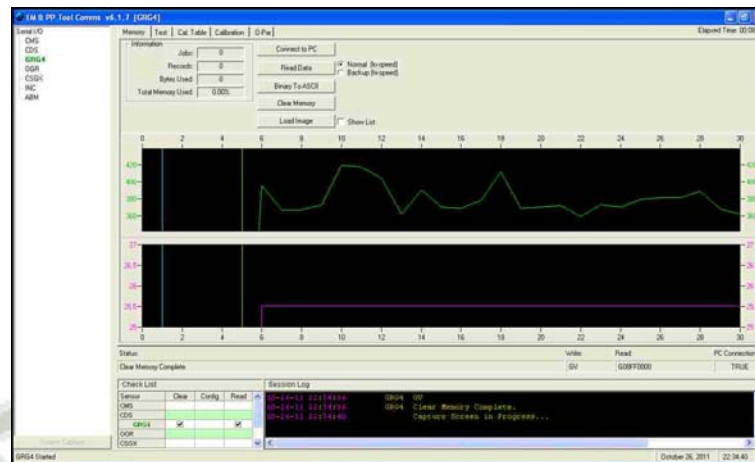


Figura 186. Verificación de Borrado.

Cerramos el Puerto de Comunicación y salimos de la Aplicación EM&PP.

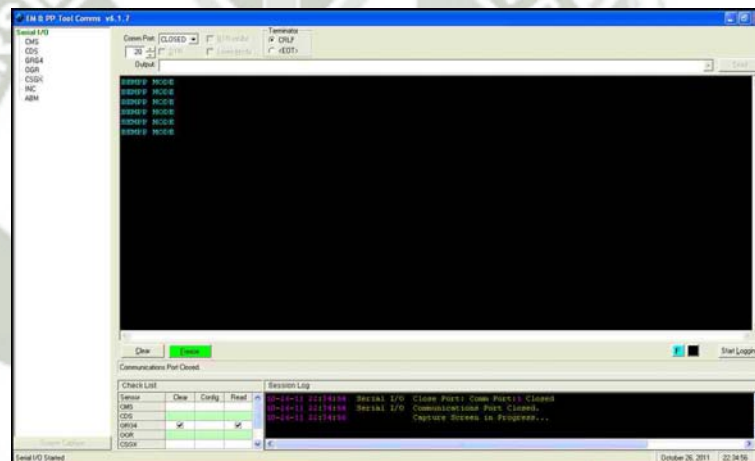


Figura 187. Cerrando el Programa.

### 3.4.3.2 SENSOR DE PRESIÓN

#### 3.4.3.2.1 TEORÍA DEL SENSOR DE PRESIÓN

Los sensores de presión de fondo son herramientas para monitorear la eficiencia de la perforación proporcionando mediciones continuas y directas de la presión anular y la presión absoluta del pozo.

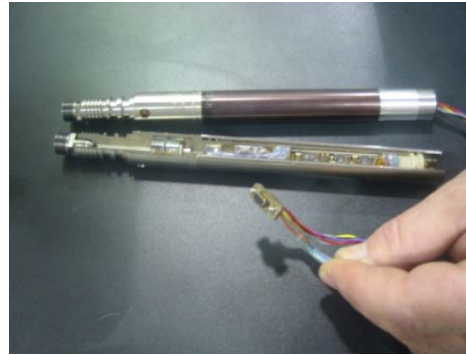


Figura 188. Sensor de Presión.

El sistema basado en probeta opera comunicando la presión anular con el transductor a través de un hueco en el mule shoe y un hueco en el extremo del Stinger que se asienta a su vez dentro de una camisa en el mule shoe. El sensor CSGx que tiene el transductor se conecta encima del stinger.

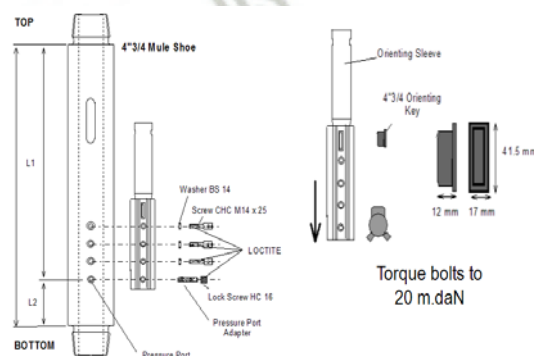
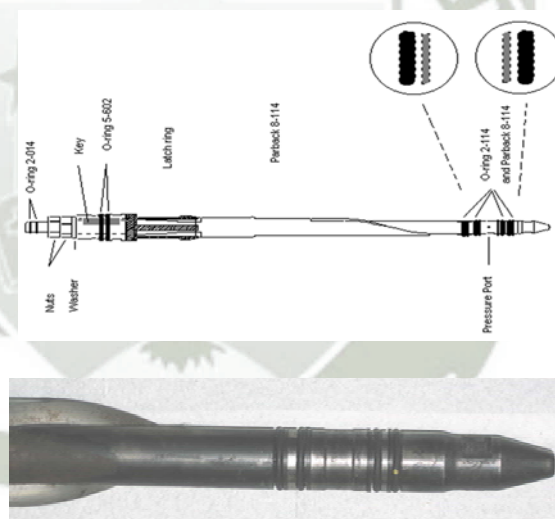


Figura 189. Descripción del Stinger, Aspecto Físico y Descripción del Mule Shoe.

Las lecturas de presión en tiempo real proporcionan información de la hidráulica del pozo y comportamiento del fluido que ayuda al perforador a evitar problemas durante la perforación y a optimizar la perforación.

#### 3.4.3.2.2 AMBIENTE DE OPERACIÓN SEGURO

Para perforar con seguridad la densidad equivalente del lodo debe permanecer entre:

- Mínima Presión de Fractura.
- Máxima Presión de Poro.

Ahora definiremos algunos términos de importancia para el monitoreo de la presión del pozo:

- **Presión Anular:** Es la densidad hidrostática de la columna de lodo más las pérdidas por fricción en el espacio anular desde el sensor de presión hasta la superficie.
- **Presión Interna (presión absoluta ó presión del agujero):** Es la presión hidrostática de la columna de lodo más las pérdidas a través del BHA por debajo del sensor de presión, la caída de presión en la broca y las pérdidas de presión por fricción en el espacio anular desde la barrena hasta la superficie.

#### 3.4.3.2.3 PESO EQUIVALENTE DEL LODO

- **Estático** (bombas apagadas) el Peso Equivalente de Lodo es igual a la densidad promedio de la columna de lodo estática.

- **Dinámico** (bombas encendidas) el Peso Equivalente de Lodo es igual a la densidad promedio de la columna de lodo estática más pérdidas por fricción en el espacio anular; en esta condición se llama Densidad Equivalente de Circulación.

$$PEL = \frac{PRESIÓN}{TVD * K} \quad (10)$$

Donde: K = 0.052 (ingles) y K = 0.00981 (métrico)

#### 3.4.3.2.4 FACTORES QUE AFECTAN EL PESO DE LODO EQUIVALENTE

- **Densidad del Lodo:** La densidad del lodo medida en la superficie es el primer factor a tomar en cuenta para controlar la presión bajo la superficie.

El peso de lodo establece la línea base por la cual otros factores podrían variar.

- **Rompiendo el Gel:** La fuerza del gel en el fluido de perforación determina la habilidad para mantener los sólidos en suspensión cuando no hay flujo presente.

La fuerza que se necesita para romper el gel y poner en circulación al lodo adiciona al espacio anular pérdidas de presión hasta que el lodo empieza a fluir.

- **Cantidad de Recortes:** Los sólidos en suspensión en el lodo aumentan la densidad del lodo, lo cual incrementa la presión en la columna del lodo.

➤ **Cantidad de Flujo:** La presión necesaria en la barrena para mover el lodo hacia el espacio anular es directamente proporcional a la cantidad de flujo.

➤ **Entrada de Fluidos de la Formación al Hoyo:** Cuando los fluidos de la formación entran al espacio anular, cambian las propiedades del lodo, lo cual cambia la presión hidrostática ocasionada por el lodo.

