

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

## **FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS**

### **ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA OBTENCIÓN DE REGISTROS ELÉCTRICOS EN TIEMPO REAL (LWD) ENTRE HERRAMIENTAS ACIMUTALES Y CONVENCIONALES PARA EL GEOPOSICIONAMIENTO DE POZOS DIRECCIONALES DE ALTO ÁNGULO Y HORIZONTALES**

#### **PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERA EN PETRÓLEOS**

**SHEIDY NATHALIE CEVALLOS PIEDRA**

sheidy@spemail.org

**DIRECTOR: ING. JORGE DUEÑAS**

jlduenasm@gmail.com

**Quito, Noviembre 2010**

## DECLARACIÓN

Yo, Sheidy Nathalie Cevallos Piedra declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mi derecho de propiedad intelectual correspondiente a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

---

Sheidy Nathalie Cevallos Piedra

## **CERTIFICACIÓN**

Certifico que el presente proyecto de titulación fue desarrollado por Sheidy Nathalie Cevallos Piedra, bajo mi supervisión.

---

Ing. Jorge Dueñas

**DIRECTOR DEL PROYECTO**

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios, por darme la oportunidad de despertar cada día y cumplir todos mis sueños. A mis padres que me han enseñado que nada en la vida es imposible, si lo hacemos de corazón. A mis hermanos Wendy y Gabriel que llenan de alegría cada día de mi vida.

A cada uno de los seres humanos increíbles que conocí a lo largo de estos cinco años, mis amigos con los que he compartido momentos inolvidables y largas jornadas de trabajo. A Gaby, Fer, Lizeth, Dayis, Dianita y Alvaro gracias por su apoyo incondicional y por recuerdos únicos que permanecerán conmigo siempre.

A mis maestros que con su conocimiento y experiencia han enriquecido mi formación profesional. Al Ing. Jorge Dueñas director de este proyecto de titulación por el tiempo, ideas y experiencia transmitidas.

A Halliburton, prestigiosa empresa de servicios petroleros, por darme la oportunidad de realizar este proyecto. Gracias a todo el equipo de Sperry Drilling por el cariño, apoyo y conocimientos compartidos de manera abierta.

Al Ing. Carlos Forero y Juan Sandoval por su confianza, tiempo y por proporcionarme todas las herramientas necesarias para la elaboración de este proyecto.

## **DEDICATORIA**

Este proyecto de titulación está dedicado a mis padres que con su fuerza, alegría y sueños ha sido mi mayor inspiración en la vida.

## CONTENIDO

### CAPITULO I

<b>1. GENERALIDADES Y FUNDAMENTO TEÓRICO DE HERRAMIENTAS ACIMUTALES Y CONVENCIONALES .....</b>	<b>1</b>
1.1 GENERALIDADES .....	1
1.2 FUNDAMENTO TEÓRICO DE HERRAMIENTAS ACIMUTALES Y CONVENCIONALES .....	2
1.3 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LAS TÉCNICAS DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL .....	3
1.3.1 PERFORACIÓN DIRECCIONAL .....	3
1.3.1.1 PERFORACIÓN HORIZONTAL .....	7
1.4 SISTEMAS DE MEDICIÓN .....	9
1.4.1 SISTEMA MWD (MEASUREMENT WHILE DRILLING) .....	9
1.4.2 TELEMETRÍA .....	12
1.4.2.1 SISTEMA DE TELEMETRÍA DE PULSO DE LODO POSITIVO .....	13
1.4.2.2 SISTEMA DE TELEMETRÍA DE PULSO DE LODO NEGATIVO .....	14
1.4.3 SISTEMA LWD (LOGGING WHILE DRILLING) .....	17
1.5 HERRAMIENTAS CONVENCIONALES .....	17
1.5.1 FUNCIONAMIENTO DE LAS HERRAMIENTAS CONVENCIONALES .....	18
1.5.1.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO SENSOR EWR PHASE 4 .....	18
1.5.1.2 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO SENSOR CTN .....	20
1.5.1.3 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DEL SENSOR DGR .....	22
1.5.1.4 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DEL SENSOR PCG .....	24
1.5.2 COMPONENTES DE LAS HERRAMIENTAS .....	25
1.5.2.1 ESPECIFICACIONES DEL SENSOR EWR PHASE 4 .....	25
1.5.2.2 ESPECIFICACIONES DEL SENSOR CTN (NEUTRÓN TÉRMICO COMPENSADO .....	28
1.5.2.3 ESPECIFICACIONES DEL SENSOR DEL SENSOR DGR (DUAL GAMMA RAY) .....	29
1.5.2.4 ESPECIFICACIONES DEL SENSOR PCG .....	30
1.6 HERRAMIENTAS ACIMUTALES .....	31

1.6.1	FUNCIONAMIENTO DE LAS HERRAMIENTAS ACIMUTALES .....	32
1.6.1.1	PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DEL SENSOR DE RESISTIVIDAD ACIMUTAL PROFUNDA (ADR) .....	32
1.6.1.2	PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DEL SENSOR DE RESISTIVIDAD CENTRADO ACIMUTAL (AFR).....	36
1.6.1.3	PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DEL SENSOR ACIMUTAL DE LITODENSIDAD .....	39
1.6.1.4	PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DEL SENSOR ABG .....	41
1.6.2	COMPONENTES DE LAS HERRAMIENTAS .....	43
1.6.2.1	ESPECIFICACIONES DEL SENSOR DE RESISTIVIDAD ACIMUTAL PROFUNDA (ADR).....	43
1.6.2.2	ESPECIFICACIONES DEL SENSOR DE RESISTIVIDAD CENTRADO ACIMUTAL (AFR) .....	44
1.6.2.3	ESPECIFICACIONES DEL SENSOR ALD.....	45
1.6.2.4	ESPECIFICACIONES DEL SENSOR ABG .....	45

## CAPITULO II

### **2. PRINCIPIOS DE GEOPOSICIONAMIENTO EN POZOS DE ALTO ANGULO Y HORIZONTALES .....**

2.1	GEOLOGÍA GENERAL DE LA CUENCA ORIENTE.....	47
2.1.1	ESTRATIGRAFÍA DE LA CUENCA ORIENTE .....	48
2.2	PRINCIPIOS DE GEOPOSICIONAMIENTO.....	49
2.2.1	DEFINICIÓN DE GEOPOSICIONAMIENTO.....	49
2.3	ASPECTOS A EVALUAR EN UN PROYECTO DE GEOPOSICIONAMIENTO.....	50
2.3.1	INCERTIDUMBRE GEOLÓGICA.....	51
2.4	TIPOS DE GEOPOSICIONAMIENTO .....	52
2.4.1	GEOPOSICIONAMIENTO REACTIVO.....	52
2.4.2	GEOPOSICIONAMIENTO PROACTIVO .....	55
2.5	ESCENARIOS GEOLÓGICOS PARA GEOPOSICIONAMIENTO .....	59
2.6	HERRAMIENTAS DE PERFORACIÓN UTILIZADAS EN LOS ENSAMBLAJES DE FONDO (BHA'S) APLICADOS PARA GEOPOSICIONAMIENTO .....	66
2.6.1	MOTORES DE FONDO .....	67
2.6.1.1	TIPOS DE MOTORES DE FONDO .....	68
2.6.1.2	SISTEMA GEO-PILOT .....	70
2.6.2	ESTABILIZADORES .....	71

2.6.3 BROCAS DE PERFORACIÓN.....	72
2.7 GEONAVEGACIÓN.....	73
2.8 GEONAVEGACIÓN UTILIZANDO STRATASTEER®3D.....	77

### **CAPITULO III**

## **3. ANÁLISIS COMPARATIVO EN LA APLICACIÓN DEL GEOPOSICIONAMIENTO ENTRE HERRAMIENTAS ACIMUTALES Y CONVENCIONALES ..... 81**

3.1 INTRODUCCIÓN .....	81
3.2 CONSIDERACIONES GENERALES DEL ANÁLISIS .....	82
3.2.1 PROFUNDIDAD DE INVESTIGACIÓN.....	82
3.2.2 DISTANCIA A LA CAPA LÍMITE (DTBB).....	83
3.2.3 GEOSEÑALES.....	84
3.2.4 ANISOTROPÍA.....	85
3.2.5 CUERNOS DE POLARIZACIÓN .....	87
3.2.6 PUNTOS BRILLANTES.....	91
3.3 RESPUESTA DE LA HERRAMIENTA DE RESISTIVIDAD CONVENCIONAL NO ACIMUTAL PARA GEOPOSICIONAMIENTO.....	92
3.4 RESPUESTA DE LA HERRAMIENTA DE RESISTIVIDAD ACIMUTAL PROFUNDA PARA GEOPOSICIONAMIENTO.....	94
3.5 COMPARACIÓN ENTRE LAS MEDIDAS DE RESISTIVIDAD CONVENCIONAL NO ACIMUTAL Y MEDIDAS DE RESISTIVIDAD ACIMUTAL PROFUNDA.....	97
3.5.1 COMPORTAMIENTO DE LAS HERRAMIENTAS ACIMUTALES Y CONVENCIONALES FRENTE A UNA ZONA DE TRANSICIÓN Y FORMACIONES LAMINADAS.....	100

### **CAPITULO IV**

<b>4. ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO.....</b>	<b>104</b>
4.1 INTRODUCCIÓN.....	104
4.2 ESCENARIO DE ANÁLISIS.....	105
4.2.1 CARACTERÍSTICAS POZO “X” .....	105
4.2.2 CARACTERÍSTICAS POZO “Y” .....	105



4.4 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN FUNCIÓN DE LA APLICACIÓN UTILIZADA EN EL PROCESO DE GEOPOSICIONAMIENTO.....	108
4.5 BALANCE ECONÓMICO FINAL.....	111

## **CAPITULO V**

<b>5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>	<b>114</b>
5.1 CONCLUSIONES.....	114
5.1 RECOMENDACIONES.....	1146

<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>1218</b>
---	-------------

<b>ANEXOS .....</b>	<b>121</b>
---------------------	------------

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1.1:</b> Sistema de Telemetría para Pulsos Negativos .....	16
<b>Tabla 1.2:</b> Especificaciones del Sensor EWR-PHASE 4 .....	25
<b>Tabla 1.3:</b> Profundidad de Investigación del Sensor EWR-P4.....	26
<b>Tabla 1.4:</b> Profundidad de Investigación del Sensor EWR-P4.....	27
<b>Tabla 1.5:</b> Especificaciones del Sensor CTN.....	28
<b>Tabla 1.6:</b> Especificaciones del Sensor DGR .....	29
<b>Tabla 1.7:</b> Especificaciones del Sensor PCG .....	30
<b>Tabla 1.8:</b> Especificaciones de la Herramienta de Resistividad Acimutal (ADR).....	43
<b>Tabla 1.9:</b> Especificaciones del Sensor de Resistividad Centrado Acimutal (AFR).....	44
<b>Tabla 1.10:</b> Especificaciones del Sensor Acimutal de Litodensidad (ALD).....	45
<b>Tabla 1.11:</b> Especificaciones del Sensor ABG .....	46
<b>Tabla 3.1:</b> Diferencias entre las Respuestas de Fase y Atenuación Compensadas.....	96
<b>Tabla 4.1:</b> Características de los Pozos Empresa Operadora “A” .....	106
<b>Tabla 4.2:</b> Costos de los Sensores de Resistividad EWR y ADR .....	107
<b>Tabla 4.3:</b> Valor de la Producción de petróleo .....	109
<b>Tabla 4.4</b> Retorno de la Inversión Realizada .....	112

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1.1:</b> Perforación de Pozos desde una misma locación.....	4
<b>Figura 1.2:</b> Perforación de Pozos con locaciones inaccesibles.....	4
<b>Figura 1.3:</b> Sidetrack .....	5
<b>Figura 1.4:</b> Control de Fallas .....	5
<b>Figura 1.5:</b> Perforación de Domos de Sal .....	6
<b>Figura 1.6:</b> Perforación de Pozos de Alivio .....	7
<b>Figura 1.7:</b> Perforación de Pozos Horizontales .....	8
<b>Figura 1.8:</b> Sistema MWD (Measurement While Drilling) .....	10
<b>Figura 1.9:</b> Sensores Direccionales.....	12
<b>Figura 1.10:</b> Sistema de Telemetría por Pulsos de Lodo .....	14
<b>Figura 1.11:</b> Funcionamiento de la válvula de pulso negativo.....	15
<b>Figura 1.12:</b> Configuración de la Herramienta / Sensor EWR-P4 .....	20
<b>Figura 1.13:</b> Sensor CTN (Neutrón Térmico Compensado) .....	21
<b>Figura 1.14:</b> Espectro Complejo observado por la Fuente Radiactiva que contiene K,Th,U.....	23
<b>Figura 1.15:</b> Sensor DGR (Dual Gamma Ray).....	24
<b>Figura 1.16:</b> Relación entre la Contribución de Radiación a la Señal y Distancia desde la Pared del Pozo.....	30
<b>Figura 1.17:</b> Herramienta de Resistividad Acimutal Profunda (ADR) .....	33
<b>Figura 1.18:</b> Comportamiento del Sensor de Resistividad Acimutal Profunda .....	35
<b>Figura 1.19:</b> Principio de Funcionamiento del Sensor AFR.....	38
<b>Figura 1.20:</b> Herramienta Acimutal de Litodensidad .....	39
<b>Figura 1.21:</b> Detectores de Destellos Sensor ABG .....	42
<b>Figura 1.22:</b> Sensor ABG .....	43
<b>Figura 2.1:</b> Columna Estratigráfica Generalizada del Oriente Ecuatoriano .....	48
<b>Figura 2.2:</b> Geoposicionamiento Reactivo utilizando Imágenes de Pozos cercanos ...	53
<b>Figura 2.3:</b> Pozo perforado a través de una Superficie Límite Plana .....	54
<b>Figura 2.4:</b> Imagen de la Elipse representada en el Registro.....	55
<b>Figura 2.5:</b> Respuesta de Sensores LWD de Resistividad No- Acimutal .....	56

<b>Figura 2.6:</b> Cuernos de Polarización para Registros de Resistividad No-Acimutales ..	57
<b>Figura 2.7:</b> Imagen de Resistividad Profunda para Geoposicionamiento Proactivo ....	58
<b>Figura 2.8:</b> Imagen de Resistividad Profunda .....	59
<b>Figura 2.9:</b> Imagen de Visualización del Escenario de Acuñaamiento .....	60
<b>Figura 2.10:</b> Imagen de Visualización del Escenario de Discordancia .....	61
<b>Figura 2.11:</b> Imagen de Visualización del Escenario de Canales de Arena .....	61
<b>Figura 2.12:</b> Imagen de Visualización del Escenario de Contacto Gas Petróleo.....	62
<b>Figura 2.13:</b> Imagen de Visualización del Escenario de Contacto Gas-Petróleo-Agua	63
<b>Figura 2.14:</b> Imagen de Visualización del Escenario Reservorio con Porosidad Variable .....	64
<b>Figura 2.15:</b> Imagen de Visualización del Escenario de Contacto Gas-Agua .....	65
<b>Figura 2.16:</b> Imagen de Visualización del Escenario de Contacto Petróleo-Agua.....	66
<b>Figura 2.17:</b> Relación Rotor/Estator de Motores de Fondo .....	69
<b>Figura 2.18:</b> Sistema Geo-Pilot .....	70
<b>Figura 2.19:</b> Estabilizadores .....	71
<b>Figura 2.20:</b> Broca Tricónica .....	72
<b>Figura 2.21:</b> Broca PDC .....	73
<b>Figura 2.22:</b> Modelamiento Geológico.....	74
<b>Figura 2.23:</b> Sección Transversal de Aterrizaje del Modelo de Navegación .....	76
<b>Figura 2.24:</b> Flujo Operacional del Software de Navegación .....	78
<b>Figura 2.25:</b> Diagrama de comunicación en Tiempo Real.....	79
<b>Figura 3.1:</b> Distancia a la Capa Límite .....	83
<b>Figura 3.2:</b> Toma de Geoseñales.....	84
<b>Figura 3.3:</b> Comportamiento de las Geoseñales en un Escenario Geológico .....	85
<b>Figura 3.4:</b> Comportamiento de Anisotropía.....	86
<b>Figura 3.5:</b> Angulo de Inclinación Relativa .....	87
<b>Figura 3.6:</b> Cuernos de Polarización obtenidos a partir de un Sensor de Resistividad No-Acimutal.....	89
<b>Figura 3.7:</b> Cuernos de Polarización para Curvas de Resistividad Orientada (Up) y Resistividad Orientada (Down) obtenidas a partir de un Sensor de Resistividad Acimutal Profunda.....	90

<b>Figura 3.8:</b> Visualización de los Puntos Brillantes.....	92
<b>Figura 3.9:</b> Respuestas de Fase y Atenuación Compensadas.....	95
<b>Figura 3.10:</b> Imagen obtenida de la Medida de Resistividad No- Acimutal .....	98
<b>Figura 3.11:</b> Imagen obtenida de la Medida de Resistividad Acimutal Profunda y Geoseñales .....	99
<b>Figura 3.12:</b> Contraste entre lecturas de Resistividad proporcionadas por Herramientas de Resistividad Acimutal Profunda y Herramientas de Resistividad No-Acimutal .....	101
<b>Figura 3.13:</b> Medida de Resistividad Acimutal y Convencional .....	103
<b>Figura 4.1:</b> Costos Sensores de Resistividad EWR y ADR.....	108
<b>Figura 4.2:</b> Producción obtenida del Proceso de Geonavegación.....	110

## RESUMEN

El principal objetivo del presente Proyecto de Titulación consiste en realizar un análisis comparativo de la obtención de registros eléctricos en tiempo real (LWD) entre herramientas acimutales y convencionales para el Geoposicionamiento de Pozos Direccionales de Alto Ángulo y Horizontales.

El capítulo I se inicia con una descripción sobre aspectos fundamentales, características y principios de funcionamiento de las herramientas LWD tomadas como objeto de estudio, con el propósito de establecer las bases para el análisis comparativo entre la aplicación de estas herramientas.

Obtenidas estas bases, en el capítulo II se procede con la definición de los principios básicos sobre geoposicionamiento en pozos de alto ángulo y horizontales. Se especifica en este caso escenarios geológicos para geoposicionamiento, tipos de geoposicionamiento, comportamiento de resistividades acimutales y geonavegación.

En el capítulo III se elabora un análisis comparativo sobre las respuestas obtenidas, además de las ventajas y desventajas técnicas de la utilización de herramientas acimutales y convencionales.

En el capítulo IV se desarrolla un análisis técnico de costos con la finalidad de probar la rentabilidad económica del uso de herramientas acimutales lo que finalmente permite establecer conclusiones y recomendaciones del proyecto.

## PRESENTACIÓN

Uno de los retos más importantes durante la perforación horizontal o de alto ángulo es el posicionamiento exitoso del pozo en el reservorio. La utilización de nueva tecnología, constituye una herramienta útil para la optimización del proceso de perforación que busca ejecutarse de manera práctica, rápida y económicamente rentable.

Halliburton – Sperry Drilling utiliza actualmente en el país última tecnología en la ejecución de sus trabajos, los cuales mantienen altos niveles de exigencia y calidad destacándose a las herramientas acimutales (LWD) como uno de los servicios que ahora permite en combinación con el proceso de geonavegación optimizar significativamente la productividad de un reservorio.

La necesidad de realizar un análisis comparativo en este caso, surge con el propósito de identificar las diferentes ventajas que la utilización de herramientas acimutales aportan en la ejecución de un exitoso proceso de perforación; así como determinar su rentabilidad con la ayuda de un análisis técnicos de costos.

La ejecución de este proyecto permitirá establecer claramente cómo la utilización de herramientas acimutales en combinación con un adecuado proceso de geonavegación constituyen la base para la optimización del proceso de perforación de pozos de alto ángulo y horizontales en la cuenca ecuatoriana.

## **CAPITULO I**

### **1. GENERALIDADES Y FUNDAMENTO TEÓRICO DE HERRAMIENTAS ACIMUTALES Y CONVENCIONALES**

#### **1.1 GENERALIDADES**

El presente trabajo se enfoca al análisis comparativo entre la aplicación en tiempo real de herramientas acimutales y convencionales LWD tomando como referencia pozos perforados en el oriente ecuatoriano; describiendo para esto aspectos fundamentales, características y principios de funcionamiento de las herramientas tomadas como referencia para este estudio.

Con el propósito de efectuar un análisis comparativo completo será importante definir los principios de geoposicionamiento en pozos de alto ángulo y horizontales, que nos permitirán identificar ventajas y desventajas técnicas de la utilización de herramientas acimutales y convencionales durante la ejecución del proceso de perforación.

El estudio comparativo sobre geoposicionamiento de pozos de alto ángulo y horizontales utilizando las herramientas antes mencionadas permitirá realizar un análisis sobre los efectos generados por la incertidumbre geológica, obteniendo como resultado una perspectiva clara de la posición del pozo en el reservorio.

El análisis de nuevas tecnologías y procedimientos empleados para buscar este fin, generará fortalezas técnicas y de competitividad que serán útiles al ser aplicadas tanto por la compañía operadora como la compañía direccional involucrada.



## **1.2 FUNDAMENTO TEÓRICO DE HERRAMIENTAS ACIMUTALES Y CONVENCIONALES**

La tecnología desarrollada para la ejecución de operaciones de perforación exitosas constituye actualmente un soporte importante para la industria a nivel mundial. De ahí, que todos los sistemas de perforación implementados en el mundo cuentan con diferentes tipos de herramientas cuyo diseño, alta calidad de construcción, etcétera. hacen posible desarrollar proyectos de perforación bajo normas adecuadas de seguridad, reducción de costos y resultados óptimos de producción.

Inicialmente, la perforación de pozos direccionales que luego dio paso a la perforación de pozos de alto ángulo y horizontales posee un nivel de tecnología avanzado y confiable que ha permitido incrementar el área de drenaje o producción del yacimiento desde un pozo en particular.

Las herramientas LWD sean estas convencionales o acimutales permiten obtener información en tiempo real, así como realizar estudios amplios sobre diversos aspectos como las características geológicas presentes en el reservorio. Estos avances, han incrementado la capacidad de toma de decisión al facilitar el fijar topes, bases, marcadores, arenas, etcétera. cerca y dentro de la zona de interés.

Este tipo de herramientas permite la medición de valores de resistividad, densidad, neutrón, gamma ray, además de información mecánica y diferentes parámetros que se incluyen en el reporte direccional y que contribuyen a una mejor interpretación de las condiciones de operación en tiempo real.

De ahí que la utilización de herramientas convencionales y acimutales LWD (Logging While Drilling) constituye una muestra del desarrollo que se ha generado para la ejecución de exitosos procesos de perforación mediante la implementación de nuevas aplicaciones tecnológicas diseñadas en los últimos años.

## 1.3 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LAS TÉCNICAS DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL

### 1.3.1 PERFORACIÓN DIRECCIONAL

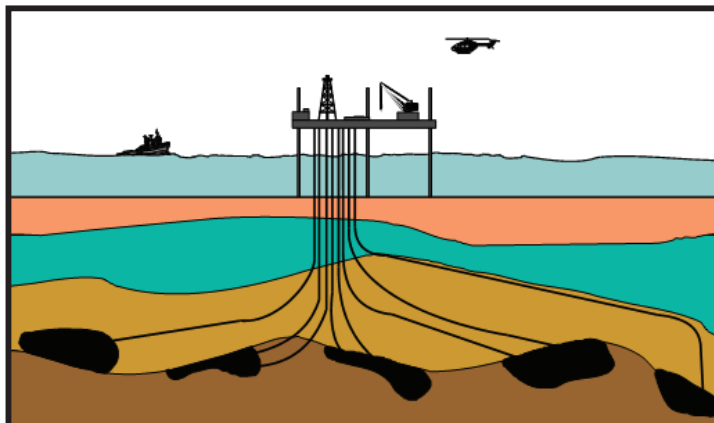
El proceso de perforación direccional constituyó inicialmente una operación para la solución de problemas presentados durante la perforación, actualmente es una técnica importante que ha experimentado transformaciones con el tiempo debido al desarrollo tecnológico y sofisticación de sus equipos.

La perforación direccional es una técnica de ingeniería que permite dirigir un pozo a lo largo de una trayectoria establecida hasta alcanzar un objetivo a cierta profundidad en el subsuelo. Es importante considerar que tanto la dirección como la desviación de la vertical en este proceso son controladas por el perforador direccional en superficie.

El proceso de perforación direccional tiene diversas aplicaciones entre ellas se pueden mencionar:

**Perforación de Pozos Múltiples:** La perforación de pozos múltiples desde una misma locación constituye una aplicación común especialmente en la perforación offshore. Permite ejecutar un proceso de perforación óptimo de diversos pozos desde una sola plataforma, lo que es útil en la reducción de costos de construcción, instalación de facilidades de producción, así como la disminución del impacto ambiental que pueda generarse en el área de trabajo (Ver Figura 1.1).

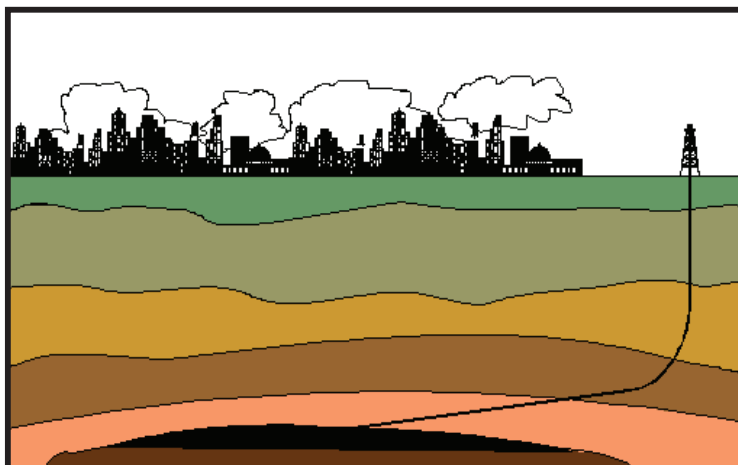
**Figura 1.1:** Perforación de Pozos desde una misma locación



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling

**Perforación de Pozos con Locaciones Inaccesibles:** Los pozos direccionales que son perforados en este caso alcanzan zonas productivas que serían inaccesibles con prácticas normales de perforación debido a su difícil localización. Esta aplicación se ejemplifica en reservorios que se encuentran bajo ciudades, montañas, lagos, etc. (Ver Figura 1.2).

**Figura 1.2:** Perforación de Pozos con locaciones inaccesibles

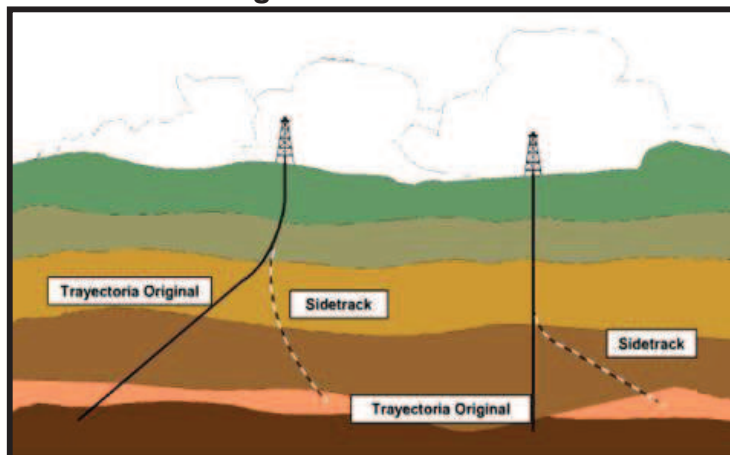


Fuente: Halliburton – Sperry Drilling

**Sidetracks:** Esta técnica de perforación de pozos direccionales es utilizada con el propósito de continuar con la construcción de un pozo iniciando una nueva trayectoria a

cierta profundidad por diferentes razones, entre las que se puede mencionar pesca sin éxito, abandono, etc. (Ver figura 1.3)

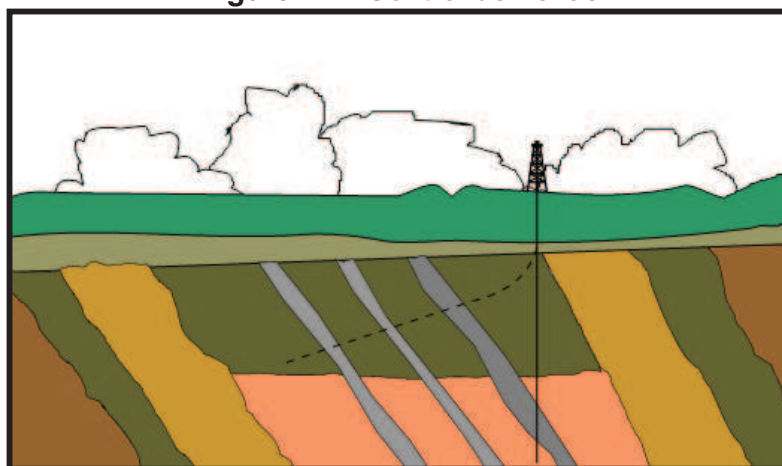
**Figura 1.3: Sidetrack**



**Fuente:** Halliburton – Sperry Drilling

**Control de Fallas:** A menudo es difícil perforar un pozo vertical a través de un plano de falla por lo que la utilización del proceso de perforación direccional nos permite atravesar la falla de forma perpendicular o paralela con el propósito de llegar al reservorio. Es importante considerar que las presiones en la formación pueden llegar a afectar las condiciones del pozo (Ver Figura 1.4).

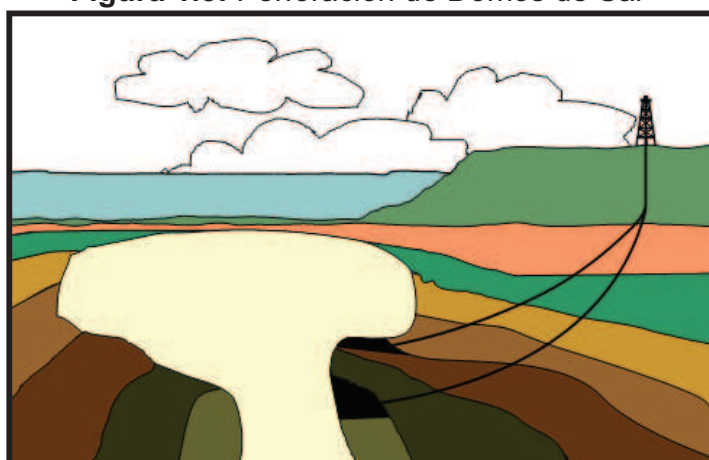
**Figura 1.4: Control de Fallas**



**Fuente:** Halliburton – Sperry Drilling

**Perforación de Domos de Sal:** Se pueden encontrar formaciones productoras bajo domos salinos sin embargo, llevar a cabo un proceso de perforación en este caso puede ocasionar serios problemas, por lo que la perforación generalmente se lleva a cabo mediante la desviación de la trayectoria del pozo evitando inconvenientes como la pérdida de circulación, corrosión, etc. (Ver Figura 1.5).

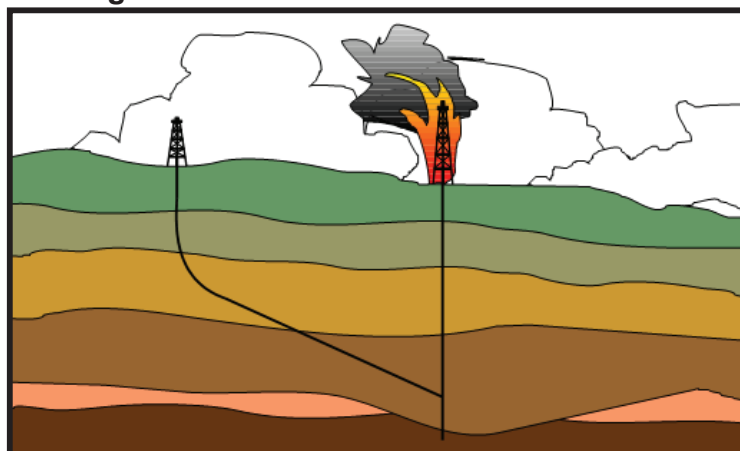
**Figura 1.5:** Perforación de Domos de Sal



**Fuente:** Halliburton – Sperry Drilling

**Perforación de Pozos de Alivio:** La aplicación de técnicas direccionales permite que un pozo de alivio sea perforado lo más cerca posible al reservorio de un pozo fuera de control. De esta manera agua y lodo son bombeados a través del pozo de control con la finalidad de superar problemas de presión y retomar el control del pozo, para este tipo de aplicación el control direccional debe ser extremadamente exacto (Ver Figura 1.6)

**Figura 1.6:** Perforación de Pozos de Alivio



**Fuente:** Halliburton – Sperry Drilling

### 1.3.1.1 PERFORACIÓN HORIZONTAL

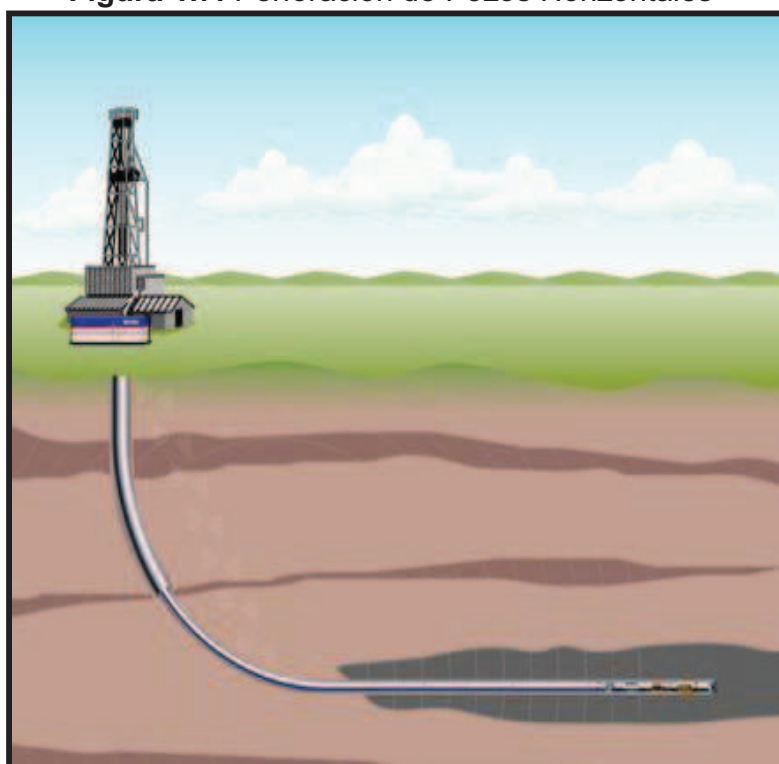
Los pozos horizontales son pozos de alto ángulo con una inclinación que por lo general es mayor a  $85^\circ$ , posicionan el pozo mucho más cerca de la zona de interés proporcionando mayor productividad que un pozo vertical, debido a su exposición al yacimiento. La producción de un pozo horizontal, o de alto ángulo, se reduce drásticamente si la permeabilidad vertical es significativamente menor que la permeabilidad horizontal.

Los yacimientos con bajas relaciones de permeabilidad, donde  $K_h > K_v$ , no son buenos candidatos para ser perforados horizontalmente a menos que la longitud lateral exceda en gran medida el espesor de la formación. Las principales ventajas de perforar pozos horizontales son:

- Reducción de la conificación de agua y gas debido a la disminución de la caída de presión a través del yacimiento.
- Incremento de producción por la conectividad entre las fracturas.

- Incremento de producción por incremento del área expuesta del yacimiento al pozo.
- Reducción de la caída de presión en el pozo.
- Una combinación de las dos anteriores puede producir una reducción en la producción de arena.
- Aumento de recobro de reservas y un patrón más eficiente de drenaje

**Figura 1.7:** Perforación de Pozos Horizontales



**Fuente:** Halliburton – Sperry Drilling

Los pozos horizontales normalmente se caracterizan por su BUR (build up rate) y se clasifica en tres grupos:

- **Radio Corto:** Tienen tasas de construcción de 60 a 200 °/100 ft alcanzando radios de 28 a 95 ft en casos extremos. Estos tipos de pozos son perforados con herramientas y técnicas especiales de perforación.

- **Radio Medio:** Tienen una tasa de construcción de 6 a 35 °/100 ft con radios de 1000 a 160 ft y secciones laterales de hasta 8000 ft. Se clasifican como pozos de radio medio a aquellos en los que el ensamblaje de fondo (BHA) no puede rotarse a través de la sección de construcción todo el tiempo.
- **Radio Largo:** Tienen tasas de construcción de 2 a 6 °/100 ft alcanzando radios de 3000 a 1000 ft. Este tipo de perfil es perforado con herramientas convencionales. (Ver Figura 1.7)

## 1.4 SISTEMAS DE MEDICIÓN

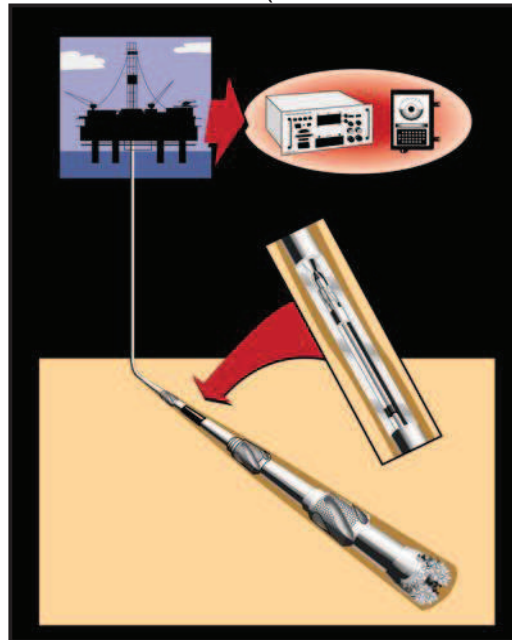
### 1.4.1 SISTEMA MWD (MEASUREMENT WHILE DRILLING)

El sistema MWD se ha diseñado con el propósito de obtener información en tiempo real durante la perforación de un pozo mediante la utilización de un dispositivo electromecánico localizado en el BHA, información que se envía a superficie a través de un sistema de telemetría (Ver Figura 1.8). El sistema MWD tiene los siguientes componentes:

- Sistema de Potencia
- Sistema de Telemetría
- Sensores Direccionales



**Figura 1.8 :** Sistema MWD (Measurement While Drilling)



**Fuente:** Halliburton – Sperry Drilling

## SISTEMA DE POTENCIA

Los sistemas de potencia de las herramientas MWD pueden ser:

- Baterías, proporcionan potencia a la herramienta sin necesidad de fluido de perforación, se utilizan si el registro de datos se hace durante el viaje de salida de la herramienta fuera del pozo. Las baterías de litio tienen un excelente rendimiento a altas temperaturas, proporcionan una fuente estable de voltaje hasta el final de su vida útil y no requieren elementos electrónicos complejos. Son seguras a bajas temperaturas, sin embargo a temperaturas superiores a 180° C pueden tener una reacción violenta y explotar con gran fuerza.
- Turbinas, van en la herramienta y requieren de fluidos de perforación para mover un rotor que es colocado dentro del collar, el fluido se canaliza a través del rotor por medio de un estator y la fuerza rotacional generada se transmite a un

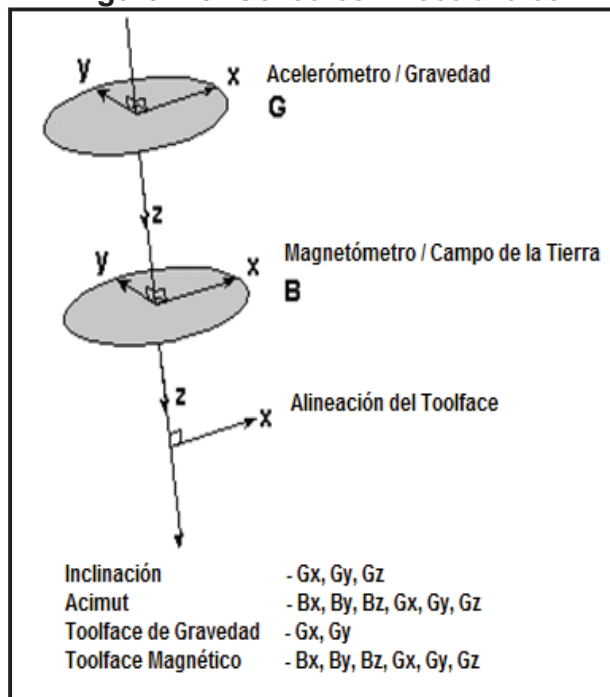
alternador a través de un eje. La potencia generada por el alternador es una corriente alterna trifásica de frecuencia variable la cual requiere de un circuito eléctrico para convertir la corriente alterna a corriente directa. Los rotores para las turbinas de este equipo deben tener capacidad para trabajar bajo varios niveles de tasas de flujo para acomodarse a las condiciones de perforación del pozo.

### **SENSORES DIRECCIONALES**

Los sensores direccionales se muestran en un arreglo de 3 magnetómetros y 3 acelerómetros. Los acelerómetros miden la componente G en sus tres ejes para calcular la inclinación, los magnetómetros miden el campo eléctrico B, esta medida combinada con la de los acelerómetros es usada para calcular el azimut (Ver Figura 1.9).

En algunas localizaciones geográficas donde la componente horizontal del campo magnético terrestre es pequeña se puede afectar la exactitud de las lecturas y contribuir al error acumulativo en posicionamiento. Se presentan casos típicos al perforar pozos horizontales a  $90^\circ$  de inclinación con  $90^\circ$  de azimut, en esos casos es necesario incrementar la cantidad de material no magnético en el BHA para corregir el error en azimut.

Existen numerosos métodos para corregir las lecturas por interferencia. Las primeras correcciones asumían que toda la interferencia era axial, los métodos más recientes analizan ambos: interferencia permanente e inducida de los tres ejes.

**Figura 1.9: Sensores Direccionales**

**Fuente:** Halliburton – Sperry Drilling

## 1.4.2 TELEMETRÍA

La telemetría constituye un sistema de medición, transmisión y recepción de información a distancia. La medición de datos se realiza a través de sensores o transductores que se codifican para transmitir, a la estación receptora.

La información obtenida a través de los sistemas de telemetría es diversa y se pueden mencionar datos de velocidad, presión, temperatura, intensidad de flujo, etcétera. Las terminales receptoras para telemetría son estaciones fijas o móviles que incluyen receptores, grabadores y equipo adecuado para el análisis y despliegue de datos.

Los datos obtenidos pueden transmitirse en formato análogo o digital, un sistema de telemetría consta de un sensor de medición, un codificador que permite llevar las

lecturas del sensor a impulsos eléctricos y un radiotransmisor modulado con una antena. Existen diversos sistemas de telemetría:

- Telemetría Eléctrica
- Telemetría con Fibra Óptica
- Telemetría Acústica
- Telemetría mediante Pulsos de Lodo
- Telemetría Electromagnética.

Con el propósito de sustentar de manera adecuada el estudio a realizarse entre herramientas acimutales y convencionales el sistema de telemetría con pulsos de lodo, será descrito con mayor detalle.

### **TELEMETRÍA POR PULSOS DE LODO**

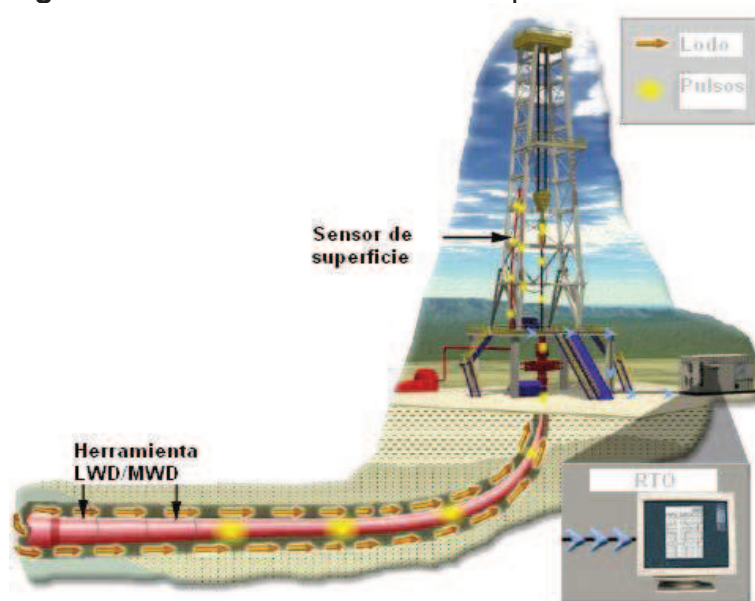
El sistema de telemetría por pulsos de lodo utiliza para su funcionamiento un collar no magnético en el que se sitúa una sonda electrónica equipada con sensores que miden los diferentes parámetros codificados en sistema binario que luego son enviados a superficie a través del lodo mediante una onda continua de pulsos de presión.