Durante un arranque de gas, la burbuja de gas desplaza el lodo y se expande conforme entra al espacio anular, reduciendo drásticamente la presión anular.

➤ **Restricciones en el Espacio Anular (Empaques o Packoff):** Las restricciones en la circulación aumentan la presión que se necesita para mover el fluido a una cantidad específica de flujo.

Las restricciones pueden ser causadas por formaciones que se expanden (hinchán), mala limpieza del pozo, agujero colapsado, formaciones fracturadas, o algún otro factor en la formación que pueda causar que las paredes del pozo se desprendan y entren al espacio anular.

➤ **Presiones al Meter y Sacar (swab/surge):** El movimiento de la tubería en forma axial en el pozo desplaza el fluido de perforación como un pistón en un cilindro.

El sacar tubería disminuye la presión anular (swab) y el meter tubería incrementa la presión anular (surge)

➤ **Deslizar contra Rotar perforando:** La trayectoria del fluido en el espacio anular cuando se desliza es diferente a cuando la tubería está rotando.

Esto cambia la resistencia al flujo, el régimen del flujo, y la trayectoria del flujo.

### 3.4.3.2.5 APLICACIONES DEL SENSOR DE PRESIÓN

En la Tabla 12 se resumen las aplicaciones del Sensor de Presión.

Tabla 12. Aplicaciones del Sensor de Presión

Aplicaciones	Respuesta de Presión	Comentarios
Prueba de Integridad de la formación (F.I.T)	La falta de caída de presión después de cerrar el pozo indica que la formación resistirá la presión de prueba.	La lectura de esta prueba se transmite a la superficie cuando se encienden las bombas.
Prueba de Goteo (L.O.T)	La presión a la cual hay una disminución en la pendiente de la curva de presión del LOT indica la presión de fractura de la formación.	La lectura de esta prueba se transmite a la superficie cuando se encienden las bombas.
Midiendo Swab y Surge con las Bombas apagadas y fuerza de gel del lodo.	La presión “ <i>pumps-off maximum pressure</i> ” captura la presión <i>surge</i> más alta obtenida durante el periodo con las bombas apagadas.	La presión “ <i>pumps-off minimum</i> ” captura la presión swab más baja.
Detección de Empaques	La aparición de una serie de picos positivos en el PEL (EMW) es indicación de un empaquetamiento.	Esto resulta en un pico de presión solo cuando el empaque es arriba del sensor de presión.
Monitoreo de Limpieza Del Hueco	Una disminución gradual en el PEL (EMW) mientras se navega indica mala limpieza del pozo. Un incremento uniforme en el PEL mientras se está rotando indica mala limpieza del pozo. Variaciones cortas en el PEL (EMW) pueden indicar mala limpieza del pozo. Una disminución del PEL (EMW) en la densidad del lodo de entrada cuando se está circulando indica buena limpieza del pozo.	Es el resultado de detritos asentados en pozos con inclinaciones altas. Es el resultado de los detritos asentados que son puestos en suspensión otra vez. Es el resultado de restricciones en el hueco mientras se está circulando. EMW es igual al ECD calculado.
Lecturas de presión rotando o con flujo.	El PEL (EMW) se desplaza con cambios en rpm o por flujo.	
Detección de fluidos de la formación cuando	Una disminución en PEL que no está relacionado con las operaciones del equipo.	El tamaño del decremento es relativo a la densidad el lodo y al volumen del fluido de la

se perfora con lodo.		formación.
Detección de gas de la Formación	Un repentino decremento en el PEL (EMW) que no está relacionado con las operaciones del equipo	Usualmente este es un cambio dramático y no se ve en superficie por varios minutos.
Optimización de la densidad del lodo.	Un PEL (EMW) estable entre la presión de fractura y la presión de poro.	
Detección de inestabilidad del pozo.	Al colapsarse un pozo causa un repentino aumento en PEL (EMW) conforme los sólidos se asientan en el espacio anular.	Frecuentemente relacionado con alto torque.

### 3.4.3.2.6 CONFIGURACIÓN Y PRUEBA DE LA PROBETA CSGX

Iniciamos la Aplicación EM&PP y seleccionamos el puerto de Comunicación con la Probeta.

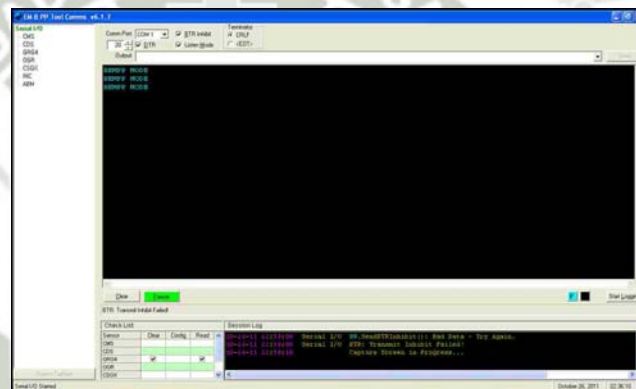


Figura 190. Inicio del Programa EM&PP y configuramos la comunicación.

Establecemos la comunicación con al probeta CSGx.

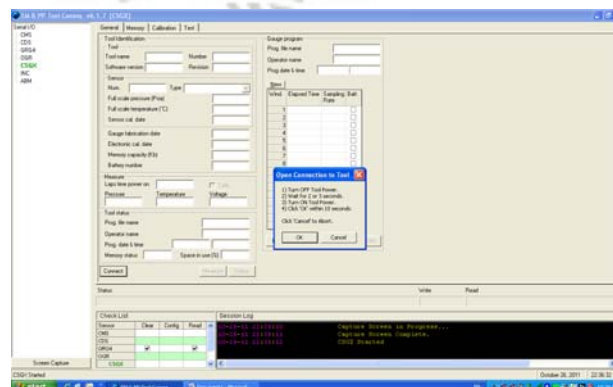


Figura 191. Estableciendo Comunicación con la Probeta.

Verificamos la Comunicación con la Probeta cuando visualizamos los datos del trabajo pasado.

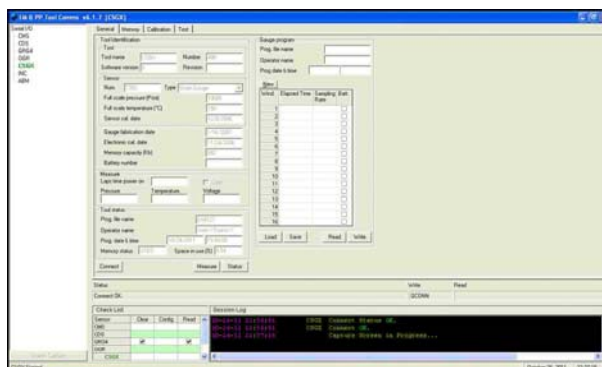


Figura 192. Verificación de Comunicación.

Revisamos la Calibración de la Probeta según su hoja técnica.

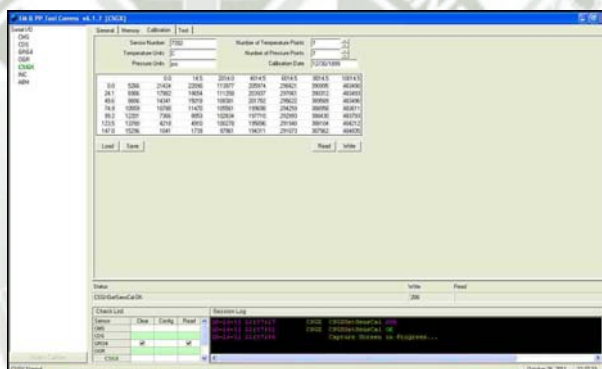


Figura 193. Revisión del Archivo de Configuración.

Guardamos los datos de calibración.

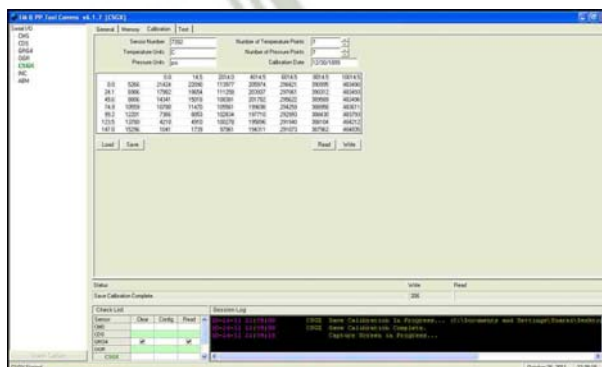


Figura 194. Guardando el Archivo de Calibración.