#### **1.4.2.1 SISTEMA DE TELEMETRÍA DE PULSO DE LODO POSITIVO**

Este sistema se fundamenta en la generación de un incremento de presión en la columna de lodo extendiendo hidráulicamente el “poppet” hacia un orificio, generando una restricción momentánea al flujo de lodo. La presión positiva resultante es detectada en la superficie por un transductor de presión en la línea de flujo, ubicado cerca de la tubería. Cada pulso de presión es decodificado como un bit binario de información. Dependiendo del tamaño de la herramienta esta se montará en un collar no magnético.

Las comunicaciones entre la superficie y el fondo son provistas por el fluido de perforación. Los surveys y registros de eléctricos se graban en una memoria de fondo y pueden ser obtenidos en los viajes a superficie. Los surveys se obtienen entre las conexiones de tuberías, antes o después de ellas, circulando las bombas y sosteniendo la tubería por unos segundos con las bombas encendidas. También pueden ser tomados con las bombas apagadas y retransmitirse cuando se restablece la circulación (Ver Figura 1.10)

**Figura 1.10:** Sistema de Telemetría por Pulsos de Lodo



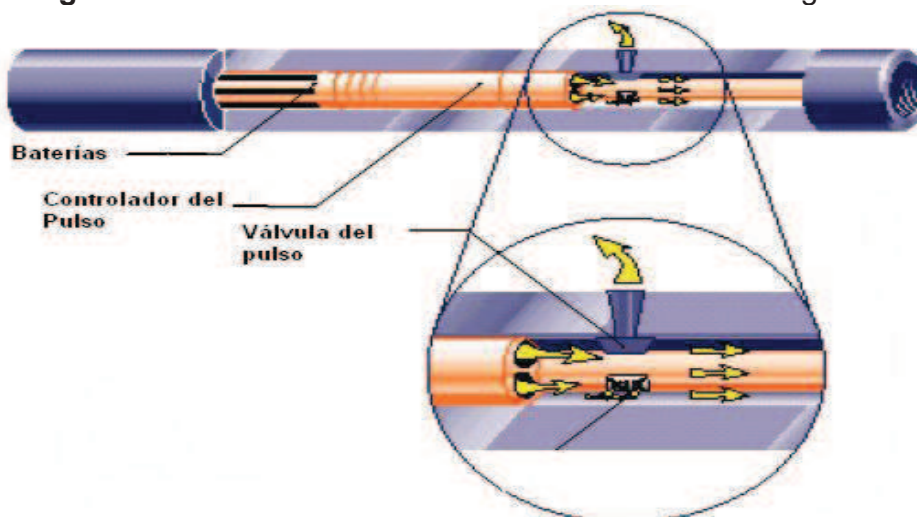
**Fuente:** SLB - Registros durante la Perforación

#### 1.4.2.2 SISTEMA DE TELEMETRÍA DE PULSO DE LODO NEGATIVO

El diseño simple del pulser basa su funcionamiento en el movimiento de una válvula que libera momentáneamente fluido desde el interior de la sarta de perforación hacia el anular, creando una caída de presión la cual se propaga hacia la superficie como un pulso negativo (Ver Figura 1.11)

La amplitud de la señal de pulso negativo es función del diferencial de presión (350-3700 psi) existente entre la sarta de perforación y el anular. El pulser se coloca sobre la herramienta LWD y utiliza una batería de litio.

**Figura 1.11:** Funcionamiento de la Válvula de Pulso Negativo



**Fuente:** Halliburton – Sperry Drilling, 1998

Los diámetros comercialmente conocidos son de 6" (171 mm), 8" (203 mm), y 9½" (241 mm) a una rata alta de 5 bps. El diseño simple del pulsador emplea una parte movable en una válvula deslizante de asiento y tapón. Durante 100 milisegundos la válvula se abre para cada pulso, en este tiempo se pueden quedar restos del lodo en el intake de la válvula. Sin embargo, una vez que la válvula se cierra el flujo de lodo lava la parte "sucia" del intake. La rápida acción de la válvula crea pulsos muy exactos y discretos.

El pulsador negativo se coloca al tope de la herramienta LWD para alcanzar el mínimo espaciamiento entre el sensor y la broca. Se utiliza un dispositivo denominado "Float Sub" encima del pulsador para prevenir que el flujo se regrese a través de la válvula mientras se hacen los viajes. Se utiliza varios sensores para detectar la circulación y activar el pulsador.

El sistema puede ser programado con dos formatos de datos, el operador puede manipular los parámetros del contenido de cada formato en cada cambio de sección. Uno de los formatos puede contener actualizaciones frecuentes de “toolface” para el modo perforando o deslizando y el otro de los formatos puede permitir más actualizaciones en la evaluación de formaciones al pasar zonas de interés.

**Surveys en el Pulso Negativo:** La herramienta toma un survey cuando reconoce que las bombas están apagadas por el lapso de tres minutos aproximadamente. Se debe esperar a que el pulso llegue a superficie y tener las bombas a su máximo caudal. Si hay peligro de pega diferencial se recomienda rotar despacio cuando se enciendan nuevamente las bombas. Los paquetes de información del pulso contienen medidas específicas del sensor llamadas listas.

La tabla 1.1 muestra el Sistema de Telemetría para Pulso Negativo tiene los siguientes parámetros de operación:

**Tabla 1.1: Sistema de Telemetría para Pulsos Negativos**

PARÁMETROS DE OPERACIÓN			
Diámetros Externos de la Herramienta	6 ¾"	8"	9 1/2"
Máxima Presión y Temperatura de Operación	15000 psi y 302 °F		
Tamaño del Hueco	Depende del Tamaño de la Broca		

**Fuente:** Halliburton – Sperry Drilling  
**Elaborado por:** Sheidy Cevallos.

La amplitud del pulso negativo tiene como punto principal el diferencial de presión a través del BHA bajo la herramienta MWD. La amplitud de los pulsos puede ser de 0,1 y 0,2 segundos para modos de 10 y 5 Hz respectivamente. En el campo se observa ondas de presión en superficie en rangos de 20 psi que es el dato de presión más común.

### **1.4.3 SISTEMA LWD (LOGGING WHILE DRILLING)**

La perforación y perfilaje simultáneo mejora la habilidad del operador de perforación, para tomar decisiones efectivas en tiempo real en la crítica fase de perforación. Las mediciones LWD (Logging While Drilling), revelan la naturaleza de las formaciones de la roca perforada e identifican la ubicación probable de los hidrocarburos.

La resistividad de formación en tiempo real, la información sobre litología y la porosidad adquirida durante la perforación les permite a los geólogos evaluar y visualizar la formación alrededor del pozo, antes de que ocurra un daño a la misma o que se provoque una invasión de lodo.

Las mediciones LWD permiten además seleccionar puntos para bajar casing, detectar y cuantificar las zonas potenciales cuando estas son interceptadas, e identificar los límites del fluido en tiempo real mientras se perfora. Esta visión más clara del pozo y su posición dentro del reservorio le brinda al operador una fuente de información que mejora la toma de decisiones a medida que la perforación progresa, reduciendo el riesgo en áreas que son geológicamente complejas o no muy conocidas.

## **1.5 HERRAMIENTAS CONVENCIONALES**

Las herramientas (LWD) convencionales han constituido un aporte importante para la obtención de información en tiempo real durante la ejecución de un proceso de perforación por varios años, sin embargo la tecnología LWD ha ido avanzando generando nuevos conceptos de adquisición de información que han limitado el espectro de aplicación de las herramientas convencionales en algunos casos.

Actualmente su utilización continúa siendo requerida sin embargo, es común para obtener información que confirme condiciones conocidas del reservorio, debido a que su precisión ha sido superada.



## 1.5.1 FUNCIONAMIENTO DE LAS HERRAMIENTAS CONVENCIONALES

A continuación se menciona el principio de funcionamiento de algunas de las herramientas convencionales más utilizadas durante la perforación de pozos de alto ángulo y horizontales en el país.

### 1.5.1.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO SENSOR EWR PHASE 4

Este sensor de resistividad responde a la manera en la que las ondas electromagnéticas se propagan a través de la formación. La propagación de estas ondas es controlada por propiedades físicas del material se pueden mencionar:

- **Conductividad Eléctrica ( $\sigma$ )** .- Habilidad del material de conducir la corriente eléctrica
- **Permitividad Dieléctrica ( $\epsilon$ )** .- Habilidad del material de almacenar la carga eléctrica
- **Permeabilidad Magnética ( $\mu$ )** .- Habilidad del material para magnetizarse.

Para frecuencias menores a 10 MHz, la conductividad de la formación es el factor dominante que afecta la propagación de la onda. La herramienta opera a la frecuencia de 2 Mhz (medidas a los espaciamientos extra-shallow, shallow y zona media) y 1 Mhz (medidas de espaciamiento profundo).

En el caso de 1 Mhz se encuentra como onda media o banda de radio AM mientras que la de 2 Mhz se encuentra entre las bandas de frecuencia AM y FM. A frecuencias por encima de la 10 Mhz, la permitividad dieléctrica domina la propagación de la onda; los valores de cambio de fase y atenuación dependen más de la permitividad dieléctrica que de la resistividad y conductividad.

### **APLICACIONES DEL SENSOR EWR-P4**

El sensor EWR-P4 cuenta con diversos tipos de aplicaciones entre las que se pueden mencionar:

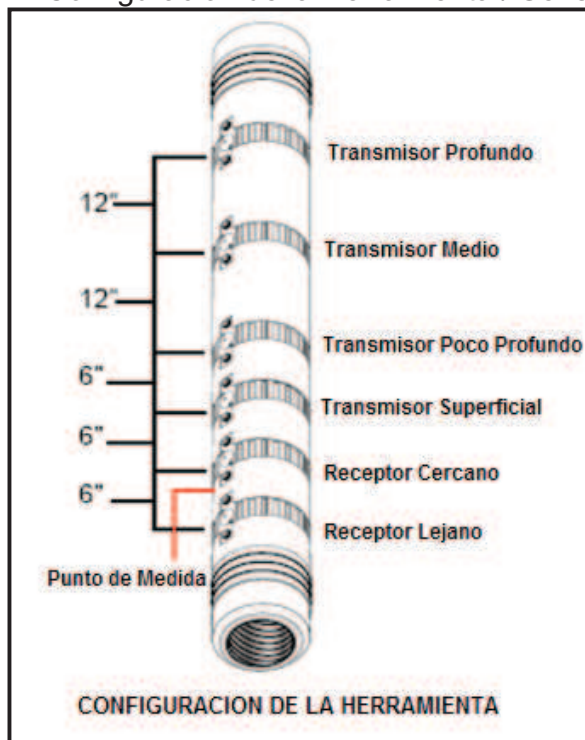
- Permite la obtención de valores de  $R_t$ ,  $R_{xo}$ ,  $D_i$  en formaciones invadidas.
- Permite la obtención de  $R_v$  y  $R_h$  en formaciones anisotrópicas.
- Alta resolución en valores de  $R_t$ .
- Medidas  $R_t$  de pre invasión en formaciones invadidas a profundidad.
- Medidas  $R_t$  de prelavado en formaciones no consolidadas.

### **CONFIGURACIÓN Y PUNTO DE MEDIDA DEL SENSOR**

La herramienta está constituida por una antena transmisora y dos receptoras además tiene dos transmisores de espaciamento corto localizado a 6 y 12 in del receptor cercano y otro transmisor de espaciamento lejano localizado a 36 in del receptor cercano. El propósito de utilizar múltiples espaciamentos transmisor-receptor es proporcionar diversas medidas de resistividad de formación a diferentes profundidades de investigación (Ver Figura 1.12).

Por lo general las medidas de resistividad adquiridas por espaciamentos largos transmisor–receptor proporcionarán lecturas profundas en relación a aquellas proporcionadas por los espaciamentos cortos.

**Figura 1.12:** Configuración de la Herramienta / Sensor EWR-P4



**Fuente:** Sensor EWR-P4 Halliburton – Sperry Drilling

En este tipo de sensor, el punto donde se toman los valores de resistividad se localiza en el punto medio entre las dos antenas receptoras.

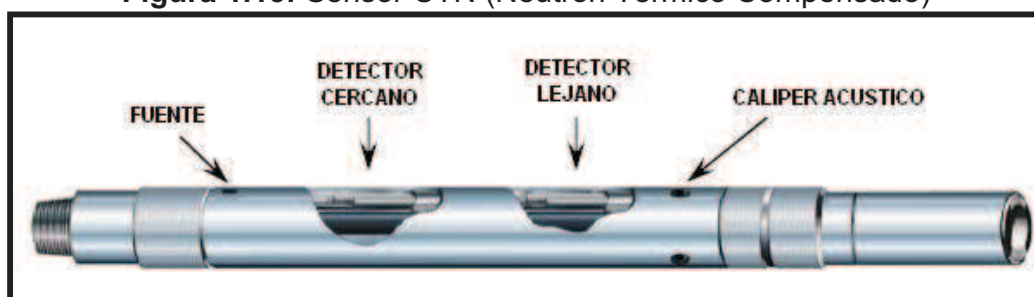
### 1.5.1.2 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO SENSOR CTN (NEUTRÓN TÉRMICO COMPENSADO)

El sensor está constituido por una fuente radiactiva la cual emite neutrones con una alta cantidad de energía. Una fuente radiactiva mixta de Americio-Berilio emite neutrones de alta energía que chocan con los núcleos de las partículas en la formación (Ver Figura 1.13). En cada choque el neutrón pierde algo de energía que depende de la masa relativa del núcleo. La máxima pérdida de energía ocurre cuando choca con un núcleo de su misma masa como el de Hidrógeno.

Los electrones son partículas eléctricamente neutras cuya masa es igual al átomo de hidrógeno. Por esta razón el registro mide la concentración de hidrógeno presente en la formación. El sensor utiliza dos detectores localizados a diferentes distancias de la fuente de neutrones, cada detector es un contador proporcional lleno con Helio-3.

La herramienta cuenta el número de neutrones termales que pasan a través de los detectores, la información obtenida puede ser utilizada para realizar cálculos de porosidad y tipo de hidrocarburo estableciendo la diferencia entre gas y petróleo.

**Figura 1.13:** Sensor CTN (Neutrón Térmico Compensado)



**Fuente:** Halliburton – Sperry Drilling

La herramienta tiene como medida primaria la porosidad de formación la cual es calculada a partir de la cuenta de electrones realizada por los detectores cercanos y lejanos. Es importante tener en cuenta que la herramienta requiere de un gran número de correcciones ambientales con la finalidad de establecer los efectos que estos causan en las medidas realizadas. Las correcciones que se realizan son: tamaño del hueco, diferentes matrices de formación, elementos con una afinidad inusual a la absorción de neutrones, etcétera.

Se encuentra disponible en tres tamaños 4  $\frac{3}{4}$ " , 6  $\frac{3}{4}$ " y 8". Las dos últimas herramientas por su tamaño están equipadas por un caliper acústico constituido por tres transductores acústicos colocados alrededor de la herramienta en intervalos de 120°. Los factores que afectan la medición realizada por el sensor son:

- Diámetro del Pozo

- Posición del Sensor
- Peso del Fluido de Perforación
- Salinidad del Fluido de Perforación
- Salinidad del Agua de Formación
- Standoff
- Temperatura
- Presión

### **APLICACIONES DEL SENSOR CTN**

El sensor CTN cuenta con diversos tipos de aplicaciones entre las que se pueden mencionar:

- Permite obtener medidas de porosidad
- Importante para la detección de gas
- Evaluación de la litología
- Reemplazo de las herramientas wireline, para realizar evaluaciones en tiempo real.

#### **1.5.1.3 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DEL SENSOR DGR (DUAL GAMMA RAY)**

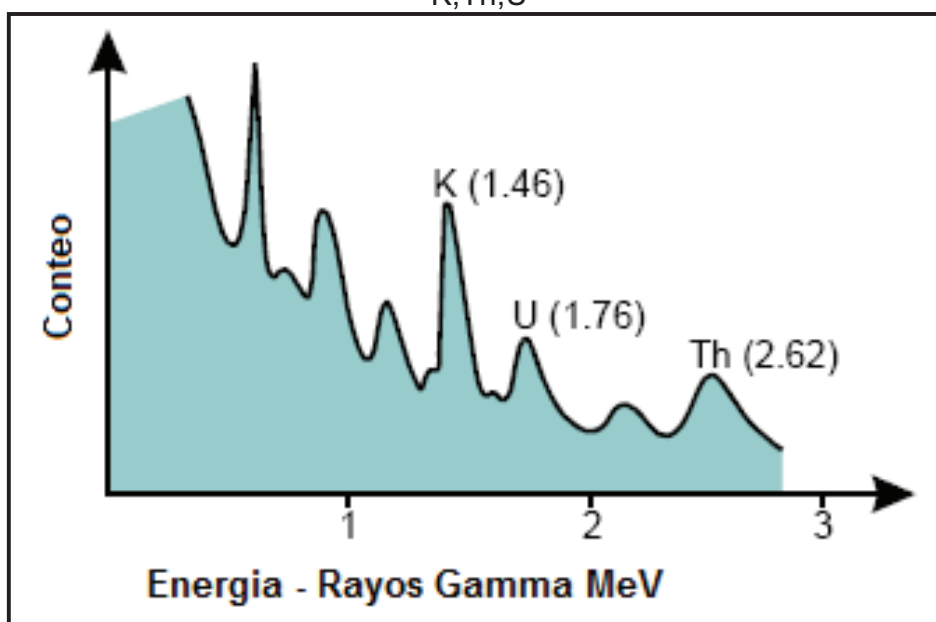
El sensor está constituido por dos bancos opuestos de tubos Geiger Muller con dos circuitos detectores independientes, en tiempo real, los valores obtenidos de sus dos bancos de detectores son combinados con la finalidad de optimizar su precisión. Durante el proceso de geonavegación de pozos horizontales puede configurarse con el propósito de proporcionar datos de gamma ray acimutal.

Los tubos Geiger Muller son detectores de radiación llenos de gas, si los rayos gamma interactúan con el tubo Geiger Muller producirán un electrón energético que puede llegar a pasar a través del interior del tubo. La ionización generada por el electrón primario resulta en electrones de menor energía (Ver Figura 1.14).

De ahí que cuando los rayos gamma pasan a través de cualquier material esta energía se absorbe progresivamente, esto es conocido como Efecto de Compton que es ocasionado por la colisión entre los rayos gamma y los electrones libres.

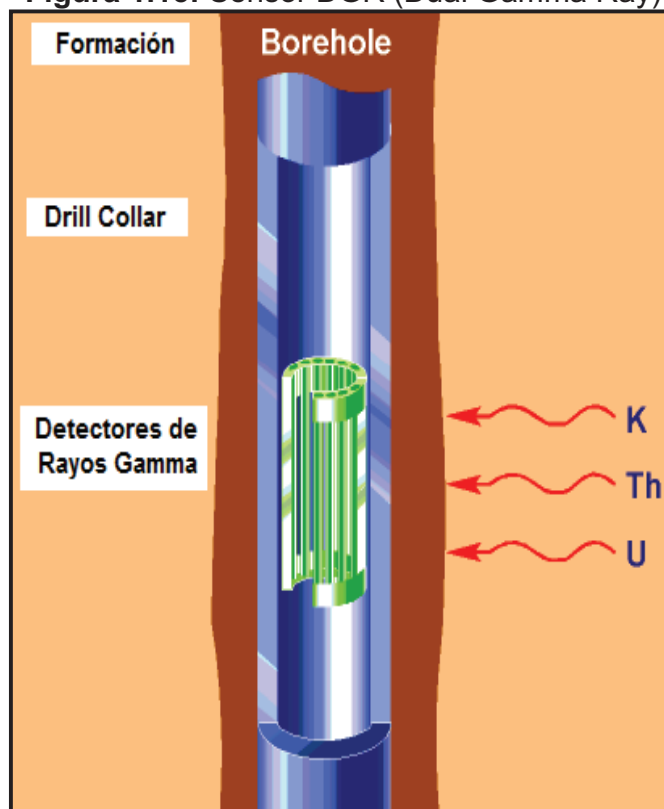
En el momento en que los detectores reciben radiación, los rayos gamma han pasado a través de la formación y el fluido de perforación en el pozo. El sensor recibe el conteo de rayos gamma emitidos por la formación. En el diagrama se puede observar la relación entre el conteo y la energía de los rayos gamma proveniente del Potasio, Torio y Uranio (Ver Figura 1.15).

**Figura 1.14:** Espectro Complejo observado por la Fuente Radiactiva que contiene K,Th,U



**Fuente:** Halliburton – Sperry Drilling

**Figura 1.15: Sensor DGR (Dual Gamma Ray)**



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling

#### 1.5.1.4 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DEL SENSOR PCG

Este tipo de sensor utiliza un detector centellante que contiene un cristal de ioduro de sodio adjunto a la parte delantera de un tubo fotomultiplicador. Posicionados en el interior del fotomultiplicador se encuentran una gran cantidad de platos especiales denominados dínodos posicionados en un patrón alternado. Cada dínodo se adjunta a una fuente de voltaje positiva, existe una distancia grande del dínodo al cátodo, la más alta es su potencial positivo.

El tubo fotomultiplicador es un multiplicador de electrones, cuando un rayo gamma penetra el cristal de ioduro de sodio produce un destello de luz el cual es convertido en un pulso eléctrico por una celda fotoeléctrica. De esta manera, la herramienta cuenta literalmente los rayos gamma.

## 1.5.2 COMPONENTES DE LAS HERRAMIENTAS

### 1.5.2.1 ESPECIFICACIONES DEL SENSOR EWR PHASE 4

El sensor puede utilizar telemetría de pulsos positivos o negativos, sin embargo para altas ratas de penetración la resolución en tiempo real se define mejor al utilizar telemetría de pulsos negativos. Se caracteriza porque realiza lecturas de fase y atenuación proporcionando como resultado curvas de resistividad con diferentes profundidades de investigación.

Proporciona medidas profundas antes de que se produzca invasión en la formación, mejora la identificación de los contactos agua/petróleo además de detectar el petróleo móvil. De acuerdo al tamaño del sensor EWR – PHASE 4 se deben tomar en cuenta las siguientes especificaciones (Tabla 1.2):

**Tabla 1.2:** Especificaciones del Sensor EWR-PHASE 4

<b>PARÁMETRO</b>	<b>ESPECIFICACIÓN</b>				
<b>Diámetro Exterior de la Herramienta Nominal</b>	3 1/8 "	4 3/2"	6 3/2"	8 "	9 1/2"
<b>Longitud</b>	11.3 ft (3.44m)	22.5 ft (6.86 m)	12,1 ft (3.69 m)	12.2 ft (3.72m)	12.2 ft (3.72m)
<b>Presión de Trabajo Estándar (psi)</b>	16000	18000	18000	18000	13500
<b>Máximo Contenido de Arena (%)</b>	1	2	1	1	5
<b>Máximo RPM</b>	60	250	180	180	180
<b>Máximo WOB (lb)</b>	15000	25000	45000	45000	45000
<b>Vibración Lateral</b>	10 minutos a nivel de golpe máximo de 90 g				
<b>Vibración Axial</b>	10 minutos a nivel de golpe máximo de 40 g				

**Fuente:** Halliburton – Sperry Drilling

**Elaborado por:** Sheidy Cevallos.

## PROFUNDIDAD DE INVESTIGACIÓN

La profundidad de investigación es una medida que depende de diversos parámetros entre los que se pueden mencionar:

- Espaciamiento Transmisor-Receptor



- Frecuencia del Transmisor
- Cambio de Fase
- Atenuación
- Resistividad (Mayor importancia)

La profundidad de investigación de la herramienta se incrementa al aumentar el espaciamiento entre emisor y receptor, sin embargo se debe destacar que este incremento en la profundidad de investigación representa una disminución de la resolución vertical de la herramienta.

La profundidad de investigación depende también del parámetro de medida utilizado para estimar la resistividad, la diferencia en la profundidad de investigación resulta de la diferencia en la distribución espacial en los campos de fase y amplitud (Tabla 1.3).

Si se refiere a la frecuencia, la profundidad de investigación va a incrementarse a medida que su valor disminuye, además de ser menos sensible a los efectos dieléctricos. Exhibe una precisión deficiente a altos valores de resistividad.

**Tabla 1.3:** Profundidad de Investigación del Sensor EWR-P4

SENSOR EWR – PHASE 4 DE 4 3/4", 6 3/4" Y 8 "					
Espacio del Transmisor (in)	Frecuencia	Prof. de Investigación @ 1 ( $\Omega$ m) in		Prof. de Investigación @ 20 ( $\Omega$ m) in	
		Cambio de Fase	Atenuación	Cambio de Fase	Atenuación
9	2 Mhz	20	31	29	74
15	2 Mhz	24	37	39	84
27	2 Mhz	31	48	54	100
39	1 Mhz	42	66	75	141
	500 Khz	48	76	84	168
Resolución Vertical	6 in para todo espaciamiento				

**Fuente:** Halliburton – Sperry Drilling

### Continuación Tabla 1.3

**Tabla 1.4:** Profundidad de Investigación del Sensor EWR-P4

SENSOR EWR – PHASE 4D DE 9 1/2 ”					
Espacio del Transmisor (in)	Frecuencia	Prof. de Investigación @ 1 (Ωm) in		Prof. de Investigación @ 20 (Ωm) in	
		Cambio de Fase	Atenuación	Cambio de Fase	Atenuación
18	2 Mhz	24	36	40	86
24	2 Mhz	27	43	48	93
30	2 Mhz	30	47	55	102
42	1 Mhz	42	66	76	142

**Fuente:** Halliburton – Sperry Drilling

Es importante destacar que la resolución vertical disminuye a medida que se incrementa el valor de resistividad.

#### VARIABLES QUE SE TRANSMITEN EN TIEMPO REAL

Existen diversas variables que se transmiten en tiempo real para este tipo de sensor entre ellas se pueden mencionar:

- EWR – PHASE 4 Extra Shallow Phase Shift
- EWR – PHASE 4 Extra Shallow Resistivity
- EWR – PHASE 4 Shallow Phase Shift
- EWR – PHASE 4 Shallow Resistivity
- EWR – PHASE 4 Medium Phase Shift
- EWR – PHASE 4 Medium Resistivity
- EWR – PHASE 4 Deep Phase Shift
- EWR – PHASE 4 Deep Resistivity
- EWR – PHASE 4 Tool Temperature

### 1.5.2.2 ESPECIFICACIONES DEL SENSOR CTN (NEUTRÓN TÉRMICO COMPENSADO)

La herramienta se caracteriza por algunas especificaciones que se detallan en la tabla 1.5:

**Tabla 1.5:** Especificaciones del Sensor CTN

PARÁMETRO	ESPECIFICACIÓN		
	4 3/4 in	6 3/4 in	8 in
Longitud	11.4 ft / 3.47 m	11.8 ft / 3.60 m	17.5 ft / 5.33 m
Máxima temperatura de funcionamiento	140°C		
Máxima temperatura de subsistencia	150°C		
Presión máxima de funcionamiento	20000 psi		
Resolución Vertical	24 in		
Punto de Medida del CTN desde el Pin End	6 ft / 1.8 m	2,2,ft / 0.67 m	4.4. ft / 1.3 m
Máximo Contenido de Arena	2 %		
RPM Máximo	250	180	180
WOB Máxima	25	45	45

Fuente: Halliburton – Sperry Drilling  
Elaborado por: Sheidy Cevallos

### VARIABLES QUE SE OBTIENEN EN TIEMPO REAL

Dentro de las variables más importantes se pueden mencionar:

- **NP – Porosidad.-** Constituye la medida primaria de porosidad, la herramienta calcula la proporción promedio de la cuenta de los sensores cercano y lejano y lo convierte en un valor de porosidad usando una relación lineal simple.
- **FA – Promedio Lejano (Far Average).-** Promedio de cuenta de neutrones proporcionada por los sensores lejanos. Útil para la identificación de zonas de gas.
- **ES – Estatus.-** Contiene información diagnóstica de la operación de la herramienta
- **VS – Severidad de Vibración**

### 1.5.2.3 ESPECIFICACIONES DEL SENSOR DEL SENSOR DGR (DUAL GAMMA RAY)

La herramienta se caracteriza por algunas especificaciones que se detallan en la tabla 1.6:

**Tabla 1.6:** Especificaciones del Sensor DGR

<b>PARÁMETRO</b>	<b>ESPECIFICACIÓN</b>
Rango de Medida	0-380 API
Resolución Vertical	9 in
Periodo mínimo recomendado para muestra	8 segundos
Profundidades de Investigación	9 in – 12 in

**Fuente:** Halliburton – Sperry Drilling  
**Elaborado por:** Sheidy Cevallos

### VARIABLES QUE SE PULSAN EN TIEMPO REAL

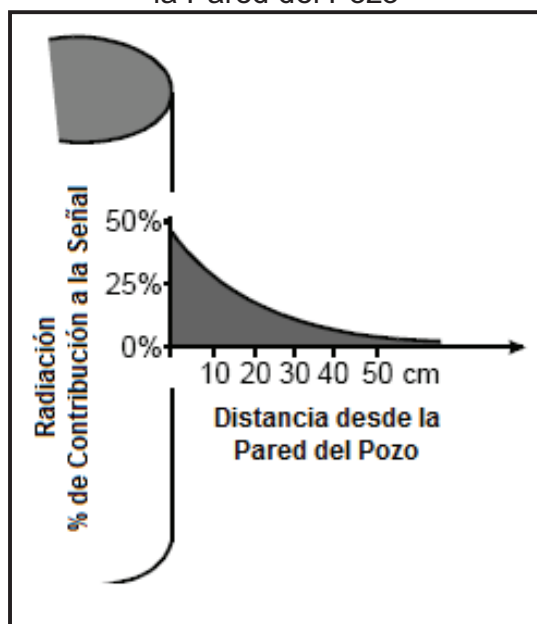
En este caso el sensor pulsa tres variables en tiempo real:

- HGR – Cuenta Combinada para el Banco A y B
- HGA – Cuenta del Banco A
- HGB – Cuenta del Banco B

### PROFUNDIDAD DE INVESTIGACIÓN

La medida de radiación natural efectuada por la herramienta DGR es de alrededor de 30 cm del detector de la herramienta. La relación entre el porcentaje de contribución a la medida de señal de radiación realizada por el detector y la distancia desde la pared del pozo es mostrada en el siguiente diagrama (Ver Figura 1.16):

**Figura 1.16:** Relación entre la Contribución de Radiación a la Señal y Distancia desde la Pared del Pozo



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling

#### 1.5.2.4 ESPECIFICACIONES DEL SENSOR PCG

La herramienta se caracteriza por algunas especificaciones que se detallan en la tabla 1.7:

**Tabla 1.7:** Especificaciones del Sensor PCG

PARAMETRO	ESPECIFICACIÓN
Tipo de Detector	Detector centellante con fotomultiplicador
Periodo mínimo recomendado para muestra	10 – 95 segundos con incrementos de 5 segundos
Resolución Vertical	6 in
Profundidades de Investigación	8 in – 9 in

Fuente: Halliburton – Sperry Drilling

Elaborado por: Sheidy Cevallos

### VARIABLES QUE SE PULSAN EN TIEMPO REAL

Dentro de las variables que pueden pulsarse en tiempo real con este tipo de sensor se pueden mencionar:

- PU - Pumps up
- PD – Pumps Down
- GR – Low Res High Res Gamma (0-255 cps)
- PG - High Res Low High Res Gamma (0-100 cps)
- CG - Extra High Res Gamma (0-650 cps)
- RM – Impeller RPM
- TM – Probe Temperature
- SV – SVSS (Vibración)

### **DISTANCIA DEL SENSOR A LA BROCA**

El punto de medida del sensor PCG es 0.6 ft desde la conexión de fondo del PCG hacia el pulser. Para el caso de un sistema 650 & 1200 la distancia del sensor a la broca se puede obtener de la siguiente manera:

$$\text{Distancia del Sensor PCG a la Broca (ft): } A - B - C + 0.60$$

Donde:

**A** : Distancia de la Conexión (HOC) a la broca

**B** : Distancia de la Conexión (HOC) hacia el pin de conexión

**C** : Distancia desde el anillo de fondo hasta la conexión de fondo del PCG

## **1.6 HERRAMIENTAS ACIMUTALES**

Las herramientas acimutales constituyen herramientas de fondo de pozo caracterizadas por su capacidad para trabajar en ambientes de alto impacto, elevadas presiones y temperaturas. Las medidas de acimut e inclinación obtenidas representan valores tomados alrededor de los 360° en diferentes sectores de construcción del pozo que tienen como propósito optimizar la trayectoria establecida durante el proceso de perforación.

Los valores acimutales en tiempo real implican la obtención de imágenes del pozo, este avance representa un incremento en la eficiencia de perforación, manejo adecuado del riesgo e información para toma de medidas preventivas o correctivas.

Este tipo de herramientas proporcionan datos que permiten disminuir los efectos generados por la incertidumbre geológica, teniendo como resultado una perspectiva clara de la posición del pozo en el reservorio, maximizando de esta manera su productividad.

Para la realización de este análisis se han tomado como base algunos tipos de herramientas acimutales las cuales se describen a continuación.

### **1.6.1 FUNCIONAMIENTO DE LAS HERRAMIENTAS ACIMUTALES**

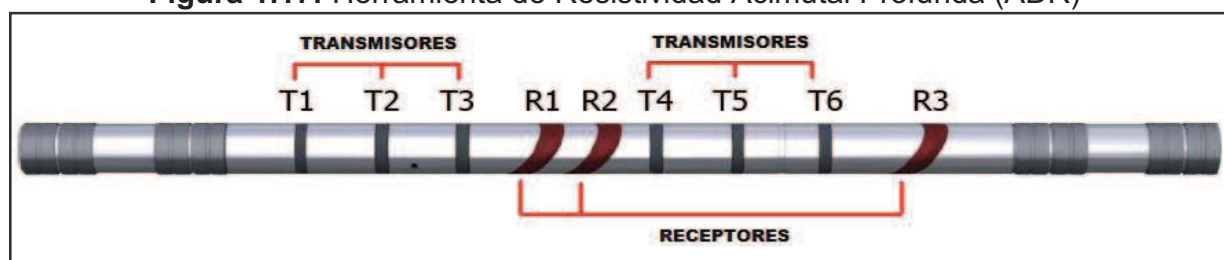
#### **1.6.1.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DEL SENSOR DE RESISTIVIDAD ACIMUTAL PROFUNDA (ADR)**

La herramienta de resistividad acimutal profunda denominada ADR (Azimuthal Deep Resistivity) tiene como finalidad la obtención de medidas de resistividad y geoposicionamiento. Las medidas de resistividad incluyen valores de resistividad tradicional, acimutal y  $R_v/R_h$ ; al referirnos al geoposicionamiento proporciona valores de distancia y dirección de límites de capa.

La herramienta está constituida por seis transmisores y tres receptores inclinados. Los seis transmisores y dos de los receptores se encuentran organizados con la finalidad de obtener medidas compensadas de resistividad y geoposicionamiento, mientras que el tercer receptor se encuentra localizado en la parte inferior de la herramienta y obtiene geoseñales que permiten una temprana detección de la aproximación, distancia y dirección de capas.

Las antenas con las que cuenta la herramienta se encuentran posicionadas a 45° de inclinación lo que le permite obtener medidas de la componente estándar Z y la componente X. La componente Z es una medida estándar paralela a la herramienta. La componente X, es normal al eje de la herramienta y se localiza donde se presente menor distancia entre transmisor y receptor (Ver Figura 1.17).

**Figura 1.17:** Herramienta de Resistividad Acimutal Profunda (ADR)



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling

### FRECUENCIAS DE OPERACIÓN DE LA HERRAMIENTA

Las frecuencias de operación de la herramienta se encuentran determinadas por algunos fenómenos. A frecuencias de aproximadamente 10 MHz, la permitividad dieléctrica permite la propagación de la onda. Los cambios moderados de fase y valores de atenuación dependen más de la formación, de la permitividad dieléctrica que de la conductividad o resistividad.

A frecuencias bajo los 100 KHz las corrientes eléctricas son inducidas en el collar de acero de perforación. Estas corrientes fluyen entre transmisores y receptores e interfieren con las medidas. La herramienta ADR debe operar dentro de una frecuencia bastante estrecha permitiendo medir la resistividad de formación mientras se utiliza un collar eléctricamente conductivo. El sensor de la herramienta opera por lo general a las siguientes frecuencias: 125 kHz, 500 kHz, and 2 MHz.



### **MEDIDA DE CAMBIO DE FASE**

Aunque la velocidad de propagación de las ondas electromagnéticas es considerada constante (300000 km/seg.) caso que se aplica únicamente cuando las ondas se propagan a través del vacío. Al desplazarse a través de un material eléctricamente conductivo, su velocidad de propagación disminuye en proporción a la conductividad del material. A una frecuencia dada, las ondas electromagnéticas se desplazan a mayor velocidad en formaciones altamente resistivas.

La velocidad de propagación de las ondas puede expresarse tradicionalmente en función de distancia/tiempo, sin embargo, también se ha preferido medirlas en función del cambio de fase. El cambio de fase que ocurre entre los dos sensores ADR de recepción es básicamente una medida de la fracción de longitud de onda que ocurre en el espacio de 8 in que separa a los dos receptores.

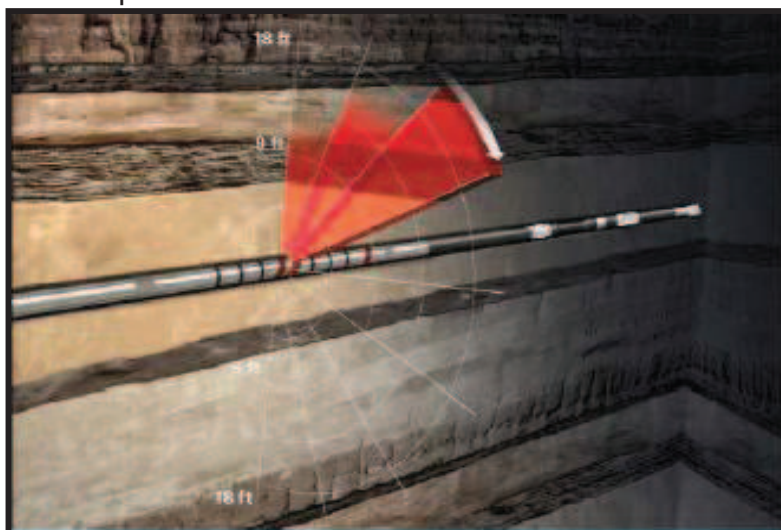
Cuando la conductividad se aproxima a cero (resistividad infinita) la longitud de onda se aproxima a varios metros y el cambio de fase que ocurre en los receptores del sensor ADR es mínimo.

### **SENSOR DE RESISTIVIDAD ACIMUTAL PROFUNDA**

El sensor de resistividad acimutal profunda Insite ADR combina un sensor de geonavegación de lectura profunda con un sensor de resistividad compensada de múltiples frecuencias. Constituye un sensor de alta resolución que permite obtener lecturas más profundas permitiendo de esta manera una mejor comprensión de las formaciones. Este sensor se caracteriza porque permite la obtención de datos en 32 direcciones discretas alrededor de la herramienta, en 14 diferentes profundidades de investigación.

Debido a la profundidad de investigación de la herramienta se pueden obtener datos respecto a la estructura geológica y cambios de litología, además de que permite la corrección de trayectoria del pozo a medida que cambia el buzamiento de cada capa. De esta manera se genera la suficiente confianza para la ejecución de un proceso de perforación más rápido disminuyendo drásticamente el riesgo de salir de la zona de interés (Ver Figura 1.18).

**Figura 1.18:** Comportamiento del Sensor de Resistividad Acimutal Profunda



Fuente: Sensor ADR Halliburton – Sperry Drilling

### APLICACIONES DEL SENSOR INSITE ADR

- Maximiza la producción del yacimiento al presentarse una geología compleja.
- Navegación en yacimientos que presentan variaciones en su dirección, grosor lateral y ángulo de buzamiento.
- Mantiene la distancia deseada desde los límites de capa.
- Minimiza los desvíos no planeados debido a razones geológicas.
- Detección de zonas de petróleo y agua

### **VENTAJAS DE LA UTILIZACIÓN DEL SENSOR INSITE ADR**

- Permite determinar la distancia y dirección hacia múltiples límites de capa.
- Las lecturas más profundas mejoran el tiempo de reacción, incrementando la velocidad de perforación lo que disminuye el riesgo de salirse de los límites de capa.
- Proporciona medidas de resistividad compensada y medidas de geonavegación de lectura profunda que al combinarse en una sola herramienta minimizan la longitud del BHA.
- Proporciona lecturas acimutales que permiten el cálculo de valores de anisotropía ( $R_h$  y  $R_v$ ) y buzamiento.
- El sensor proporciona información valiosa sobre perforación direccional, geología, etcétera. permitiendo de esta manera realizar un estudio detallado de geonavegación 3D.

#### **1.6.1.2 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DEL SENSOR DE RESISTIVIDAD CENTRADO ACIMUTAL (AFR)**

El sensor de Resistividad Centrado Acimutal se caracteriza porque proporciona imágenes de alta resolución para identificación de buzamientos, fracturas y derrumbes del pozo así como valores de resistividad en la broca para mejorar la escogencia del punto de extracción de núcleos.

Esta herramienta de alta resolución tiene como objetivo obtener una producción mejorada al estimar reservas de manera más exacta. Este sensor proporciona tres tipos de datos:

- Datos de resistividad tipo laterolog en cualquier dirección.
- Imágenes eléctricas de la formación.
- Medida de resistividad de la broca.

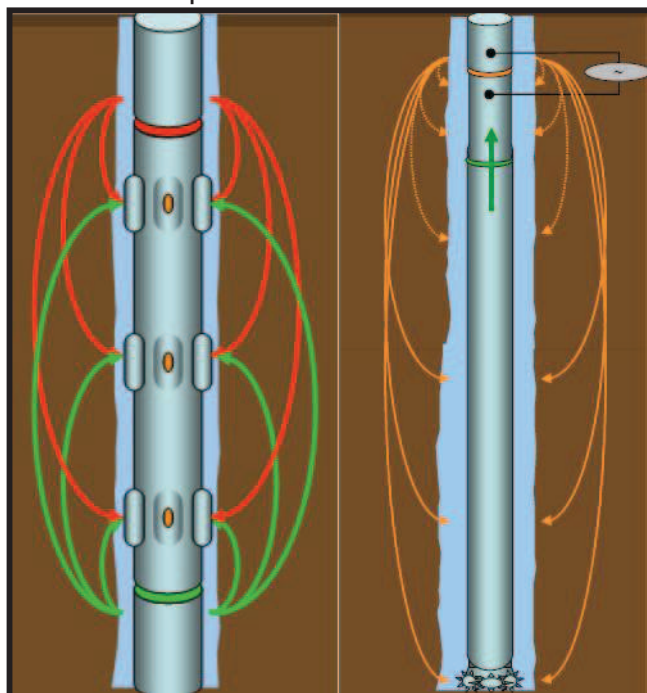
Las imágenes de alta resolución de características estructurales y estratigráficas se obtienen en tres diferentes profundidades de investigación. Proporciona además una buena resolución vertical necesaria para realizar cálculos exactos de zona de interés. Este sensor al ser de tipo laterolog compensado proporciona tres curvas de resistividad en diferentes profundidades de investigación.

Obtiene datos en 64 sectores acimutales, discretos o secciones alrededor del pozo. Durante la perforación 16 secciones están disponibles en tiempo real para análisis y optimización del proceso de perforación. Es importante establecer que trabaja con valores bastante altos de resistividad.

Esta herramienta funciona utilizando corriente alterna que es generada y recibida por electrodos. Tres botones producen una respuesta a manera de “Anillo Virtual” mientras rotan a tres espaciamientos (poco profundo, medio, profundo). La variación de corriente es función lineal de la resistividad de la formación.

El transmisor superior emite el pulso de voltaje mientras que la corriente de retorno es censada por el transmisor inferior, el BHA completo bajo la herramienta AFR actúa como un electrodo de retorno. El punto de medición se encuentra entre el transmisor y la broca, mientras más cerca a la broca es realizada la medición mayor será la exactitud obtenida (Ver Figura 1.19).

**Figura 1.19:** Principio de Funcionamiento del Sensor AFR



**Fuente:** Sensor AFR Halliburton – Sperry Drilling

### APLICACIONES DEL SENSOR

- Evalúa tendencias de campo y rendimiento del pozo mediante la detección de fracturas.
- Permite la realización de análisis de esfuerzos y estabilidad del pozo mediante la determinación de la dirección de derrumbes.
- Obtiene perfiles de resistividad al requerirse un sensor tipo laterolog.
- Mejora la interpretación con valores de resistividad exactos en lodos de alta conductividad y formaciones de alta resistividad.
- Permite un mejor posicionamiento en la zona de interés mediante la visualización de datos con alta resolución que reconocen fracturas, capas delgadas y buzamientos.