La Memoria luego de ser borrada debe ser configurada con los datos del Nuevo Trabajo, esta información se graba en la memoria luego de dar click en el botón “Write”.

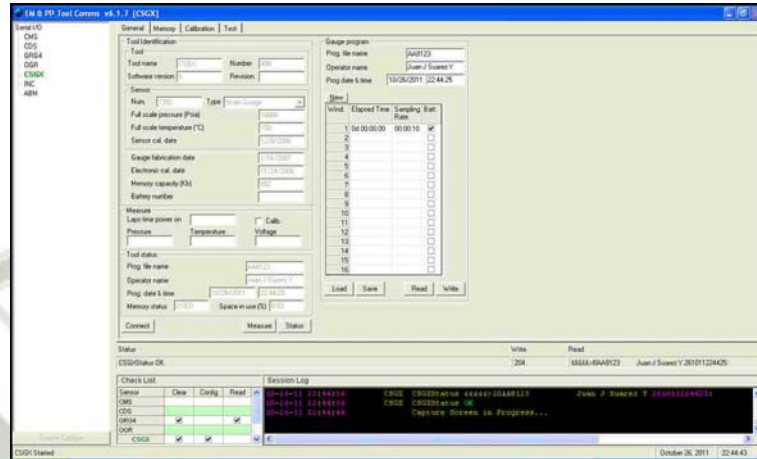


Figura 198. Configurando Memoria de Probeta.

Cerramos el Puerto de Comunicación y terminamos la Aplicación EM&PP.

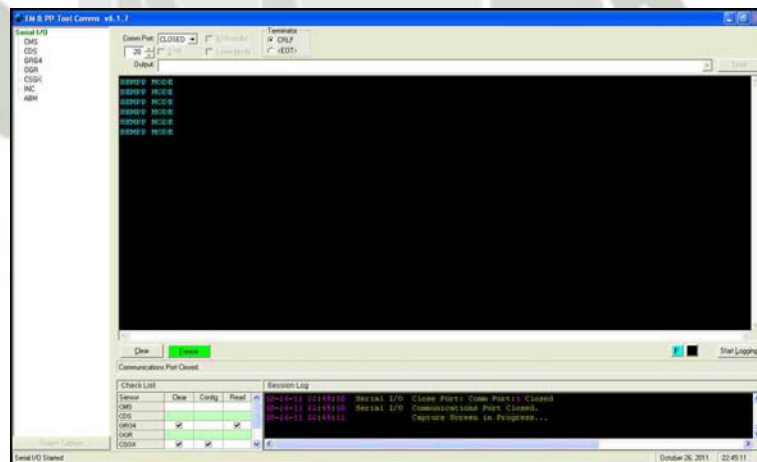


Figura 199. Saliendo del Programa EM&PP.

### 3.5 ¿QUÉ ES UN SURVEY?

Un survey o en forma más apropiada “Estación de Survey”, cuenta con los siguientes componentes:

- Inclinación.
- Dirección del Pozo (Acimut).
- Profundidad Medida.

La más alta calidad de un survey se obtiene con una medición estática, esta información luego de ser evaluada con los criterios de calidad adecuados es proporcionada al Ing. Direccional. La información del Survey le indica al Ing. Direccional donde el hueco se encontraba.

Las medidas adquiridas del fondo del hoyo son la Inclinación y Dirección estas son realizadas por los Sensores Direccionales Acelerómetros y Magnetómetros respectivamente.

La Profundidad Medida es una medida que se realiza desde la superficie, algunas veces monitoreando la profundidad.

#### 3.5.1 INCLINACIÓN

Inclinación es el ángulo medido en Grados Sexagesimales por el cual el pozo o el eje del instrumento que toma la medición varía de la línea vertical, entonces:

- Una inclinación  $0^\circ$  sería totalmente vertical.
- Una inclinación de  $90^\circ$  sería horizontal.

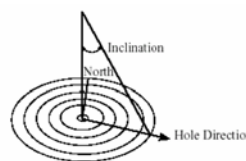


Figura 200. Definición de Inclinación.

### 3.5.2 DIRECCIÓN DEL POZO O ACIMUT

La Dirección del Pozo es el ángulo medido en Grados Sexagesimales, del componente horizontal del pozo o del eje del sensor direccional desde una referencia al norte de referencia. La referencia puede ser norte verdadero o norte grid, y se mide por convención en sentido horario. La dirección del pozo se puede expresar de dos formas:  $0^{\circ}$  a  $360^{\circ}$  o en forma de cuadrantes (NE, SE, NW, SW).

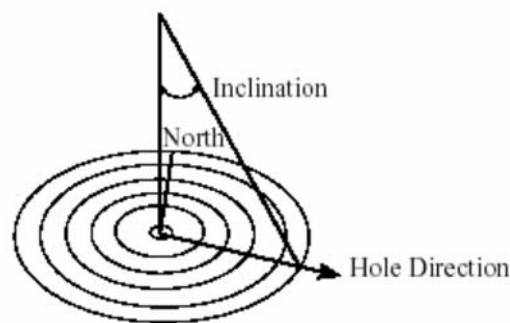


Figura 201. Definición de Acimut.

### 3.5.3 PROFUNDIDAD MEDIDA

La profundidad medida se refiere a la longitud actual del agujero perforado desde un punto en la superficie (piso de perforación) a cualquier punto del pozo.

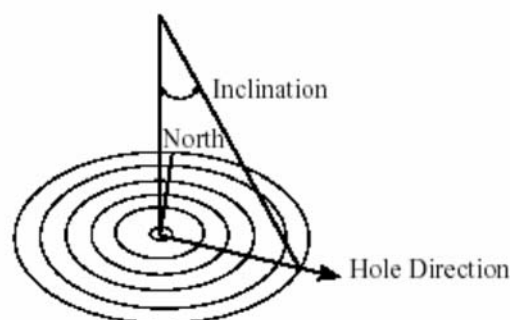


Figura 202. Definición de Profundidad Medida.

### 3.5.4 PROCEDIMIENTO PARA LA TOMA DEL REGISTRO SURVEY

- Perforar hasta el final de la junta o parada (3 tuberías) y detener la mesa rotaria.
- Trabajar la tubería arriba y abajo para liberar torque en la sarta de perforación.
- Situar la broca al punto del survey y apagar las bombas.
- Esperar datos.
- Validar data según criterios de calidad del survey.

#### 3.5.4.1 FUENTES DE ERROR EN INCLINACIÓN EN TIEMPO REAL

Estos factores pueden introducir errores en el valor de inclinación del pozo durante la toma del registro:

- Movimiento durante el survey (axial o rotacional).
- Acelerómetro o falla electrónica asociada.
- Calibración fuera de especificaciones.
- Exactitud de los sensores.
- Resolución de datos en tiempo real.

#### 3.5.4.2 CRITERIO DE CALIDAD PARA LA INCLINACIÓN

- La inclinación obtenida, ¿Concuerda con las acciones del perforador direccional?
- ¿Se encuentra  $G_{total}$  dentro del rango  $\pm 0.003$  g de la Intensidad del Campo Gravitacional Local?

$$G_{total} = (G_x^2 + G_y^2 + G_z^2)^{1/2} \quad (11)$$

### 3.5.4.3 FUENTES DE ERROR DE ACIMUT EN TIEMPO REAL

Estos factores pueden introducir errores en la dirección del pozo durante la toma del registro:

- Interferencia Magnética (axial o inter-axial).
- Magnetómetro o falla asociada al hardware.
- Calibración fuera de especificación.
- Valor de acelerómetro “Malo” (la inclinación y la cara de la herramienta en posición alta son parte del cálculo).
- Error matemático (en inclinaciones de 0° y 90°).
- Exactitud de los sensores.
- Resolución de datos en tiempo real.
- Latitud, Inclinación, Dirección de pozo.
- Declinación incorrecta y/o Convergencia.