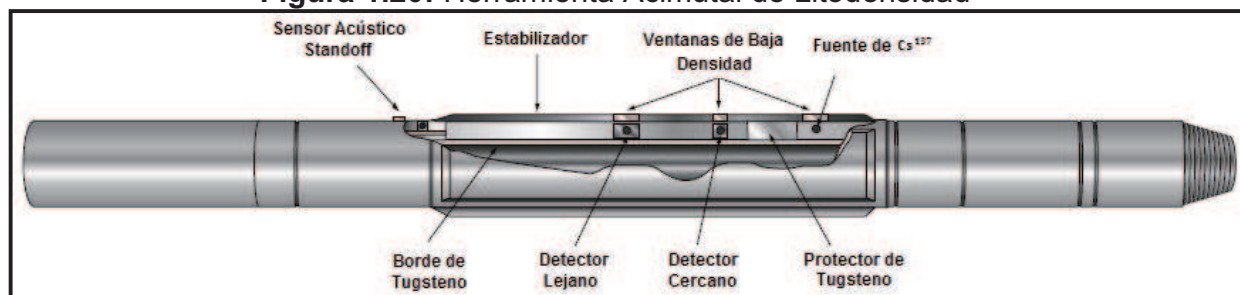
### 1.6.1.3 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DEL SENSOR ACIMUTAL DE LITODENSIDAD (ALD)

La herramienta acimutal de litodensidad denominada ALD (Azimuthal Litho- Density) constituye un sensor LWD que tiene como finalidad la obtención de datos de densidad de formación, proporciona además medidas del índice fotoeléctrico utilizado en la identificación del tipo de roca.

Cuando la herramienta se encuentra rotando estas medidas son separadas en diferentes sectores acimutales, por lo que aquellas correspondientes a diferente orientación de la herramienta pueden ser aisladas y comparadas o combinadas con la finalidad de producir imágenes de las paredes del pozo.

La herramienta ALD puede ser corrida sola o combinada con cualquier otro tipo de sensor. Los datos obtenidos se encuentran disponibles en tiempo real y guardados en memoria para su posterior recuperación cuando la herramienta llega a superficie, es importante destacar que para obtener mayor exactitud no debe existir ningún tipo de material o interferencia entre el sensor y la formación (Ver Figura 1.20).

**Figura 1.20:** Herramienta Acimutal de Litodensidad



**Fuente:** Halliburton – Sperry Drilling

El sensor acimutal de litodensidad (ALD) obtiene valores de  $P_e$ , densidad y delta Rho rotando en 16 sectores radiales orientados acimutalmente tomando como referencia el high side o el norte magnético. Los valores de densidad acimutal,  $P_e$  y delta Rho pueden ser presentados como curvas de registro y como registros de imagen de la

formación. Los datos acimutales de tiempo real y memoria pueden ser visualizados como curvas o imágenes de registro de la formación.

En este tipo de registro, una fuente radiactiva en este caso de Cesio ( $\text{Cs}^{137}$ ) emite rayos gamma de mediana energía hacia la formación. Los rayos gamma chocan con electrones en la formación y pierden parte de su energía y continúan viajando, este tipo de interacción se denomina fenómeno Compton. De esta manera los rayos gamma dispersos alcanzan el detector localizado a una distancia fija de la fuente y son contados como un indicador de la densidad de la formación.

El número de colisiones está relacionado directamente con el número de electrones en la formación o la densidad electrónica ( $\# \text{ electrones}/\text{cm}^3$ ) la que además está relacionada a la densidad verdadera de la formación ( $\text{g}/\text{cm}^3$ ) afectada por la matriz del material, etcétera.

Los registros de imágenes revelan características sobre las condiciones del hoyo como su espiralamiento y derrumbes consecuencia de esfuerzos inducidos. Este tipo de sensor posee una técnica probada de optimización estadística de muestreo rápido mejorando la calidad de la data de densidad y Pe.

La herramienta ALD presenta detectores y electrónica mejorada por lo que su precisión es mayor en las lecturas realizadas. Es importante destacar que el sensor nos permite obtener imágenes en tiempo real de la formación al trabajar con lodos base agua o base aceite.

Los componentes electrónicos de la herramienta ALD trabajan de manera conjunta con la finalidad de obtener: un adecuado almacenamiento de datos, computo de valores de densidad para cada detector, implementación de un algoritmo de muestreo rápido el cual escoge datos adquiridos especialmente cuando se presentan condiciones de alargamiento extremo del hueco del pozo, además de proporcionar orientación acimutal de las medidas tomadas a partir de un par de magnetómetros (eje x – eje y).

La herramienta cuenta con cuatro técnicas independientes para la optimización de calidad de los registros de densidad y Pe: Seccionamiento acimutal, muestreo rápido, centralización acústica y convencional.

### **APLICACIONES DEL SENSOR ALD**

El sensor ALD cuenta con diversos tipos de aplicaciones entre las que se pueden mencionar:

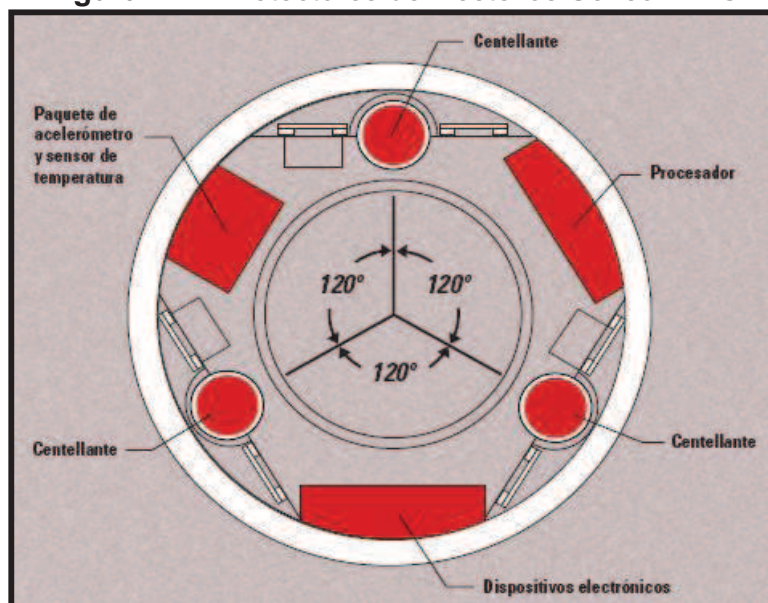
- Registros precisos de densidad y Pe, incluso en hoyos ampliados.
- Imágenes de formación para:
  - Geonavegación
  - Buzamiento estructural en pozos de alto ángulo
  - Derrumbes del hoyo, ensanchamiento y espiralamiento
- Obtención de Porosidad
- Obtención de Litología
- Obtención de Presión de poros
- Detección de gas (con porosidad de neutrón)
- Determinación de propiedades mecánicas y sísmicas de la formación (en combinación con herramientas sónicas).

#### **1.6.1.4 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DEL SENSOR ABG**

El sensor funciona como una opción en el sistema de dirección giratoria Geopilot. Se encuentra combinado con el sensor ABI (Inclinación en la Broca) la que es estándar para todos los sistemas Geopilot. Está constituido por tres detectores tipo escintilador posicionados alrededor de la circunferencia de la herramienta a ángulos relativos de 120°. Funciona de manera independiente para la realización de un adecuado control de calidad y redundancia (Ver Figura 1.21).



**Figura 1.21:** Detectores de Destellos Sensor ABG



**Fuente:** Halliburton – Sperry Drilling

Las lecturas obtenidas a partir del sensor se comparan verificando su correcto funcionamiento, las diferencias en cada curva revelan propiedades únicas de las formaciones cercanas al sensor, la presencia de estos sensores proporciona confianza y obtención de datos valiosos.

La naturaleza acimutal del muestreo significa que las características de la formación así como los límites de falla y buzamiento pueden ser identificados. Debido a su ubicación permite implementar un proceso de perforación mucho más rápido permaneciendo en la zona de interés evitando de esta manera la perforación de zonas no productivas. El sensor ABG permite la corrección de la trayectoria del pozo antes de salir de la formación objetivo, nos permite detectar profundidades de colocación del revestidor además de evitar formaciones inestables o agotadas (Ver Figura 1.22).

Figura 1.22: Sensor ABG



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling

## 1.6.2 COMPONENTES DE LAS HERRAMIENTAS

### 1.6.2.1 ESPECIFICACIONES DEL SENSOR DE RESISTIVIDAD ACIMUTAL PROFUNDA (ADR)

La herramienta se caracteriza por algunas especificaciones que se detallan en la tabla 1.8:

**Tabla 1.8:** Especificaciones de la Herramienta de Resistividad Acimutal (ADR)

PARÁMETRO	ESPECIFICACIÓN
Máxima temperatura de funcionamiento	302°F / 150°C
Máxima temperatura de subsistencia	329°F / 165°C
Presión máxima de funcionamiento	25000 psi / 1724 bar
Máxima presión diferencial	5000 psi / 345 bar
Frecuencias de funcionamiento	125 kHz, 500 kHz, 2 MHz
Rango de funcionamiento de medida de resistividad	0.2 – 2000 $\Omega$ m
Exactitud de resistividad	0 – 200 $\Omega$ m, $\pm$ 2% 500 $\Omega$ m, $\pm$ 3% 1000 $\Omega$ m, $\pm$ 10 % 2000 $\Omega$ m, $\pm$ 20 %
Profundidades de Investigación	16 in a 18 ft
Secciones acimutales	4 – 32 secciones
Resolución acimutal	11.25 °
Resolución vertical	8 in en todas las separaciones

Fuente: Halliburton – Sperry Drilling  
Elaborado por: Sheidy Cevallos.

### 1.6.2.2 ESPECIFICACIONES DEL SENSOR DE RESISTIVIDAD CENTRADO ACIMUTAL (AFR)

La herramienta se caracteriza por algunas especificaciones que se detallan en la tabla 1.9:

**Tabla 1.9:** Especificaciones del Sensor de Resistividad Centrado Acimutal (AFR)

PARÁMETRO	ESPECIFICACIÓN	
	AFR4	AFR6
Longitud	12.9 ft/ 3.93 m	10.8 ft/ 3.29 m
Máxima temperatura de funcionamiento	302°F / 150°C	
Máxima temperatura de subsistencia	329°F / 165°C	
Presión máxima de funcionamiento	25000 psi / 1723 bar	22500 psi / 1551 bar
Máxima presión diferencial	7000 psi / 483 bar	
Frecuencias de funcionamiento	Hasta 3 simultáneas 4 kHz, 36 kHz normalmente	
Rango de funcionamiento de medida de resistividad	0.2 – 20000 $\Omega$ m / 0,05 – 5000 mS/m	
Exactitud de resistividad	0 – 200 $\Omega$ m, $\pm$ 2% 500 $\Omega$ m, $\pm$ 3% 1000 $\Omega$ m, $\pm$ 10 % 2000 $\Omega$ m, $\pm$ 20 % >10000 $\Omega$ m Indicación bruta de cambio	
Profundidades de Investigación	3 in / 7 in / 10 in desde la pared del orificio	
Secciones acimutales	16 – 128 secciones	
Resolución acimutal	1 in	
Resolución vertical	1 in	
Máxima RPM	250 RPM	180 RPM

Fuente: Halliburton – Sperry Drilling  
Elaborado por: Sheidy Cevallos

### VARIABLES QUE SE PULSAN EN TIEMPO REAL

- Imagen: AFR HS Arry RT\MD LF 16B
- Resistividad en Broca: AFR General RT\At-Bit Res LF-Z.
- Resistividad Media: AFR General RT\ Medium Res HF.

### 1.6.2.3 ESPECIFICACIONES DEL SENSOR ALD

La herramienta se caracteriza por algunas especificaciones que se detallan en la tabla 1.10:

**Tabla 1.10:** Especificaciones del Sensor Acimutal de Litodensidad (ALD)

PARÁMETRO	ESPECIFICACIÓN		
	4 3/4 in	6 3/4 in	8 in
Longitud	14.35 ft/ 4.37 m	4.8 ft/ 4.51 m	16.16 ft/ 4.93 m
Máxima temperatura de funcionamiento	302°F / 150°C		
Presión de Operación Estándar	8000 psi		
Rango de Operación de Densidad	1.5 – 3.10 g/cc		
Máximo Contenido de Arena	2 %		
Máxima RPM	250	180	180
Punto de Medida del ALD desde la Parte Inferior de la Herramienta	6.90 ft	8.20 ft	8.91 ft

Fuente: Halliburton – Sperry Drilling

Elaborado por: Sheidy Cevallos

### PROFUNDIDAD DE INVESTIGACIÓN

La profundidad de investigación para herramientas que proporcionan datos de densidad es difícil de determinar y va a variar en función de la densidad, Pe, presión, temperatura y densidad del lodo. El tener conocimiento sobre la profundidad de investigación efectiva es importante al considerar los datos de imagen de la herramienta. La profundidad de investigación en este caso puede ser de 1 in - 2 in

### 1.6.2.4 ESPECIFICACIONES DEL SENSOR ABG

La herramienta se caracteriza por algunas especificaciones que se detallan en la tabla 1.11:

Tabla 1.11: Especificaciones del Sensor ABG

PARÁMETRO	ESPECIFICACIÓN	
	6 3/4 in	9 5/8 in
Longitud	12.9 ft/ 3.93 m	10.8 ft/ 3.29 m
Máxima temperatura de funcionamiento	302°F / 150°C	
Máxima temperatura de subsistencia	329°F / 165°C	
Presión máxima de funcionamiento	25000 psi / 1723 bar	22500 psi / 1551 bar
Máxima presión diferencial	7000 psi / 483 bar	
Frecuencias de funcionamiento	Hasta 3 simultáneas 4 kHz, 36 kHz normalmente	
Rango de funcionamiento de medida de resistividad	0.2 – 20000 $\Omega$ m / 0,05 – 5000 mS/m	
Exactitud de resistividad	0 – 200 $\Omega$ m, $\pm$ 2% 500 $\Omega$ m, $\pm$ 3% 1000 $\Omega$ m, $\pm$ 10 % 2000 $\Omega$ m, $\pm$ 20 % >10000 $\Omega$ m Indicación bruta de cambio	
Profundidades de Investigación	3 in / 7 in / 10 in desde la pared del orificio	
Distancia del Sensor a la Broca	3 ft	
Secciones acimutales	16 – 128 secciones	
Resolución acimutal	1 in	
Resolución vertical	1 in	
Máxima RPM	250 RPM	180 RPM

Fuente: Halliburton – Sperry Drilling  
Elaborado por: Sheidy Cevallos

### VARIABLES QUE SE OBTIENEN EN TIEMPO REAL

Este tipo de sensor se caracteriza porque proporciona en tiempo real las siguientes variables:

- GGA – Geo Pilot Gamma At Bit Bank A.
- GGB – Geo Pilot Gamma At Bit Bank B.
- GGC – Geo Pilot Gamma At Bit Bank C.
- GGT – Geo Pilot Gamma Highside Toolface.

## CAPITULO II

### PRINCIPIOS DE GEOPOSICIONAMIENTO EN POZOS DE ALTO ANGULO Y HORIZONTALES

#### INTRODUCCIÓN

##### 2.1 GEOLOGÍA GENERAL DE LA CUENCA ORIENTE

La Cuenca Oriente Ecuatoriana representa una de las cuencas subandinas más complejas y atractivas desde el punto de vista científico y económico. Esta Cuenca está conformada por dos dominios morfológicos: el piedemonte Subandino y la llanura amazónica.

El piedemonte subandino, constituye el borde occidental de la Cuenca Oriente. Se extiende en dirección Norte-Sur, en forma paralela a las estribaciones orientales de la cordillera de los Andes. La llanura amazónica es toda la región plana que se extiende hacia el oriente a partir de la zona del frente de empuje de la cordillera.

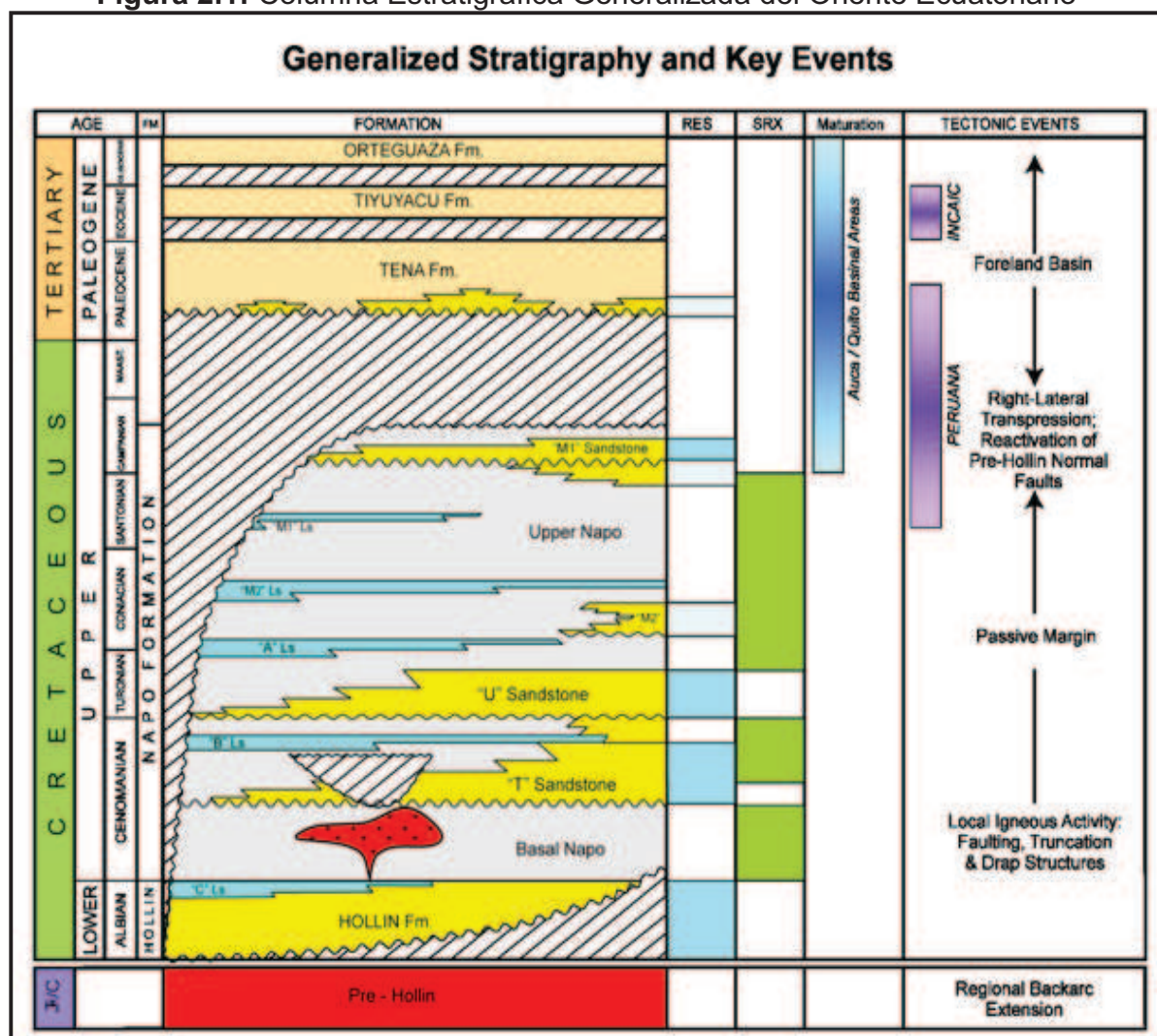
La Cuenca Oriente tiene una extensión aproximada de 100000  $km^2$ , está limitada al norte por la Subcuenca Putumayo en Colombia y al sur por la Subcuenca Marañón en el Perú. Los campos más importantes se encuentran en la llanura amazónica y las estructuras productoras son anticlinales de bajo relieve, que en algunos casos cierran contra fallas subverticales-inversas reactivadas en el Cretácico y/o en el Terciario.

Las principales unidades del reservorio constituyen las areniscas basales en la formación Terciaria Tena; las areniscas M-1, M-2, U y T de la formación Cretácico Napo y la formación Hollín del Cretácico Inferior. Las calizas "A" y "B", así como los depósitos conglomeráticos de Tiyuyacu se consideran reservorios marginales.

## 2.1.1 ESTRATIGRAFÍA DE LA CUENCA ORIENTE

La parte basal de la columna estratigráfica está conformada por las formaciones precretácicas: Chapiza, Santiago, Macuma y Pumbuiza. Este intervalo estratigráfico ha sido poco estudiado. La parte media de la columna estratigráfica corresponde a la zona de mayor importancia donde se encuentran las areniscas de la formación "Hollín" y las areniscas M-1, M-2, U y T de la formación Napo las que constituyen los principales reservorios de la Cuenca Oriente (Ver Figura 2.1).

Figura 2.1: Columna Estratigráfica Generalizada del Oriente Ecuatoriano



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling

## **2.2 PRINCIPIOS DE GEOPOSICIONAMIENTO**

El manejo de la perforación de pozos direccionales ha progresado de manera importante a un estado en el que los objetivos planteados se han reducido a un punto específico donde los márgenes de tolerancia prácticamente no existen. Por esta razón los objetivos actualmente pueden y son cambiados durante la ejecución del proceso de perforación, especialmente en el caso de la construcción de pozos horizontales y de alto ángulo. De ahí que el manejo y ubicación precisa de estos objetivos durante el proceso de perforación es denominado como geoposicionamiento.

### **2.2.1 DEFINICIÓN DE GEOPOSICIONAMIENTO**

El geoposicionamiento constituye la ubicación de un pozo mediante el desarrollo de un proceso interactivo a través de la utilización de adecuados criterios geológicos, de perforación y operaciones en el reservorio. Diversos tipos de tecnología se han desarrollado con el propósito de optimizar el proceso de perforación destacándose la implementación de sensores LWD de lectura profunda, software de visualización y centros de operación remotos.

Estos factores han disminuido los tiempos no productivos optimizando el proceso de perforación, maximizando de esta manera la productividad del reservorio. Es importante destacar que el éxito de un proceso de geoposicionamiento va a depender directamente del tipo de información que se va a utilizar, además de la experiencia de expertos en diversas áreas como geología, perforación, geofísica, entre otros.