### 3.5.4.4 CRITERIO DE CALIDAD PARA EL ACIMUT

- El acimut obtenido, ¿Concuerda con las acciones del perforador direccional?
- ¿Se encuentra  $B_{total}$  dentro del rango +/- 350 nT de la Intensidad del Campo Magnético Local?

$$B_{total} = (B_x^2 + B_y^2 + B_z^2)^{1/2} \quad (12)$$

### 3.5.4.5 CRITERIO ADICIONAL PARA LA ACEPTACIÓN DE UN SURVEY

$$MDIP = ASIN \left[ \frac{B_x * G_x + B_y * G_y + B_z * G_z}{G_{TOTAL} * B_{TOTAL}} \right] \quad (13)$$

- ¿Se encuentra el Angulo Magnético (DIP) calculado dentro del rango +/- 0.3° del Angulo Magnético Local?
- MDIP utiliza valores de los acelerómetros y magnetómetros pero no es tan sensible al criterio de aceptación como  $G_{total}$  y  $B_{total}$ .
- Es posible que MDIP esté fuera de especificación pero  $G_{total}$  y  $B_{total}$  no lo están.
- MUY IMPORTANTE: MDIP no debe ser utilizado como criterio suficiente para descalificar un survey si  $G_{total}$  y  $B_{total}$  se encuentran dentro de especificaciones.

Tabla 13. Criterio de Calidad para Evaluar los datos del Survey.

Criterio	Rango
$G_{total} = (G_x^2 + G_y^2 + G_z^2)^{1/2}$	+/- 0.003 g
$B_{total} = (B_x^2 + B_y^2 + B_z^2)^{1/2}$	+/- 350 nT
$MDIP = ASIN \left[ \frac{B_x * G_x + B_y * G_y + B_z * G_z}{G_{TOTAL} * B_{TOTAL}} \right]$	+/- 0.3°

### 3.5.4.6 EJEMPLO DE CALIDAD DE UN SURVEY

**Ejemplo N° 1:** Dada la siguiente información,  $G_{total} = 1.000$  g,  $B_{total} = 58355$  nT,  $Mdip = 75.20^\circ$  (Referencias Locales), decidir si la calidad del survey está dentro de los limites.

Tabla 14. Survey Dentro del Rango.

INCLINACIÓN	ACIMUT	$G_{TOTAL}$	$B_{TOTAL}$	MDIP
3.72°	125.01°	1.0012 g	58236 nT	75.25°
		+0.0012 G	-119 nT	-0.05°

**Ejemplo N° 2:** Dada la siguiente información,  $G_{total} = 1.000$  g,  $B_{total} = 58355$  nT,  $Mdip = 75.20^\circ$  (Referencias Locales), decidir si la calidad del survey está dentro de los limites.

Tabla 15. Survey con  $B_{total}$  fuera de Rango.

INCLINACIÓN	ACIMUT	$G_{TOTAL}$	$B_{TOTAL}$	MDIP
5.01°	127.33°	1.0009 g	58001 nT	74.84°
		+0.0009 G	-354 nT	-0.36°

**Ejemplo N° 3:** Dada la siguiente información,  $G_{total} = 1.000$  g,  $B_{total} = 58355$  nT,  $M_{dip} = 75.20^\circ$  (Referencias Locales), decidir si la calidad del survey está dentro de los límites.

Tabla 16. Survey con  $G_{total}$  fuera de Rango.

INCLINACIÓN	ACIMUT	$G_{TOTAL}$	$B_{TOTAL}$	MDIP
8.52°	125.34°	0.9953 g	58150 nT	74.28°
		-0.0047 G	-205 nT	-0.92°

**Ejemplo N° 4:** Dada la siguiente información,  $G_{total} = 1.000$  g,  $B_{total} = 58355$  nT,  $M_{dip} = 75.20^\circ$  (Referencias Locales), decidir si la calidad del survey está dentro de los límites.

Tabla 17. Survey Fuera de Rango.

INCLINACIÓN	ACIMUT	$G_{TOTAL}$	$B_{TOTAL}$	MDIP
17.13°	129.88°	1.0120 g	57623 nT	73.44°
		+0.0120 G	-732 nT	-1.76°

### 3.5.5 MÉTODOS PARA CALCULAR SURVEY

Una vez que se ha verificado la calidad de la inclinación, dirección del pozo, y profundidad medida en la estación del survey los datos son proporcionados al perforador direccional.

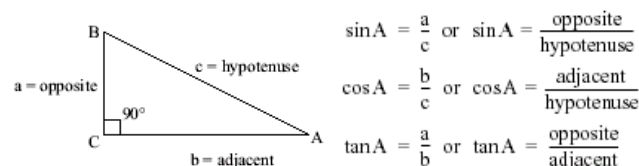


Figura 203. Funciones Trigonómicas del Triángulo Rectángulo.

El cálculo de los surveys se realiza entre estaciones de surveys para proporcionar al perforador direccional una idea de la trayectoria del pozo en los planos vertical y horizontal.

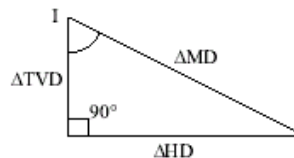


Figura 204. Relación del Triángulo Rectángulo con la Terminología de Perforación.

El cálculo para surveys puede entenderse de una mejor manera al aplicar principios trigonométricos

### 3.5.5.1 MÉTODO DE CÁLCULO TANGENCIAL

Asume que el pozo es una línea recta desde el primer survey hasta el último.

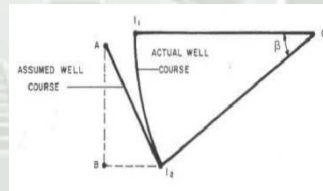


Figura 205. Criterio del Método Tangencial.

### 3.5.5.2 MÉTODO DE CÁLCULO DE ÁNGULO PROMEDIO

Asume las distancias de un survey a otro como líneas rectas. Casi exacto y se pueden hacer cálculos manuales.



- Angulo Máximo @ 26°
- Pozo Vertical hasta 4064 pies, después construir ángulo hasta 26° @ 5985 pies.
- Intervalo aproximado entre Surveys 62 pies.

Tabla 18. Comparación entre Métodos de Cálculo del Survey.

Calculation Method	TVD (Difference from Actual)	Displacement (Difference from Actual)
Tangential	-3.34 feet	+13.94 feet
Average Angle	-0.00 feet	-01.06 feet
Radius of Curvature	-0.03 feet	-00.68 feet
Minimum Curvature	-0.00 feet	-00.00 feet

### 3.5.6 TERMINOLOGÍA DE LOS SURVEYS

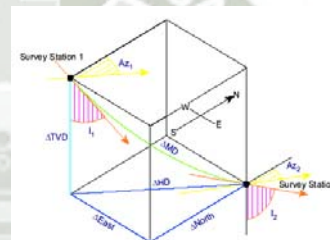


Figura 209. Terminología del Survey.

- **Estación Survey:** Posición a lo largo del pozo donde se toman las lecturas direccionales.
- **Profundidad Vertical Verdadera (TVD):** Es la proyección del pozo en el plano Vertical.
- **Profundidad Medida (MD):** La distancia actual recorrida a lo largo del pozo
- **Cierre (CL):** La distancia medida recorrida entre “estaciones”.
- **Desplazamiento Horizontal (HD):** Proyección del pozo en el plano horizontal o Distancia Horizontal desde la cabeza del pozo al último survey.
- **Latitud (Northing):** La distancia recorrida en la dirección norte-sur en el plano horizontal. Hacia el norte es positivo, al sur es negativo.

- **Longitud (*Departure*) (Easting):** La distancia recorrida en la dirección este-oeste en el plano horizontal. Hacia el este es positivo, al oeste es negativo.
- **Dirección Objetivo:** La dirección propuesta del pozo.
- **Sección Vertical (VS):** Es la proyección del desplazamiento horizontal a lo largo de la dirección del objetivo o la distancia horizontal recorrida desde la cabeza del pozo hacia el objetivo a lo largo de la dirección objetivo.
- **Severidad Dogleg (DLS):** Es un estimado normalizado (ejemplo grados / 30 m) de la curvatura total en la trayectoria actual de un pozo entre dos surveys consecutivos.