## 2.3 ASPECTOS A EVALUAR EN UN PROYECTO DE GEOPOSICIONAMIENTO

Para la ejecución de un proyecto de geoposicionamiento se deben tomar en cuenta diversos aspectos con la finalidad de que su ejecución sea óptima, los más importantes son:

- Establecer razones claras para la construcción de un pozo horizontal o de alto ángulo.
- Evaluar datos sísmicos disponibles
- Cuantificar y evaluar los datos correspondientes a pozos perforados previamente.
- Evaluar los datos de producción de pozos perforados previamente.
- Seleccionar el objetivo
- Diseñar y optimizar el perfil de trayectoria del pozo.
- Establecer tolerancias y riesgos de la ubicación adecuada del pozo en la formación objetivo.
- Determinar el nivel de servicios requeridos para el proyecto.
- Establecer una selección adecuada del personal miembro del proyecto.
- Establecer correlaciones geológicas y control del objetivo.
- Ajustar el perfil de trayectoria de acuerdo a las necesidades en la última sección de construcción.
- Establecer la distancia de los sensores a la broca, además de su profundidad de investigación. para una efectiva comprensión de la estructura geológica y localización anticipada de anomalías.
- Evaluar las diferentes acciones evasivas si estas llegaran a ser necesarias, además de tomar en cuenta la posibilidad de un sidetrack.
- Mantener un control constante sobre los riesgos de estabilidad del hueco.

### 2.3.1 INCERTIDUMBRE GEOLÓGICA

La incertidumbre geológica tiene un impacto importante en las operaciones de geoposicionamiento de un pozo, además de la influencia que ejerce dentro de su proceso de producción. La incertidumbre geológica está fundamentada en los siguientes factores:

- Datos imprecisos
  - Sísmica
  - Surveys
  - Registros de Pozos
  - Profundidad
  - Métodos de Correlación
- Error humano
  - Múltiples interpretaciones
  - Modelo de migración incorrecto
  - Interpretación realizada de manera errónea
- Incertidumbre asociada a la tecnología
  - Adquisición y/o Procesamiento
  - Análisis Petrofísico
  - Análisis y conversión a propiedades de la Roca

Como consecuencia de la incertidumbre geológica pueden presentarse diferentes tipos de errores entre los que se pueden mencionar:

- Error en la TVD de los targets o puntos críticos.- Es necesario identificar este tipo de errores con la finalidad de evitar excesos en la capacidad de construcción del ángulo de la sarta
- Errores de Buzamiento de las Capas.
- Errores en el Rumbo de la Estructura.

## **2.4 TIPOS DE GEOPOSICIONAMIENTO**

El geoposicionamiento constituye un desafío importante que requiere de decisiones oportunas que permitan tener un control preciso de la trayectoria del pozo. Con la finalidad de analizar en detalle el geoposicionamiento de un pozo este puede clasificarse como geoposicionamiento “proactivo” y “reactivo”.

### **2.4.1 GEOPOSICIONAMIENTO REACTIVO**

El geoposicionamiento reactivo consiste en modificar la dirección del pozo después de que se ha encontrado o atravesado un evento geológico diferente al esperado. Dentro de los eventos geológicos más comunes o relevantes se pueden mencionar los topes, bases, el contacto agua –petróleo, fallas, cambios laterales de facies, acuñamientos, discordancias entre otros. . El geoposicionamiento reactivo se enfoca en identificar tan pronto como sea posible cuando un límite de capa ha sido atravesado.

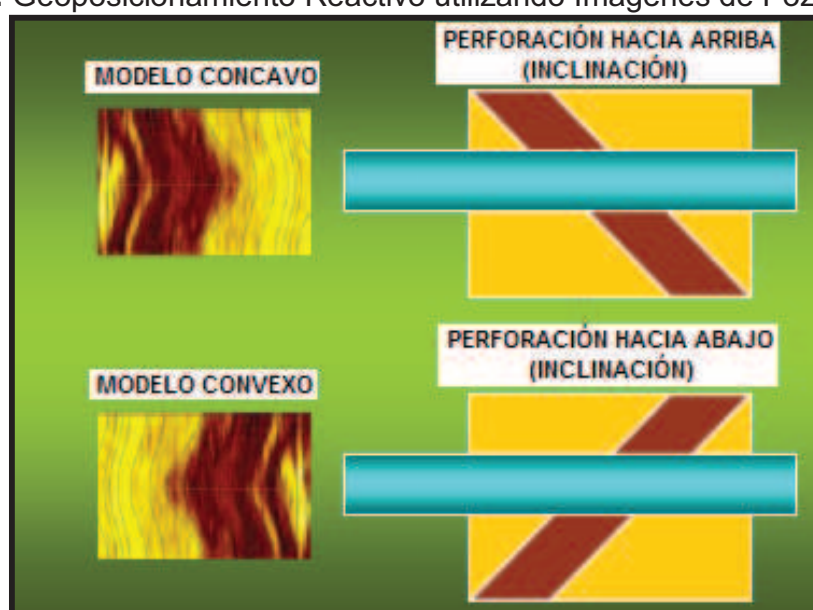
Es importante mencionar que en este tipo de geoposicionamiento se puede obtener el ángulo de trayectoria del pozo así como el momento de encuentro de un evento geológico esperado. Los valores de inclinación y buzamiento se obtendrían con la utilización de herramientas acimutales de baja profundidad de investigación.

El método más común y efectivo para realizar un proceso de geonavegación reactivo es mediante la utilización de imágenes del pozo de baja profundidad de investigación y en general de sensores que no tienen la capacidad de obtener lecturas profundas y no orientadas. En caso de utilizar sensores de imágenes acimutales, este tipo de imágenes van a proporcionar el cálculo cuantitativo de inclinación relativa.

En la figura 2.2 que se muestra a continuación se puede apreciar el comportamiento de la senoide formada en las imágenes que describen si la perforación realizada esta sobre o bajo una estructura o evento en la formación sin tomar en cuenta la magnitud de los parámetros de registro.

La magnitud de la senoide es función de la magnitud del ángulo de inclinación. En este caso se tiene una imagen del modelo sinusoidal, el ingeniero responsable del proceso de geonavegación puede conocer de la presencia del evento, además de identificar la amplitud y fase de la senoide lo que le permite tener el ángulo de inclinación estableciendo una trayectoria adecuada que permita permanecer en el reservorio.

**Figura 2.2:** Geoposicionamiento Reactivo utilizando Imágenes de Pozos cercanos



**Fuente:** International Petroleum Technology Conference (IPTC 12547)

La figura 2.2 muestra que la orientación de la senoide permite describir si la perforación se realiza subiendo (modelo cóncavo) o bajando (modelo convexo) estratigráficamente de ahí que dicha magnitud se puede convertir en la magnitud de inclinación relativa presente en el reservorio.

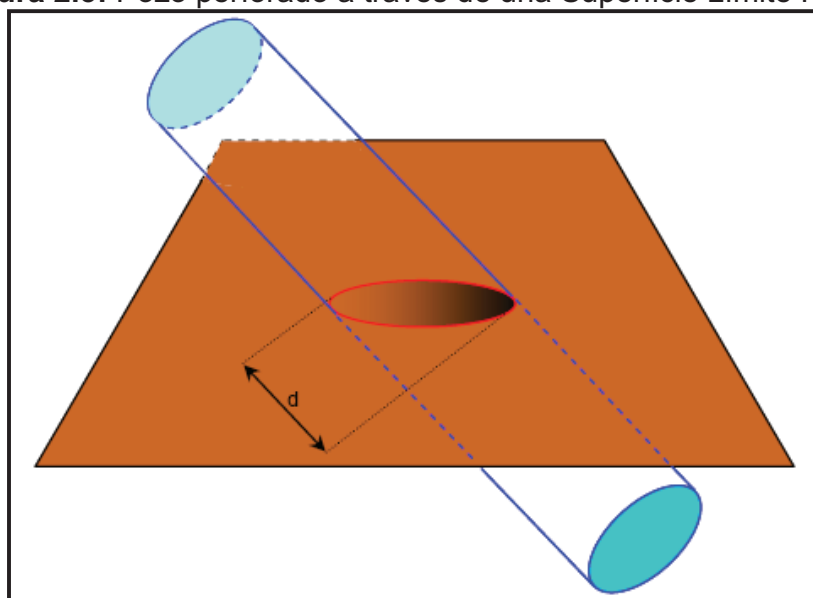
Con el propósito de interpretar correctamente las imágenes obtenidas es importante entender como éstas se relacionan con la formación y el hoyo perforado. La figura 2.3

ilustra básicamente a una superficie límite plana siendo atravesada durante la perforación de un pozo.

Debido a que el hueco perforado en este caso no es perpendicular a la superficie límite, la profundidad medida a la cual el límite es detectado es función de la orientación del sensor.

La elipse mostrada en la figura 2.3 aparece al ser representada en un registro como una senoide, la amplitud de la senoide en este caso está reflejada por la distancia "d".

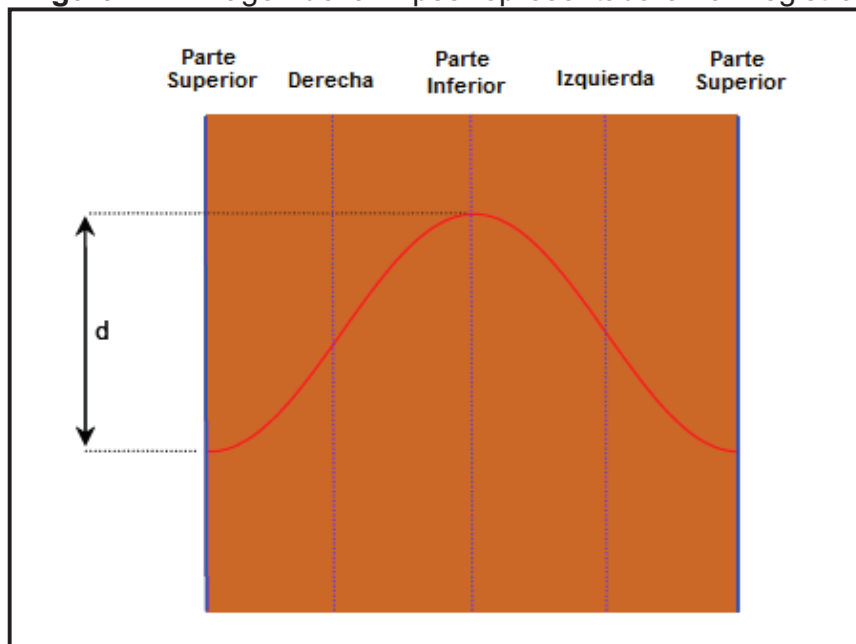
**Figura 2.3:** Pozo perforado a través de una Superficie Límite Plana



**Fuente:** Halliburton – Sperry Drilling

En la figura 2.4 se puede observar de qué manera se visualiza a la elipse en el registro una vez que es procesada como imagen.

**Figura 2.4:** Imagen de la Elipse representada en el Registro



**Fuente:** Halliburton – Sperry Drilling

#### 2.4.2 GEOPOSICIONAMIENTO PROACTIVO

El geoposicionamiento proactivo tiene como objetivo anticipar los diferentes eventos geológicos, tratando de evitar que estos sean atravesados durante el proceso de perforación, existiendo así la posibilidad de tomar acciones correctivas a tiempo. Este tipo de geoposicionamiento se caracteriza porque es corrido utilizando datos de resistividad orientados (acimutales) y profundos.

El geoposicionamiento proactivo puede desarrollarse a partir de varios métodos por ejemplo, puede utilizar curvas de resistividad profunda y somera. La separación entre estas curvas nos muestra la existencia de un límite próximo sin que esto signifique que se pueda determinar únicamente con esta información si está habiendo una aproximación al tope o la base del reservorio.

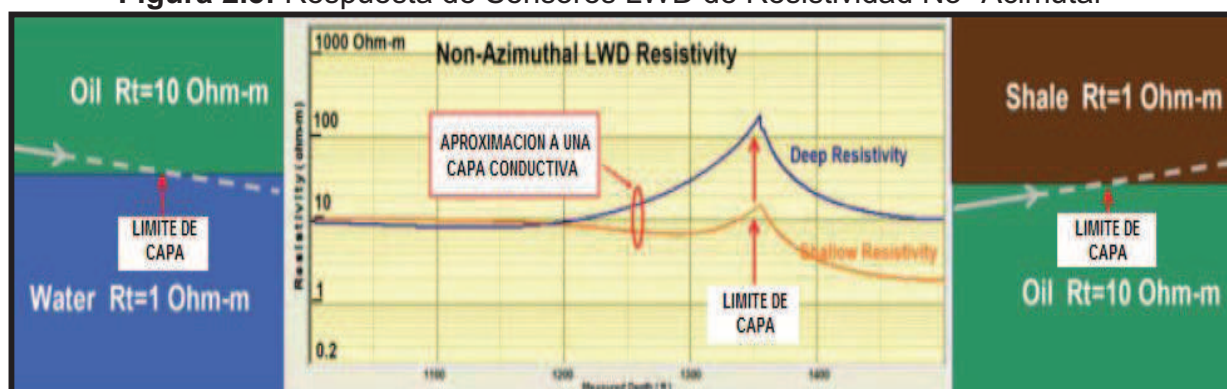
Se puede mencionar que la curva de resistividad profunda permite anticipar la presencia de un límite a una distancia mucho mayor que la curva de resistividad somera.

En el caso de la Figura 2.5 se está analizando el comportamiento de las capas cercanas a una zona de interés con un sensor que no proporciona valores acimutales. Se puede apreciar una separación significativa de las curvas de resistividad profunda y somera a medida que el pozo se aproxima a un límite de capa.

La separación de las curvas constituye una alerta sobre la posibilidad de que el pozo comience a salir del reservorio. Sin embargo, en este caso es importante tomar en cuenta que debido a que la herramienta no es acimutal no se puede definir exactamente si esta salida se va a producir por el tope, base o los lados del reservorio.

La decisión sobre el cambio de dirección del pozo implicaría una modificación en su trayectoria que no podría realizarse sin contar con información geológica adicional.

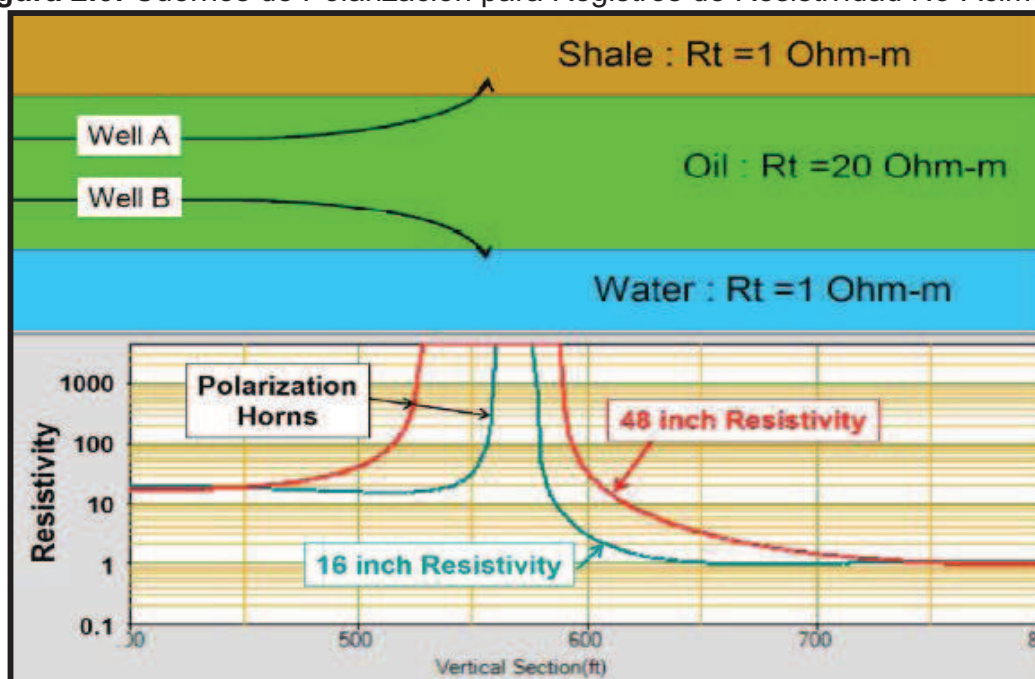
**Figura 2.5:** Respuesta de Sensores LWD de Resistividad No- Acimutal



Fuente: Artículo SPE -132439

La separación de las curvas de resistividad profunda y somera no acimutales también puede analizarse mediante el comportamiento de los cuernos de polarización (Ver Figura 2.6).

**Figura 2.6:** Cuernos de Polarización para Registros de Resistividad No-Acimutales



Fuente: Artículo SPE- 122794

Otros métodos utilizados en el geoposicionamiento proactivo son: sísmica mientras se perfora y la utilización de resistividades acimutales profundas.

#### 2.4.2.1 RESISTIVIDAD ACIMUTAL PROFUNDA PARA GEOPOSICIONAMIENTO PROACTIVO

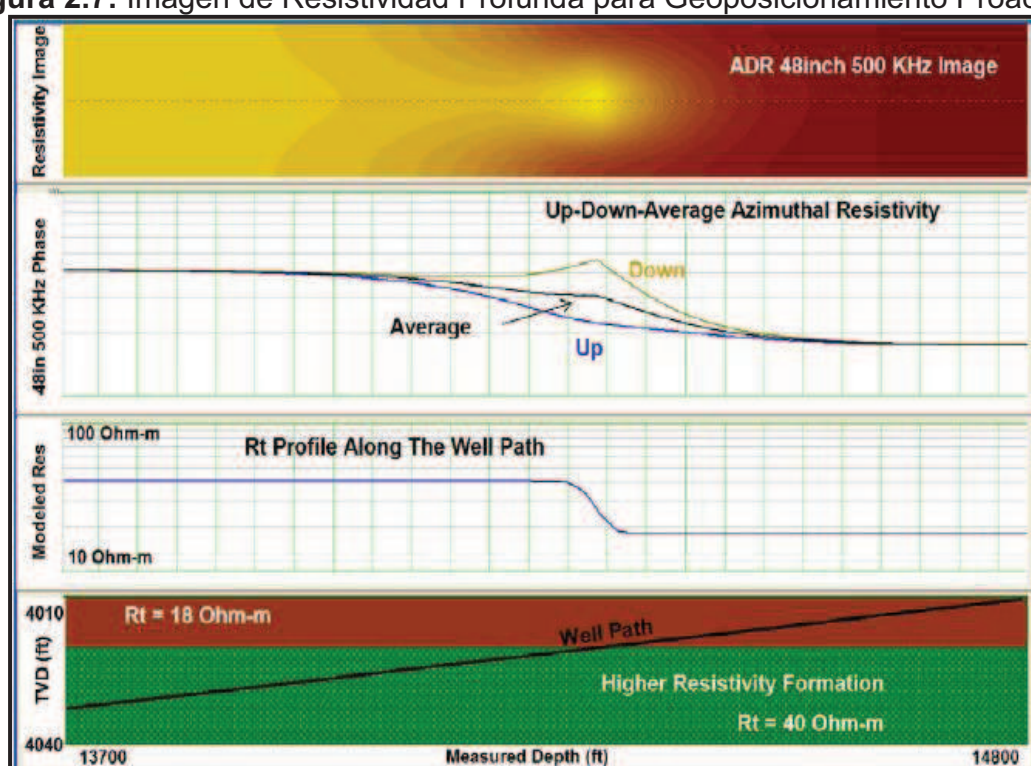
Con valores de resistividad aparente medidos a 32 acimuts regularmente espaciados se puede obtener como resultado de los datos adquiridos una imagen. De esta manera la imagen de resistividad acimutal profunda obtenida exhibe las mismas características respecto a la inclinación que las imágenes convencionales. Sin embargo, toman en



cuenta un factor importante: al aproximarse los límites de capa los registros de resistividad electromagnética presentan cuernos de polarización.

En el caso de los registros de resistividad acimutal, los cuernos de polarización son más pronunciados en dirección de la capa más resistiva y menos pronunciados en la dirección opuesta. Los cuernos de polarización se muestran como puntos brillantes en las imágenes de resistividad profunda (Figura 2.7).

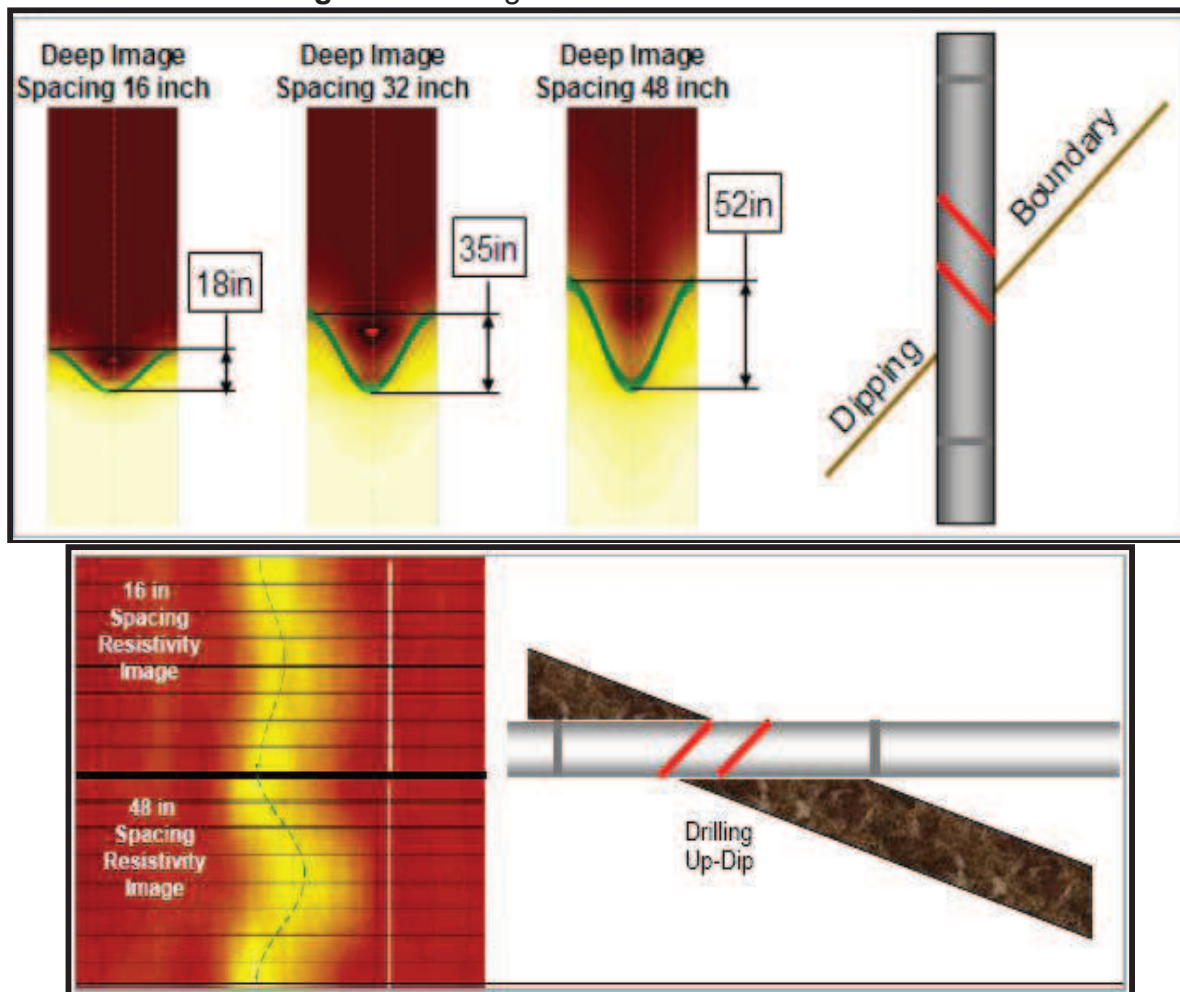
**Figura 2.7:** Imagen de Resistividad Profunda para Geoposicionamiento Proactivo



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling

La figura 2.8 nos muestra que las imágenes de resistividad profunda tienen un comportamiento cóncavo sinusoidal cuya amplitud se incrementa con el espaciamiento.