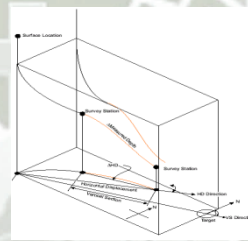


Figura 210. Representación de Terminología del Survey con mayor Importancia.

### 3.5.6.1 CÁLCULO DE LA SECCIÓN VERTICAL

Para calcular la sección vertical se debe conocer el cierre (desplazamiento horizontal), dirección del cierre y dirección del objetivo.

La sección vertical es el producto del desplazamiento horizontal y el coseno de la diferencia entre la dirección del cierre y la dirección del objetivo.

$$VS = HD * \cos (\text{Target Direction} - \text{Closure Direction}) \quad (14)$$

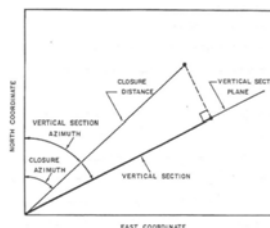


Figura 211. Representación de la Sección Vertical.

### 3.5.6.2 PROYECCIÓN VERTICAL

En la proyección vertical el perforador direccional grafica la Profundidad Vertical Verdadera vs la Sección Vertical, el Pozo debe pasar entre el espesor del objetivo vertical a lo largo de la dirección de la sección vertical para poder alcanzar el objetivo en este plano.

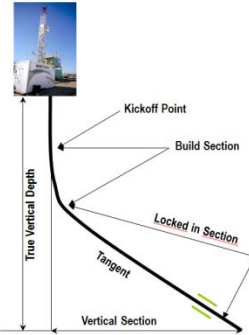


Figura 212. Proyección de la Sección Vertical.

### 3.5.6.3 PROYECCIÓN HORIZONTAL

En la proyección horizontal el perforador direccional grafica Latitud vs longitud, el pozo debe pasar entre el radio del objetivo horizontal a lo largo de la dirección del objetivo propuesta para poder alcanzar el objetivo en este plano.

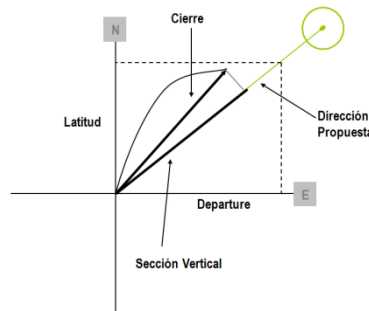


Figura 213. Proyección Horizontal.

### 3.6 SPECTRUM SUITE

#### 3.6.1 INTRODUCCIÓN

Spectrum™ Surface Software es un paquete de software diseñado a medida por el Grupo Drilling Services de Weatherford se emplea en la Evaluación, Perforación e Intervención (EDI). En la actualidad se utiliza para dar soporte a los clientes y operadores de Campo de Weatherford en los sitios de perforación en todo el mundo. El programa Spectrum está diseñado para ser compatible con los siguientes tipos de sistemas de fondo de pozo:

- Sistema Weatherford LWD™
- Sistema EMPulse™
- Sistema HyperPulse™
- Sistema HEL™ MWD
- Sistema HEL™ EMPulse™

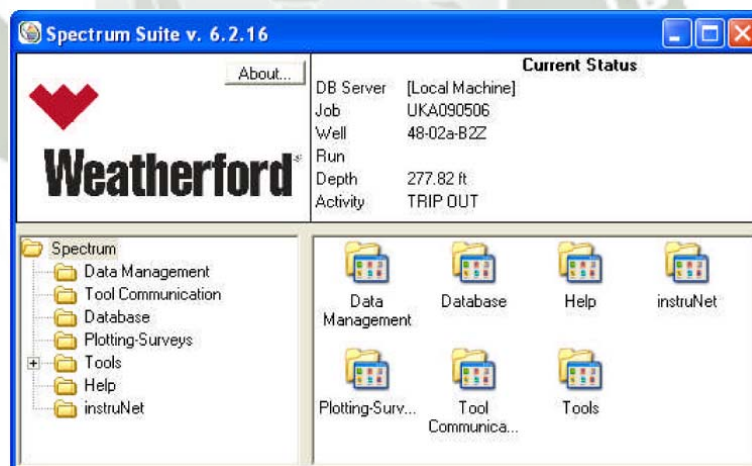


Figura 214. Inicio del Software Spectrum Suites.

El paquete de software Spectrum está diseñado para realizar los siguientes tipos de funciones:

- Detectar y decodificar información de perforación.
- Generar datos en tiempo real durante la perforación.
- Proporcionar comunicación superficie-herramienta.
- Proporcionar transferencia de datos.
- Produce registros, surveys e informes asociados.

### 3.6.2 INSTALACIÓN

Antes de instalar, debe considerar la siguiente información de instalación del Software de Superficie Spectrum™ para Lockdown 6 (LD6).

- El tiempo de instalación es aproximadamente 45 minutos.
- Decidir qué unidad desea utilizar para la base de datos del Spectrum (la unidad C es el valor predeterminado), sino se recomienda la segunda unidad o la unidad más grande disponible.
- Esté preparado para iniciar la sesión con privilegios de administrador.
- Asegúrese de tener el paquete completo de instalación.

### 3.6.3 REQUISITOS DEL SISTEMA

Los requisitos del sistema dependen de si Spectrum está siendo instalado en el campo y qué tipo de trabajo se está ejecutando, o si el sistema está siendo instalado en una ubicación de la oficina para fines administrativos. Asegúrese de dejar espacio suficiente para el tipo de trabajo y tomar nota de las siguientes pautas:

- **Software básico del Spectrum:**
  - ✓ 2.5 GHz CPU
  - ✓ 2 GB de RAM (mínimo)
  - ✓ 8 GB de RAM (recomendado)
  - ✓ 30 GB de disco duro
  
- **Para MWD Jobs:**
  - ✓ Spectrum Prereq3 (base de datos se limita a 4 GB)
  - ✓ 500 MB de RAM (mínimo)
  - ✓ 60 GB de disco duro incluidas las copias de seguridad
  
- **Para LWD Jobs:**
  - ✓ Spectrum Prereq2 (tamaño de la base de datos ilimitado)
  - ✓ 4 GB de RAM (mínimo)
  - ✓ 8 GB de RAM (recomendado)
  - ✓ 60 GB de disco duro incluidas las copias de seguridad
  
- **Instalado para la Administración:**
  - ✓ Spectrum Prereq3 (base de datos se limita a 4 GB)
  - ✓ 500 MB de RAM (mínimo)
  - ✓ 60 GB de disco duro

**Nota:** Microsoft®.NET.Framework 1.1, 2.0 y 3.5 son todos necesarios para la instalación del Lockdown 6. Tenga en cuenta que la versión 2.0 pueden estar incluido con la versión 3.5. Compruebe las versiones instaladas

accediendo a Inicio Panel \ Control \ Agregar o quitar programas. Obtener las versiones 1.1, 2.0 y 3.5 desde el sitio web de Microsoft Windows.

### 3.6.4 CREANDO UN TRABAJO NUEVO

Iniciamos el software Spectrum Suites e iniciamos la Aplicación “Spectrum Navigator” para crear un nuevo Trabajo.



Figura 215. Selección de Spectrum Navigator para la Creación de Un Nuevo Pozo.

Detenemos todos los trabajos que estén logeando para poder crear un Nuevo Trabajo.

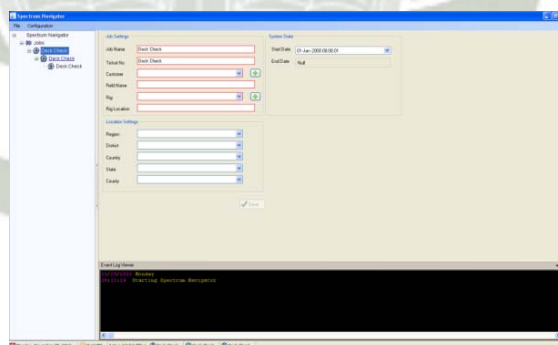


Figura 216. Detenemos el Pozo de prueba con que inicia la base de datos.

Creamos un Nuevo Trabajo.

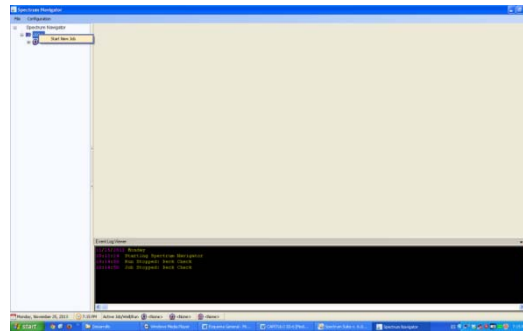


Figura 217. Iniciamos un Nuevo Trabajo.

Llenamos la data Relacionada con la Empresa Operadora y damos de Alta el Trabajo.

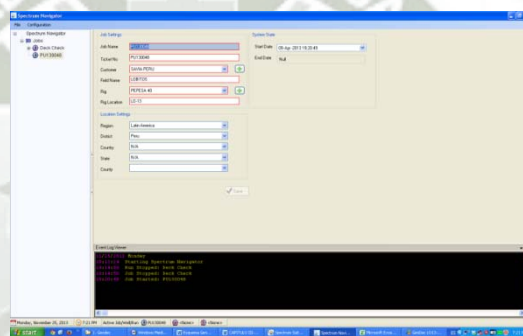


Figura 218. Llenado de Datos de la Compañía Operadora.

Nombramos el según los datos de la Operadora.

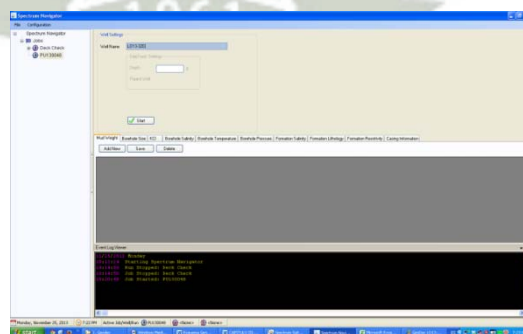


Figura 219. Llenado del Nombre del Pozo.

Damos de Alta al Pozo.

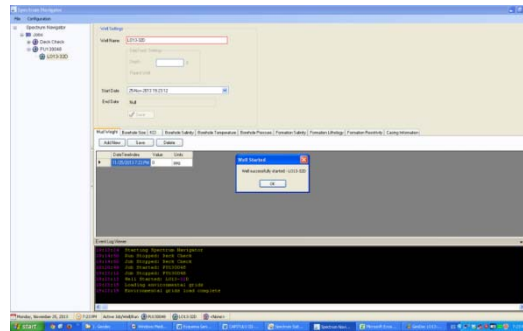


Figura 220. Alta del Nuevo Pozo.

Asignamos el número de Corrida según corresponda.

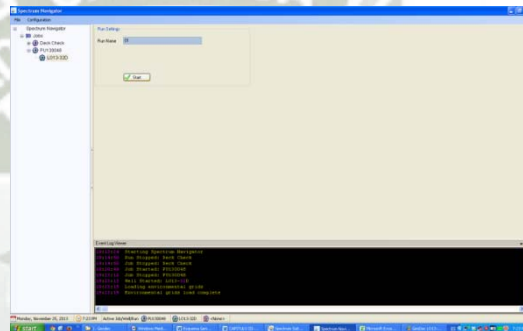


Figura 221. Nombramos la Corrida de Inicio.

Damos de Alta la Nueva Corrida y cerramos la Aplicación.

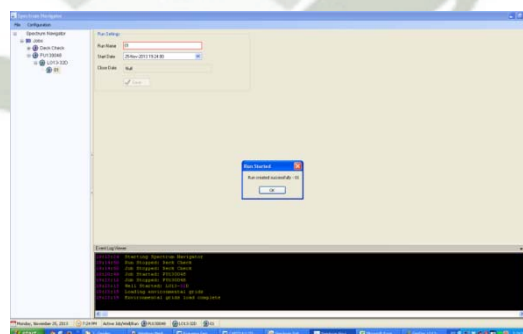


Figura 222. Alta de la Nueva Corrida.

### 3.6.5 SELECCIONANDO LAS HERRAMIENTAS DE TRABAJO

Iniciamos el Software Spectrum Suites y ejecutamos la Aplicación Tool Data Editor 2.



Figura 223. Seleccionamos la Aplicación Tool Data Editor 2.

Cuando se inicia un nuevo trabajo se deben seleccionar las herramientas de Trabajo.

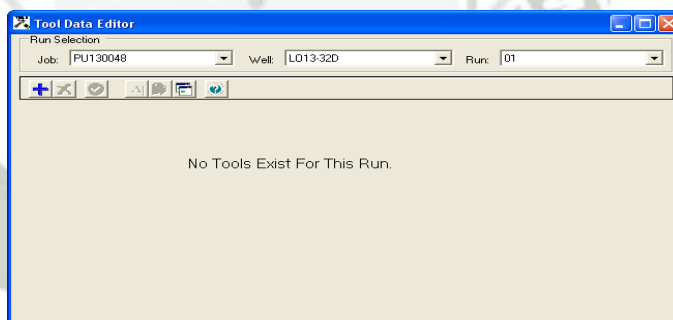


Figura 224. Etiqueta Sin Herramientas Creadas.

En Add Tool se marcan las herramientas de trabajo para el Sistema EMPulse.

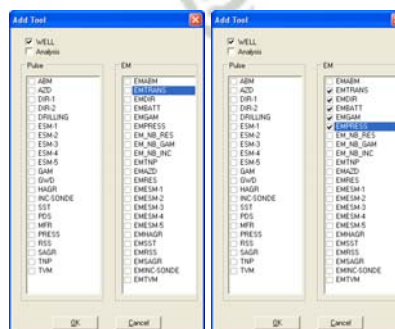


Figura 225. Selección de Herramientas para el Sistema EMPulse.

Al dar de Alta las Herramientas de Trabajo se generan varias etiquetas que deben ser configuradas para poder realizar la Nueva Corrida.

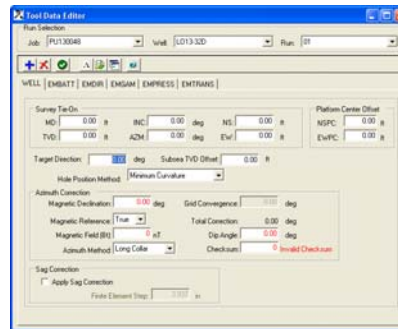


Figura 226. Etiqueta de Datos Magnéticos del Pozo.

Ingreso de los parámetros Magnéticos del Pozo.

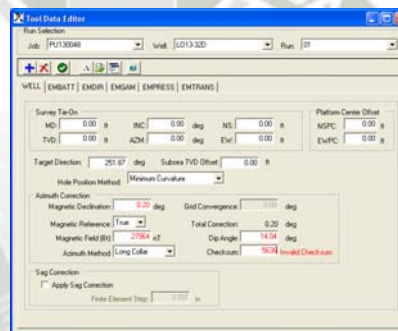


Figura 227. Ingreso de Datos Teóricos del Pozo.

Introducción de Comentarios de Referencia del Norte para validar los parámetros Magnéticos.

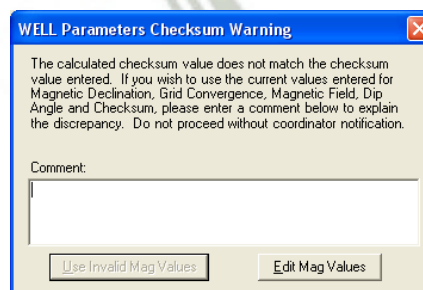


Figura 228. Cuadro de Comentarios antes de Iniciar el Pozo.

Para el caso de Perú se indica la Referencia hacia el Norte Verdadero.