**Figura 2.8:** Imagen de Resistividad Profunda



**Fuente:** Halliburton – Sperry Drilling

## 2.5 ESCENARIOS GEOLÓGICOS PARA GEOPOSICIONAMIENTO

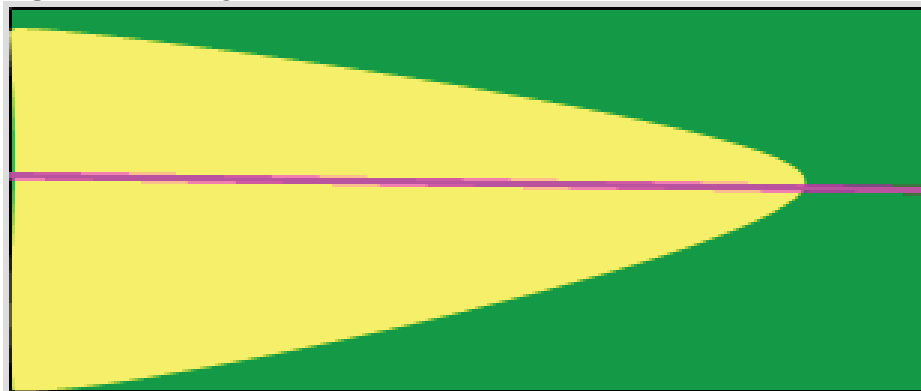
Existen diversos escenarios geológicos con los cuales se puede trabajar el desarrollo un proceso de geoposicionamiento entre ellos se destacan:

### 2.5.1 ACUÑAMIENTO

Un acuñamiento constituye un tipo de trampa estratigráfica que se caracteriza por una disminución o adelgazamiento del espesor en su terminación generando una geometría favorable para el entrapamiento de hidrocarburos.

En este tipo de estructura, las respuestas profundas de los sensores LWD pueden presentar cambios drásticos (Ver Figura 2.9).

**Figura 2.9:** Imagen de Visualización del Escenario de Acuñaamiento



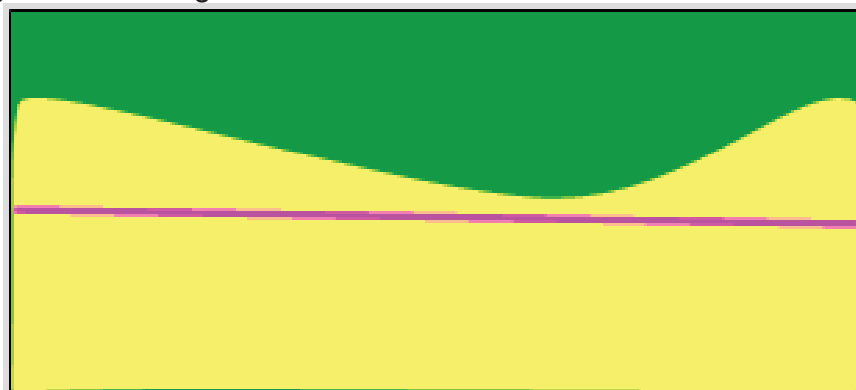
**Fuente:** Halliburton – Sperry Drilling

### 2.5.2 ESCENARIO DE DISCORDANCIA

Una discordancia puede definirse como una brecha en el tiempo separando dos episodios geológicos en la formación de rocas. Una discordancia se produce cuando un conjunto de materiales estratificados descansan sobre otros que no lo están, siendo estos ígneos o metamórficos (Figura 2.10), es decir este tipo de rocas se encuentra en contacto con los estratos sedimentarios.

En este escenario el perfil de resistividad total ( $R_t$ ) puede cambiar lateralmente. Si el contraste de resistividad es mantenido se puede conservar la distancia existente a ese límite de capa.

**Figura 2.10:** Imagen de Visualización del Escenario de Discordancia

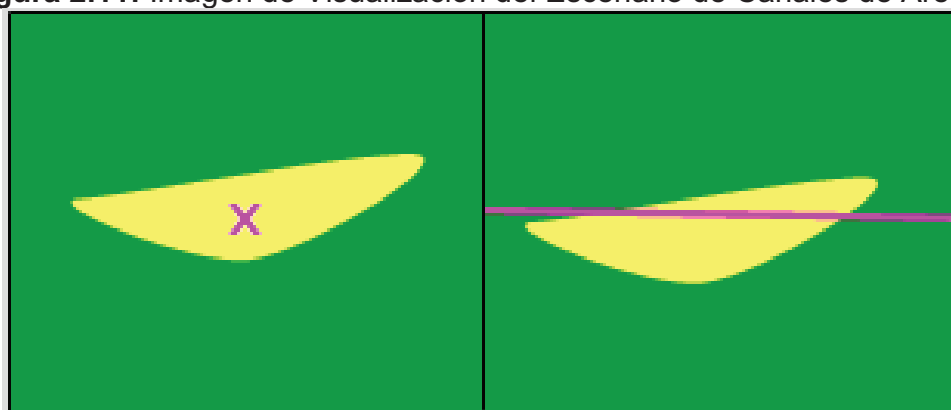


**Fuente:** Halliburton – Sperry Drilling

### 2.5.3 ESCENARIO DE CANALES DE ARENA

Este tipo de escenario se caracteriza porque el petróleo se encuentra impregnado en entre los granos (poros) de los canales de arena. Estos canales se encuentran rodeados por material impermeable que actúa como roca sello. Este escenario se caracteriza porque produce cierta dificultad para interpretar las respuestas en un modelo geológico (Figura 2.11).

**Figura 2.11:** Imagen de Visualización del Escenario de Canales de Arena



**Fuente:** Halliburton – Sperry Drilling Services

#### 2.5.4 ESCENARIO DE CONTACTO GAS - PETRÓLEO

Este escenario tiene como objetivo mantener el pozo en la zona de petróleo evitando tener contacto con la zona de gas y arcilla (Figura 2.12). Para este tipo de geoposicionamiento se utilizan los sensores de Gamma con la finalidad de diferenciar entre la arena y arcilla, además de porosidad neutrón y densidad de la formación que nos permiten diferenciar entre la zona de petróleo y gas. Se puede trabajar de manera opcional con los sensores de resistividad para verificar que no existe un contacto de agua cercano.

**Figura 2.12:** Imagen de Visualización del Escenario de Contacto Gas Petróleo



**Fuente:** Halliburton – Sperry Drilling

#### 2.5.5 ESCENARIO DE CONTACTO GAS- PETRÓLEO-AGUA

Este escenario tiene como objetivo mantener el pozo en la zona de petróleo evitando tener contacto con la zona de gas, agua y arcilla (Figura 2.13). Para este tipo de geoposicionamiento se utilizan los sensores de Gamma con la finalidad de

diferenciar entre la arena y arcilla, además de porosidad neutrón y densidad de la formación que nos permiten diferenciar entre la zona de petróleo y gas.

Se utilizan también los sensores de resistividad para diferenciar entre las zonas de petróleo y gas.

**Figura 2.13:** Imagen de Visualización del Escenario de Contacto Gas-Petróleo-Agua



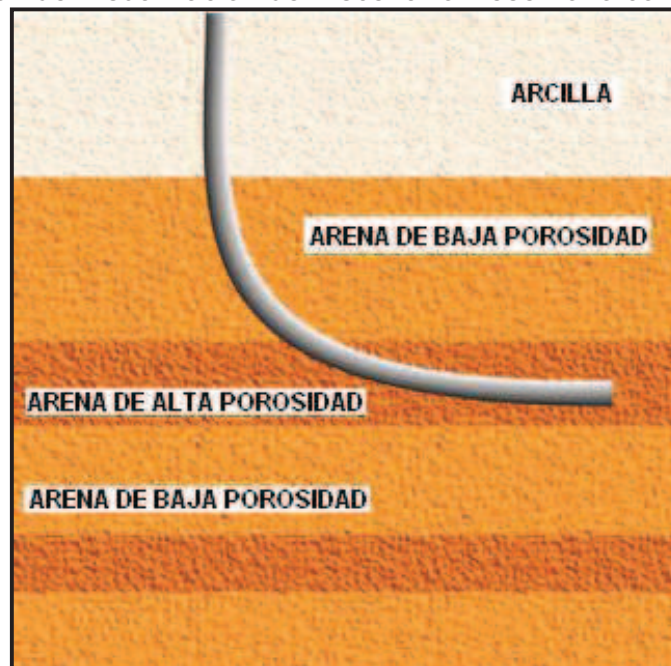
**Fuente:** Halliburton – Sperry Drilling

### 2.5.6 ESCENARIO DE RESERVORIO CON POROSIDAD VARIABLE

Este escenario tiene como objetivo mantener el pozo en la zona de alta porosidad y permeabilidad (Figura 2.14). Para este tipo de geoposicionamiento se utilizan los sensores de Gamma con la finalidad de diferenciar entre la arena y arcilla, además de porosidad, neutrón y densidad de la formación que nos permiten identificar zonas de alta porosidad.

Se utilizan los sensores de Resistividad Fase 4 con la finalidad de indicar variaciones en los valores de porosidad y permeabilidad por el perfil de invasión (si se trata de lodos base agua).

**Figura 2.14:** Imagen de Visualización del Escenario Reservorio con Porosidad Variable



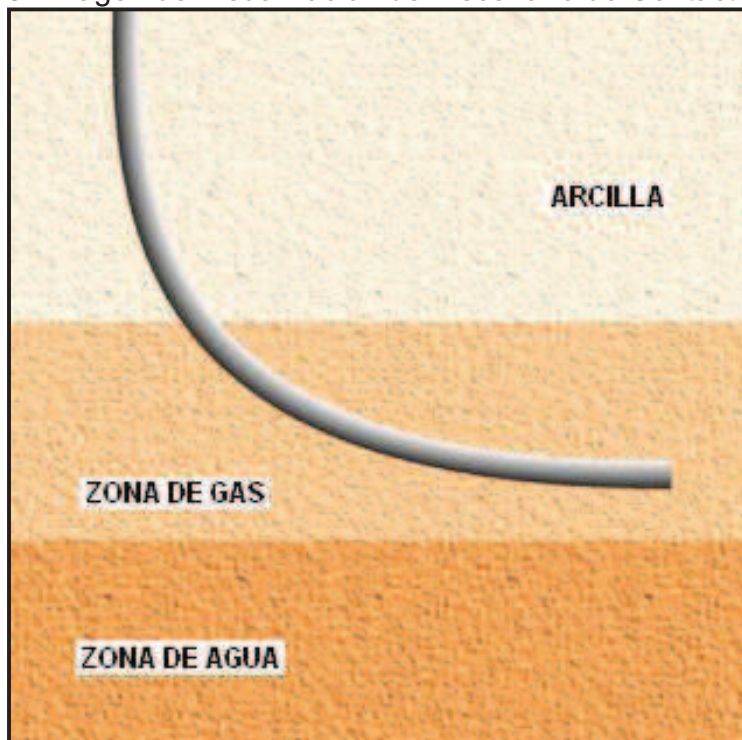
Fuente: Halliburton – Sperry Drilling

### 2.5.7 ESCENARIO DE CONTACTO GAS- AGUA

Este escenario tiene como objetivo mantener el pozo en la zona de gas evitando tener contacto con la zona de agua y arcilla (Figura 2.15). Para este tipo de geoposicionamiento se utilizan los sensores de Gamma con la finalidad de diferenciar entre la arena y arcilla.

Se utilizan también los sensores de resistividad para diferenciar entre las zonas de gas y agua, además los de porosidad, neutrón y densidad que nos permiten verificar la presencia de gas y realizar una evaluación cuantitativa de la formación.

**Figura 2.15:** Imagen de Visualización del Escenario de Contacto Gas-Agua



**Fuente:** Halliburton – Sperry Drilling

### 2.5.8 ESCENARIO DE CONTACTO PETRÓLEO - AGUA

Este escenario tiene como objetivo mantener el pozo en la zona de petróleo evitando tener contacto con la zona de agua y arcilla (Figura 2.16). Para este tipo de geoposicionamiento se utilizan los sensores de Gamma con la finalidad de diferenciar entre la arena y arcilla. Se utilizan también los sensores de resistividad para diferenciar entre las zonas de petróleo y agua.

Puede ser opcional la utilización de los sensores de porosidad, neutrón y densidad que nos permiten realizar una evaluación cuantitativa de la formación.



**Figura 2.16:** Imagen de Visualización del Escenario de Contacto Petróleo-Agua



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling

## **2.6 HERRAMIENTAS DE PERFORACIÓN UTILIZADAS EN LOS ENSAMBLAJES DE FONDO (BHA'S) APLICADOS PARA GEOPOSICIONAMIENTO**

La mayoría de los primeros pozos horizontales fueron perforados utilizando sistemas MWD y sistemas dirigidos (motores) en la forma tradicional con instrumentos de medida localizados hasta 80 pies detrás de la broca. Los geólogos generaban una prognosis, el planeador de pozos (well planner) creaba una trayectoria trigonométrica, el perforador direccional seguía el plan trazado por el well planner esperando interceptar la zona de interés.

En estos casos la eficiencia se define como el porcentaje de la trayectoria que pasa a través de la zona de interés dividido por la longitud horizontal total del pozo. Es

importante mencionar a la Geonavegación como una herramienta óptima para el geoposicionamiento en la perforación de pozos horizontales y de alto ángulo donde las decisiones de ajustar la trayectoria están basadas en datos geológicos, de perforación, operación y yacimiento en “Tiempo Real”. Dentro de las herramientas de geonavegación se pueden mencionar:

### **2.6.1 MOTORES DE FONDO**

Cuando se ejecuta un proceso de perforación direccional, es necesario disponer en la sarta de perforación de un motor de fondo con la finalidad de construir la desviación y dirección requerida por el pozo. Estos motores están compuestos por una turbina de fondo que es accionada o rotada por el fluido de perforación bombeado desde superficie a gran presión.

#### **Condiciones de Funcionamiento de los Motores de Fondo**

- Las bombas deben ser capaces de desplazar tasas de flujo y obtener presiones esperadas para la profundidad a perforar, sarta de perforación y la trayectoria propuesta
- Adecuada instrumentación del equipo, incluyendo sensores para el torque de ajuste, indicadores de peso, contador de emboladas, manómetros de presión e indicadores de RPM.
- Disponer del Equipo para Control de Sólidos.
- Bloqueo o inmovilización de la sarta, para perforar en modo deslizante.
- Disponer de suficiente torque rotario para perforar.
- La mesa rotaria debe ser de tamaño suficiente para acomodar los motores de fondo de gran diámetro.

### 2.6.1.1 TIPOS DE MOTORES DE FONDO

Existen dos tipos de motores de fondo que pueden destacarse: el primero de Turbina el cual es básicamente una bomba centrífuga o axial y el segundo que constituye un Motor de Desplazamiento Positivo (PDM). Sin embargo, son los motores de desplazamiento positivo los que tiene mayor aplicación dentro del proceso de perforación direccional actualmente.

#### **MOTORES DIRIGIBLES:**

La configuración de los motores de tipo dirigible se basa en la presencia de un “codo” ajustable en la carcasa del motor cerca de la broca que trabaja en combinación con uno o más estabilizadores. Este tipo de motor puede trabajar en dos modos: el primero deslizando y el segundo rotando.

En el modo deslizando, la orientación del motor se consigue rotando la sarta muy despacio utilizando las señales MWD con la finalidad de determinar el “toolface” o posición de la herramienta, cuando esto sucede la sarta de perforación avanza perforando sin rotar , el torque en este caso es proporcionado por el motor.

La capacidad de construcción y giro del motor se denomina capacidad de “dog leg” y se encuentra en un rango comprendido de 1 a 15°/100 pies. En el modo rotatorio, la sarta rota y el motor adquiere el comportamiento de un BHA rotatorio donde la tendencia direccional es determinada por el diámetro y posición de los estabilizadores.

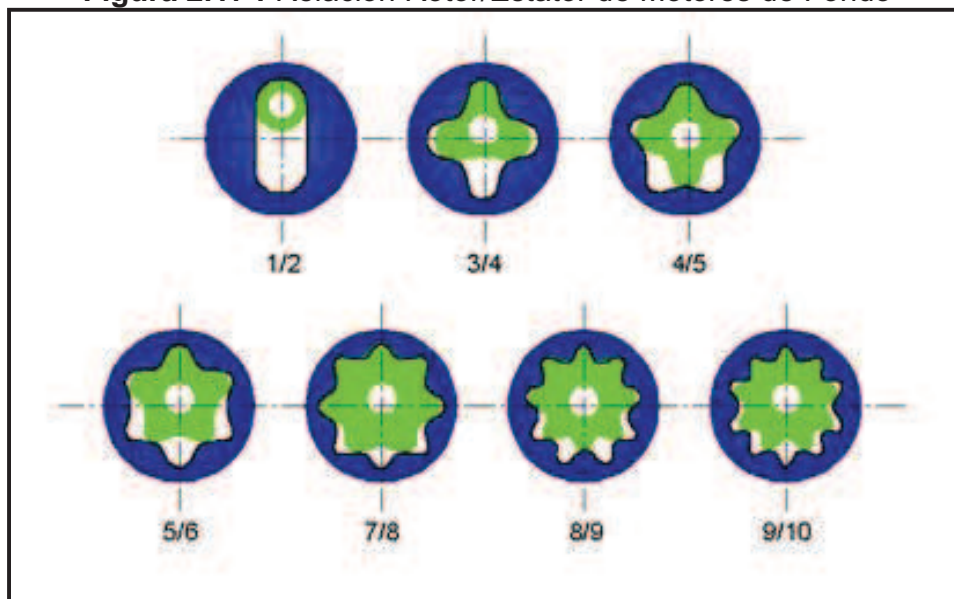
La configuración del motor en este caso puede variar para que la perforación sea recta por lo general, sin embargo puede configurarse también para tumbar ángulo o construir ángulo mientras se rota.

### MOTOR DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO:

El motor de desplazamiento positivo ha evolucionado como un método primario de control direccional. Los PDM son accionados por el fluido de perforación que hace que la broca gire sin que la sarta de perforación rote. La potencia del motor es generada por una geometría rotor/estator, ambos tanto el rotor como el estator tiene lóbulos helicoidales que se unen para formar cavidades helicoidales selladas.

El flujo de fluido de perforación a través de las cavidades fuerza el rotor a adquirir movimiento, se debe mencionar además que el estator siempre va a tener un lóbulo más que el rotor que está hecho de caucho elastomérico dentro de la carcasa del motor ( Figura 2.17 ).

**Figura 2.17 :** Relación Rotor/Estator de Motores de Fondo



**Fuente:** Mud Motors Outline- Halliburton – Sperry Drilling

El rotor describe un movimiento excéntrico respecto al eje del motor y está conectado a un acople articulado que transmite el torque eliminando el movimiento excéntrico. El acople permite que el motor tenga un “codo” el cual se dobla desde 0 a 3°.

La sección de potencia de los motores puede ser configurada de acuerdo a diferentes condiciones dentro de las que se puede mencionar: las condiciones de perforación, dureza de la formación, tipo de broca, tasa de flujo, etc. Los rangos de los motores van desde alta velocidad bajo torque hasta baja velocidad alto torque.

### 2.6.1.2 SISTEMA GEO-PILOT

Este tipo de sistema se encuentra constituido por un eje sostenido por dos soportes en un alojamiento exterior de alrededor de 18 ft de longitud. El soporte superior está diseñado para prevenir que se doble la estructura sobre este, el soporte inferior es del tipo de contacto angular. Entre los dos soportes existe una unidad de inclinación que desvía el eje. La parte superior de la herramienta se conecta en forma convencional a través de la tubería de perforación con el top-drive transmitiéndose de esta manera la rotación a la broca de perforación (Figura 2.18).

El sistema Geo- Pilot para establecer su comunicación de fondo, requiere la instalación de un sistema de control de pulso de lodo en o cerca de la mesa rotaria. La unidad se controla por una computadora en superficie que envía instrucciones a la herramienta como pulsos negativos a través del lodo. Cuando la herramienta acepta las instrucciones enviadas, transmite una señal de retorno a superficie para confirmar que la recepción fue exitosa

**Figura 2.18:** Sistema Geo-Pilot



**Fuente:** Halliburton – Sperry Drilling

Una gran ventaja de este tipo de herramientas es que siempre perfora en modo rotatorio y consecuentemente pueden conseguir tasas de perforación muy altas.

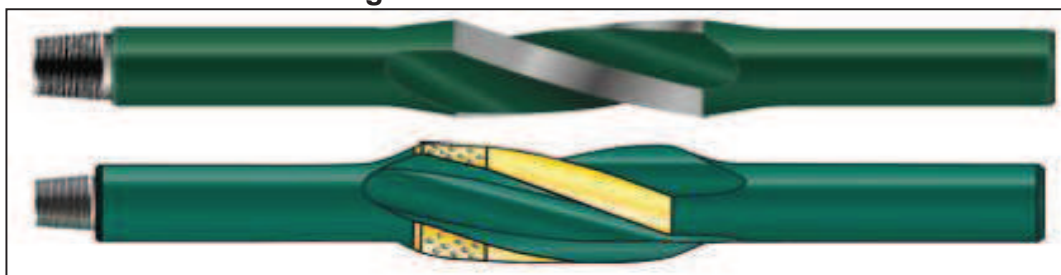
Además, se evita mantener la sarta sin rotación como en el caso de los motores de lodo en modo de deslizamiento.