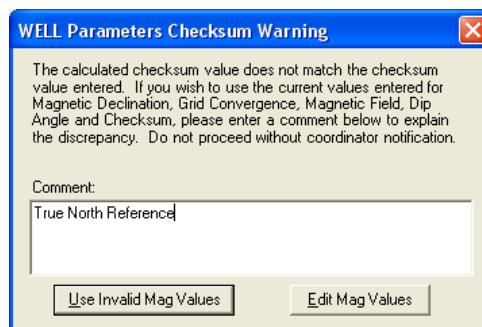


Figura 229. Comentarios de Referencia del Pozo.

Configuración de los tiempos de conexión de las Probetas.

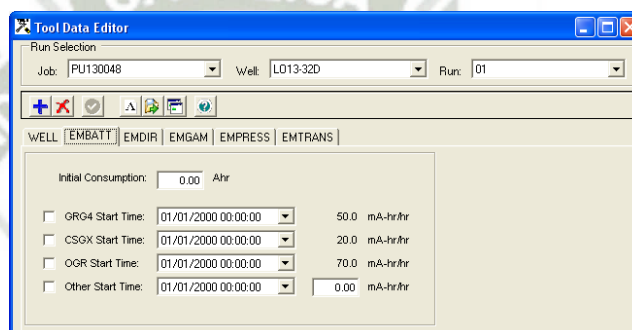


Figura 230. Cuadro de Horas de conexión de Batería.

Selección e introducción de horas de conexión de probetas adicionales al conjunto básico de trabajo.

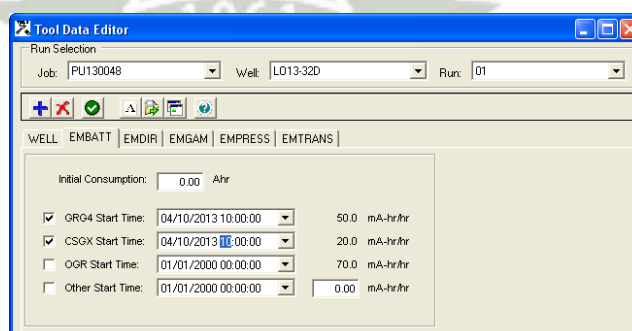


Figura 231. Selección de Herramientas para considerar el Consumo de Batería.

Se debe seleccionar la Herramienta de Probeta G4.

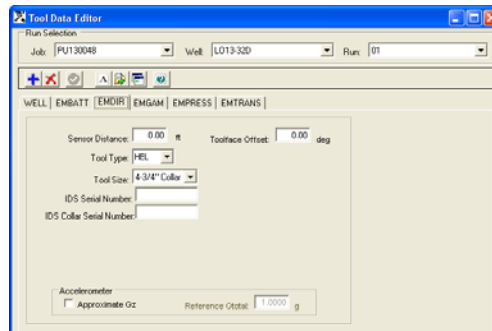


Figura 232. Etiqueta de Configuración de los Sensores Direccionales.

Configuración de los datos de los sensores Direccionales.

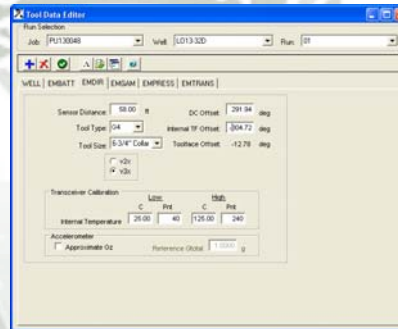


Figura 233. Ingreso de Datos de Sensores Direccionales para G4.

En esta etiqueta debemos seleccionar la Probeta de Rayos Gamma.

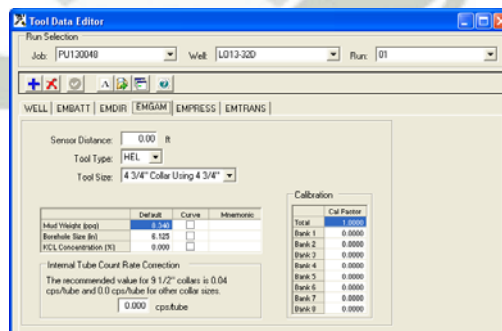


Figura 234. Selección del Sensor de Rayos Gamma.

Configuramos los parametros del Sensor de Rayos Gamma según su hoja técnica.

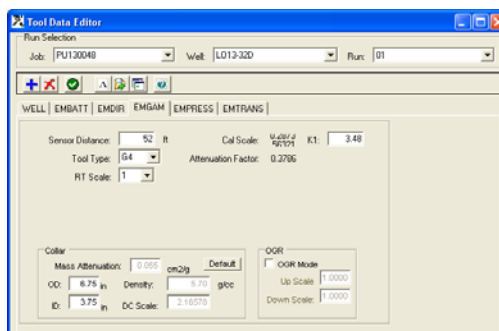


Figura 235. Ingreso de Datos para GRG4.

Seleccionamos la Etiqueta EMPRESS para configurar el Sensor CSGx.

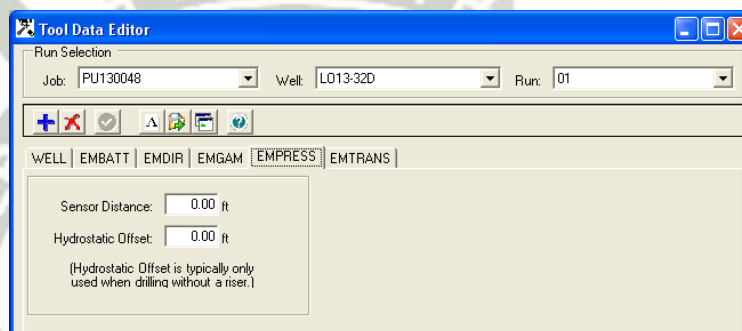


Figura 236. Configuración de Sensor de Presión.

Introducimos la distancia a la que se ubica el sensor CSGx desde la Barrena de Perforación.

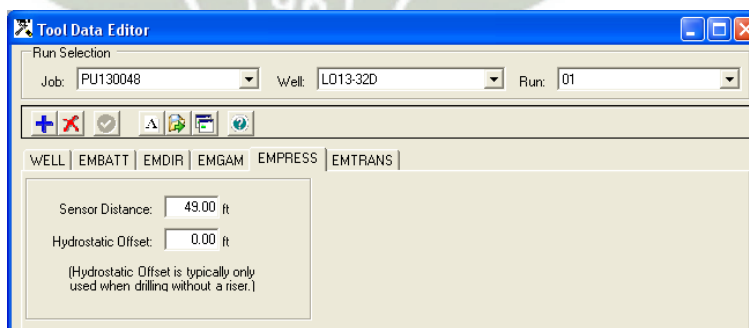


Figura 237. Ingreso de Datos para Sensor de Presión CSGx.

Por último verificamos los valores de las Ganancias del Transceptor en la Etiqueta EMTRANS, damos de alta todos los datos ingresados y cerramos la Aplicación “Tool Data Editor 2”.

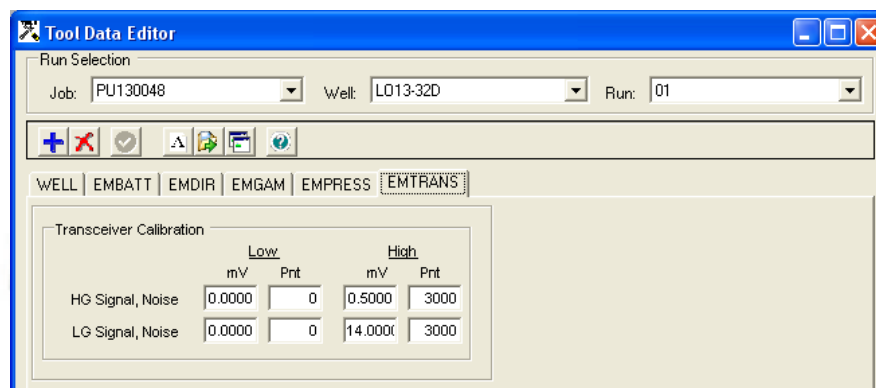


Figura 238. Verificación de Datos del Transceptor.

### 3.6.6 INICIANDO LA ADQUISICIÓN DE DATOS

Iniciamos el Software Spectrum Suites y seleccionamos la Aplicación RunUI.



Figura 239. Iniciamos la Aplicación RunUI.

Este es la etiqueta que registra todas las actividades que realizamos durante la adquisición de datos.

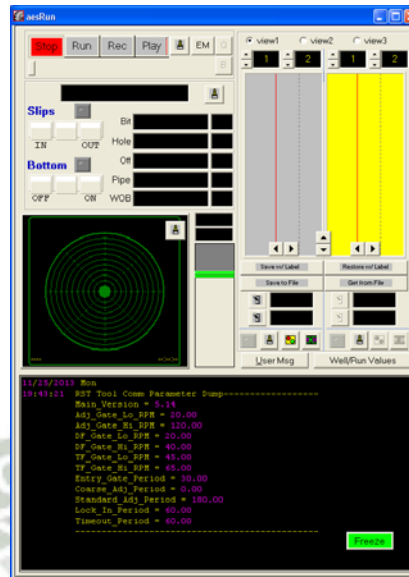


Figura 240. Etiqueta aesRun.

Hacemos Click en el botón “Acquisition Settings” para configurar los datos que se adquirirán durante el Trabajo.

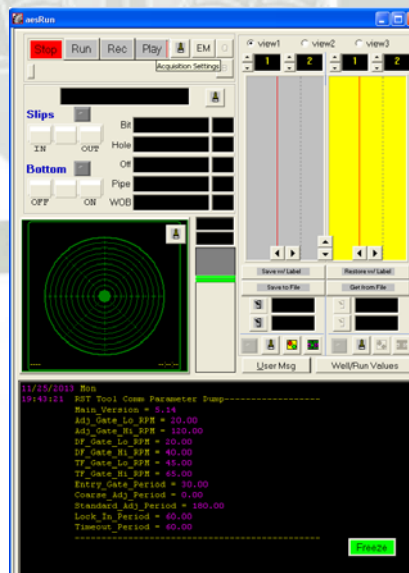


Figura 241. Seleccionando Configuración de Adquisición.

En la Etiqueta de “Acquisition Options” marcamos los datos que deseamos adquirir para el Sistema EMPulse y damos de Alto los cambios realizados.

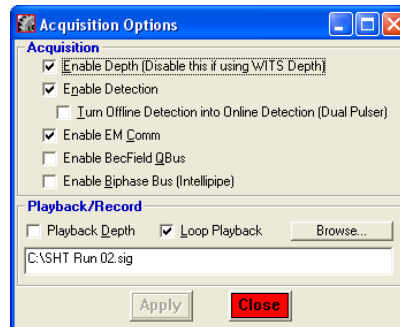


Figura 242. Habilitando los datos que se Adquirirán.

Luego abrimos la Etiqueta de interfaz con la Herramienta EMPulse haciendo Click en el botón “EM Comm Interface”.

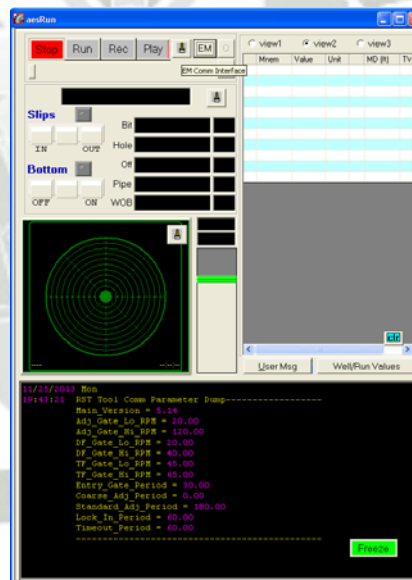


Figura 243. Abriendo el Interfaz EM Comm.

Desde la Etiqueta de Interfaz de la Herramienta EMPulse se realiza todo el control de adquisición de datos de la sonda MWD en el fondo de hoyo.

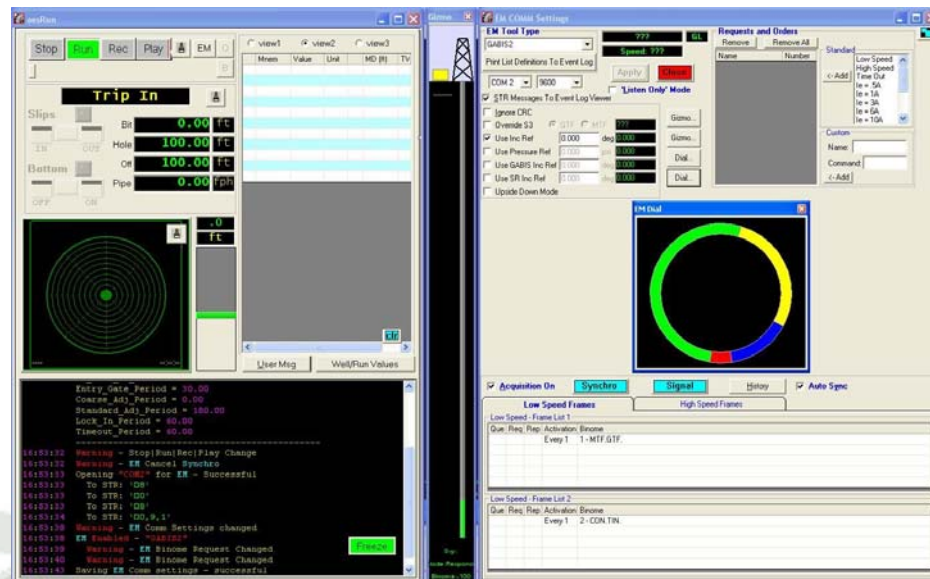


Figura 244. Etiquetas de Adquisición e Interfaz de datos.

## CONCLUSIONES

- La introducción de los sensores de superficie hace más eficiente el proceso de perforación de pozos de petróleo y/o gas.
- El uso de sensores direccionales de fondo con transmisión en tiempo real permite que la perforación direccional de pozos de petróleo y/o gas sea menos riesgosa.
- La aplicación de herramientas electrónicas durante el proceso de perforación de pozos de petróleo y/o gas permite reducir costos.
- El uso del sensor de fondo de rayos gamma ayuda a los geólogos a correlacionar las formaciones para la toma de decisiones.
- El uso del sensor de fondo de presión anular ayuda al operador del equipo de perforación a realizar una mejor limpieza del fondo del hoyo y a perforar más eficientemente el hueco.
- La utilización del Sistema EMPulse de la Compañía Weatherford demostró una excelente performance en todos los trabajos realizados en los distintos campos petroleros del Perú, obteniendo mejores tiempos de perforación al disminuir el tiempo de espera para la toma del Survey.
- El rig up (tareas a realizar desde que se llega a la locación hasta que se introduce la sonda al hoyo) del sistema EMPulse de la Compañía Weatherford es sencillo y rápido, la herramienta es altamente confiable y robusta.
- Comunicación bi-direccional con la herramienta MWD: La ventaja fundamental del sistema EMPulse es su habilidad de poder comunicarse en forma descendente, lo cual permite al operador comunicar nuevas instrucciones a la herramienta dentro del hoyo al mismo tiempo que se sigue perforando. Las

comunicaciones ascendentes y descendentes son completamente independientes de las actividades del equipo o de la actividad de perforación.



## BIBLIOGRAFÍA

- [01] Weatherford International, <http://www.weatherford.com/>
- [02] Halliburton, <http://www.halliburton.com/>
- [03] Schlumberger, <http://www.slb.com/>
- [04] National Oilwell Varco, <http://www.nov.com/>
- [05] Measurement While Drilling I Essentials – Training Curriculum, Weatherford International, 2009.
- [06] Spectrum Software Lockdown 6 – User Manual, Weatherford International, 2007.
- [07] MWD II: EMPulse – Operations Manual, Weatherford International, 2010.
- [08] EMMWD G4 Gamma Ray Probe – Operating Manual, Weatherford International, 2007.
- [09] EMMWD CSGX Probe – Operating Manual, Weatherford International, 2007.
- [10] EMMWD Transceiver V3 – Operating Manual, Weatherford International, 2007.