Es importante considerar que el tipo de motor con el que se ejecuta el proceso de perforación determina que la información recibida en tiempo real presente valores confiables respecto a la condición del reservorio, de ahí que la utilización de motores convencionales no es recomendable para el caso de toma de registros LWD mientras que el sistema de rotación continua en este caso el sistema Geopilot proporciona condiciones adecuadas de medición especialmente si se trata de herramientas acimutales.

### 2.6.2 ESTABILIZADORES

Los estabilizadores son herramientas ubicadas en intervalos apropiados a lo largo del ensamblaje de fondo (BHA) y cumplen la función de estabilizar el pozo mecánicamente (Figura 2.19). Pueden ser utilizados para mantener ángulos de inclinación o corregir desviaciones involuntarias.

**Figura 2.19:** Estabilizadores



**Fuente:** Artículo sobre Herramientas de Perforación Direccional

Existen diversas razones por las cuales la utilización de estabilizadores es importante:

- Su localización y tamaño se utilizan como un método fundamental para controlar el comportamiento direccional de la mayoría de ensamblajes de fondo.
- Ayudan a concentrar el peso del BHA sobre la broca.

- Permiten además minimizar el torque y vibraciones que pueden ocasionar daños en los componentes del BHA como las herramientas MWD y LWD.

### 2.6.3 BROCAS DE PERFORACIÓN

Las brocas constituyen herramientas de corte localizadas en el extremo inferior de la sarta de perforación. Existen diferentes tipos de brocas dentro de las más utilizadas durante un proceso de perforación se tienen:

**Brocas Tricónicas:** Este tipo de brocas poseen tres conos cortadores que giran sobre su propio eje. Varían de acuerdo con su estructura de corte y pueden tener dientes de acero fresados o de insertos de carburo de tungsteno. Las brocas tricónicas constan de tres elementos importantes: la estructura cortadora, cojinetes y el cuerpo de la barrena.

El espacio permitido a los diferentes componentes de la broca dependen del tipo de formación que perforará, por ejemplo, brocas para formaciones blandas requieren poco peso, tienen cojinetes pequeños, menor espesor de conos y la sección de soportes más delgada. En el caso de brocas para formaciones duras deben perforar con altos pesos, tienen elementos de corte más robustos, cojinetes más grandes y cuerpos más resistentes (Ver Figura 2.20).

**Figura 2.20:** Broca Tricónica



**Fuente:** PDF Brocas e Hidráulica de Perforación

**Brocas de Compacto de Diamante Policristalino (PDC):** Pertenecen al conjunto de brocas de diamante con cuerpo sólido y cortadores fijos. Su diseño de cortadores es realizado con diamante sintético en forma de pastillas montadas en el cuerpo de los cortadores de la broca, pero a diferencia de las brocas de diamante natural su diseño hidráulico se realiza con sistema de toberas para lodo al igual que las brocas tricónicas.

El mecanismo de corte de las brocas PDC se da por arrastre. Por su diseño hidráulico y el de sus cortadores en forma de pastillas tipo moneda y sus buenos resultados en la perforación rotatoria este tipo de broca es el más utilizado actualmente para la perforación de pozos. Presenta muchas ventajas económicas por su versatilidad (Ver Figura 2.21).

**Figura 2.21:** Broca PDC



**Fuente:** Diseño de Brocas PDC

## 2.7 GEONAVEGACIÓN

La perforación de pozos horizontales y de alto ángulo se realiza con el objetivo de mejorar la producción de la zona de interés al incrementar el área de drenaje. Al utilizar el proceso de geonavegación aumenta la zona de contacto del pozo con el reservorio.

La geonavegación permite desarrollar una mejor interpretación de las condiciones del reservorio, agilizando la toma de decisiones sobre posibles cambios de trayectoria mientras se perfora un pozo horizontal o direccional de alto ángulo (en tiempo real).

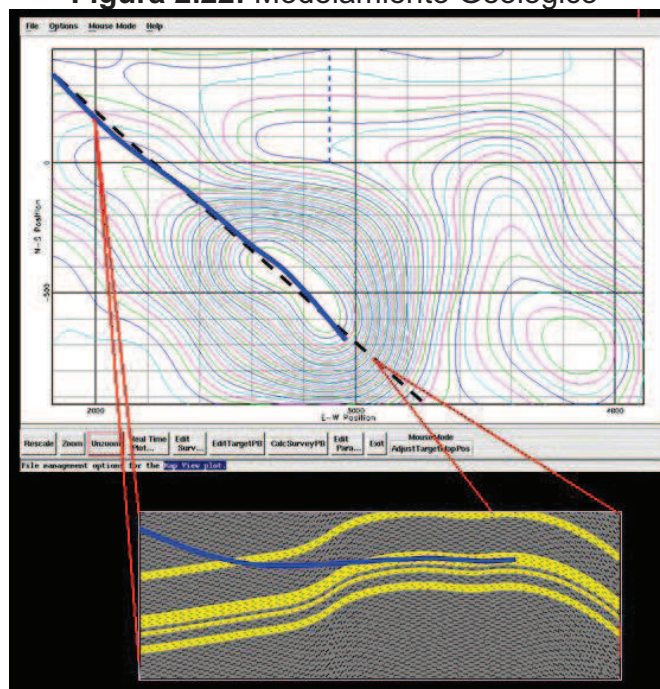


Para conseguir una adecuada interacción entre las diferentes variables que intervienen en el posicionamiento óptimo de la trayectoria del pozo en el reservorio, es necesario trabajar con una aplicación adecuada. En este caso se va a utilizar el StrataSteer<sup>®</sup>3D que integra un modelo geológico 3D, el plan direccional del pozo, modelo petrofísico y un modelamiento dinámico de registros eléctricos con un sistema completo de visualización del pozo que permiten correlacionar mientras se está perforando. De ahí que durante la ejecución del proceso de geonavegación se debe tomar en cuenta elementos como:

### MODELO GEOLÓGICO

Corresponde al modelo de la estructura geológica superpuesta a la vista del plano, la intersección del plan direccional del pozo y el modelo estructural crean la sección geológica. Constituye un modelo 3D que ubica los objetivos gráficamente permitiéndonos tener la sección vertical y vista de planta.

**Figura 2.22: Modelamiento Geológico**



**Fuente:** Halliburton – Sperry Drilling

Es importante realizar un análisis cuidadoso y detallado de la estructura geológica en la que se va a ejecutar el proceso de navegación, esto puede conseguirse utilizando datos sísmicos, correlaciones offset log, topes formacionales y datos petrofísicos de varios pozos que hayan sido perforados en la zona de interés.

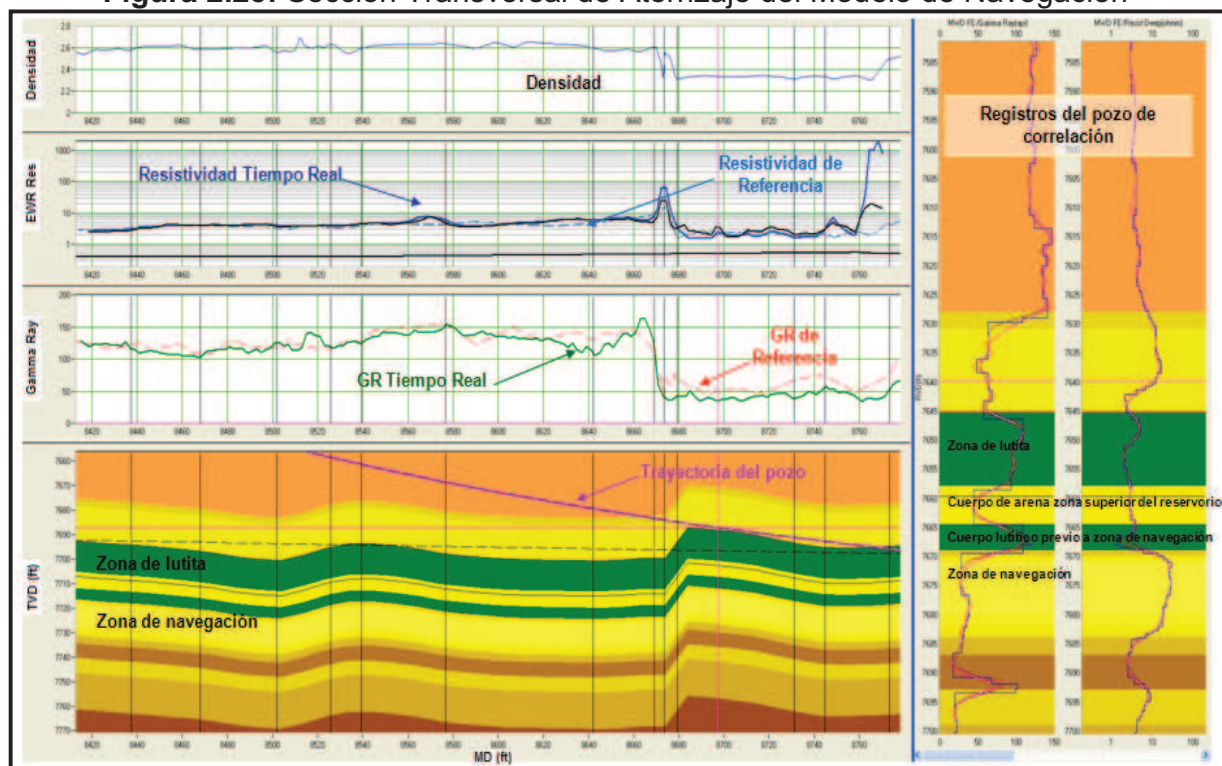
Los datos sísmicos proporcionarán información respecto a eventos geológicos cercanos como: fallas, discontinuidades, límites de capa, etcétera. (Ver Figura 2.22).

### **CONOCIMIENTO Y UTILIZACIÓN DE DATOS PETROFÍSICOS**

La incorporación de datos petrofísicos disminuye la incertidumbre en el modelo generado, pues reduce la posibilidad de encontrar eventos geológicos inesperados durante la perforación. Cambios en las propiedades petrofísicas permiten la identificación de litología así como contactos con fluidos. Esta información es utilizada con la finalidad de refinar la estructura geológica antes de iniciar la navegación.

Se debe tomar en cuenta que la incorporación de datos petrofísicos provenientes de sensores de lecturas someras como gamma, densidad y neutrón permitirán un ajuste simple al modelo planteado. Sin embargo, el modelamiento realizado con sensores complejos como los de resistividad de 1 y 2 Mhz debe realizarse con cuidado ya que la respuesta del sensor no es función únicamente de la resistividad verdadera, sino que va a depender de otros factores como la profundidad de investigación e inclinación relativa de la formación.

**Figura 2.23:** Sección Transversal de Aterrizaje del Modelo de Navegación



**Fuente:** Halliburton – Sperry Drilling

En la figura 2.21 se puede observar cómo se integran en el software para geonavegación la información de los datos de registros offset con la información registrada en tiempo real durante la ejecución del proceso de perforación.

Es importante considerar que para la navegación por lo general se realiza el modelamiento de varios escenarios basados en los datos de registros offset, diversas interpretaciones geológicas y variaciones en la trayectoria del pozo. Esta información por lo general es utilizada para familiarizar al equipo de geonavegación con los diferentes escenarios que pueden presentarse durante la perforación de la sección horizontal.

El escenario más adecuado será escogido por el equipo una vez que el proceso de perforación haya comenzado.

## 2.8 GEONAVEGACIÓN UTILIZANDO STRATASTEER®3D

StrataSteer®3D es una aplicación que permite conducir geológicamente un pozo determinando su posición estratigráfica al tomar como base la información existente de otros pozos denominados de referencia y las repuestas obtenidas del registro (LWD). El software integra el modelo terrestre, la trayectoria direccional del pozo y el modelo petrofísico en tiempo real para tomar decisiones de trayectoria. Se utilizan todos los datos disponibles con la finalidad de obtener un modelo geológico cercano a la realidad.

Con el propósito de ejecutar el proceso de navegación dentro de la zona de interés utilizando StrataSteer®3D, se trabaja previamente con el premodelamiento del pozo para lo cual se requieren los siguientes datos:

### **Datos de Pozos de Control (Offset Wells):**

- Información sobre Pozos Cercanos, su ubicación y Elevación de superficie.
- Datos de los surveys de Pozos Cercanos.
- Registros de alta resolución.

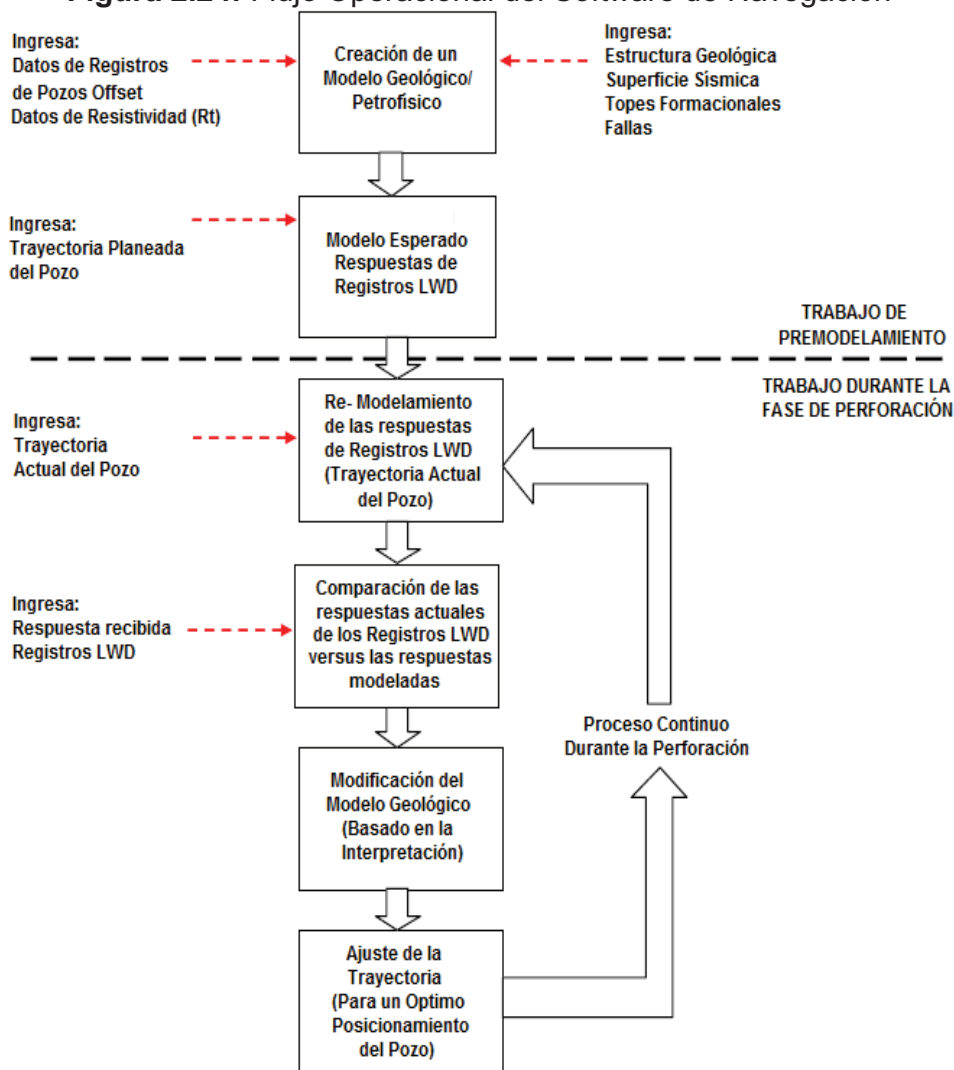
### **Datos del Pozo Propuesto:**

- Mapa Geológico Estructural.
- Ubicación y Elevación de superficie del pozo propuesto.
- Plan Direccional del pozo propuesto.
- Objetivos de las Formaciones.

Una vez que contamos con la información necesaria se inicia con el premodelamiento del pozo antes de que se ejecute el proceso de perforación. En la Figura 2.24 se puede

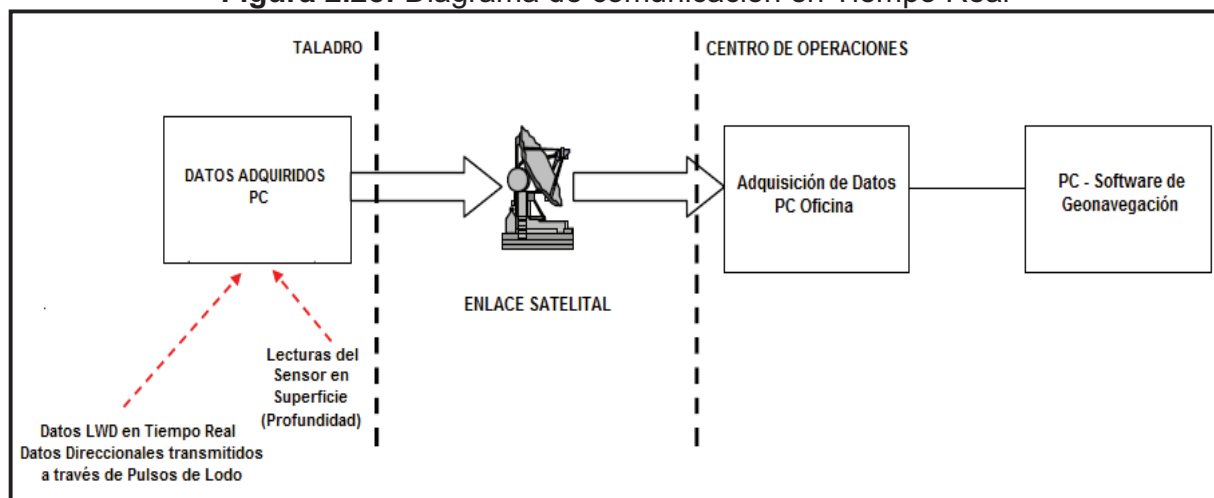
observar el diagrama de flujo de trabajo del software antes y después de iniciada la perforación.

**Figura 2.24:** Flujo Operacional del Software de Navegación



**Fuente:** Halliburton – Sperry Drilling

El software de geonavegación, permite la transmisión de los datos adquiridos en el pozo hacia el centro de operaciones remoto en tiempo real (Ver Figura 2.25). Es importante destacar que este proceso se realiza desde centros de operaciones en tiempo real lo que permite que los participantes del proyecto optimicen las operaciones de perforación utilizando múltiples recursos desde una única ubicación, reduciendo significativamente del tiempo no productivo en la toma de decisiones.

**Figura 2.25:** Diagrama de comunicación en Tiempo Real

**Fuente:** Halliburton – Sperry Drilling

Los centros de operación se denominan Centros de Operaciones Remotos (ROC) que permiten controlar varios trabajos simultáneamente en tiempo real y cuya adecuada implementación permite mejorar la calidad de servicio para el cliente enfocándose en un trabajo profesional y de alto desempeño. De esta manera con su utilización la operadora puede:

- Reducir los tiempos no productivos: La reducción de NPT en estos casos se debe a que se puede configurar las herramientas a utilizarse durante la ejecución de la perforación de manera adecuada reduciendo así costos y riesgos potenciales de falla. Se incrementa además la participación de ingenieros expertos desde cualquier parte del mundo lo que proporciona un asesoramiento óptimo en cada trabajo.
- Tener una mejor calidad de servicio
- Mejorar los valores de ROP.
- Ejecutar operaciones seguras
- Obtener una mayor cantidad de datos que beneficia la ejecución de trabajos futuros.

Al combinar los servicios de geonavegación y uso de la herramienta acimutal profunda (ADR), es importante tomar en cuenta algunas consideraciones que deben ser analizadas antes de correr la herramienta en el pozo. Este aspecto suele ser previamente estudiado por el ingeniero responsable empleando para ello diferentes escenarios con la finalidad de obtener resultados óptimos. Dentro de estos aspectos se puede mencionar:

- Tipo de Fluido de Perforación, que puede llegar a afectar las curvas escogidas para la geonavegación ( si se espera alta salinidad y ensanchamiento del hueco es recomendable utilizar la medida profunda)
- Valor de RPM, debe representar valores superiores a 40 rpm con la finalidad de obtener imágenes completas (esto se aplica tanto para memoria como para tiempo real).
- Contraste de Resistividad
- Ángulo de Incidencia
- Cambio Lateral de Resistividad

## **CAPITULO III**

# **ANÁLISIS COMPARATIVO EN LA APLICACIÓN DEL GEOPOSICIONAMIENTO ENTRE HERRAMIENTAS ACIMUTALES Y CONVENCIONALES**

### **3.1 INTRODUCCIÓN**

La construcción de pozos de alto ángulo y horizontales constituye un desafío importante en la industria petrolera que es cada vez más exigente con la optimización del proceso de explotación de petróleo. La explotación de campos depletados, escenarios geológicos complejos, capas productoras relativamente delgadas son algunos de los factores que han precisado la aplicación de tecnología de herramientas LWD cada vez más exacta.

El posicionamiento del pozo dentro del reservorio es primordial. Decisiones de navegación inmediata así como acciones rápidas para evitar la salida del reservorio son eminentes. Actualmente, la aplicación del proceso de geoposicionamiento requiere la utilización de herramientas que permitan identificar en todo momento la orientación que se debe seguir durante la construcción del pozo a fin de evitar su salida de la zona de interés.

El método de geonavegación que se va a utilizar en este caso es el de Resistividades Acimutales Profundas. Con la finalidad de realizar un análisis comparativo adecuado se ha tomado como referencia para el estudio en este caso la Herramienta de Resistividad Acimutal Profunda (ADR) y la Herramienta Convencional No Acimutal (EWR PHASE-4).

De ahí que realizar un análisis comparativo en la aplicación del geoposicionamiento utilizando herramientas acimutales ó convencionales es importante con la finalidad de



establecer cuáles son las ventajas y desventajas que proporciona en el proceso de geoposicionamiento la utilización tanto de las unas como de las otras.

## 3.2 CONSIDERACIONES GENERALES DEL ANÁLISIS

### 3.2.1 PROFUNDIDAD DE INVESTIGACIÓN

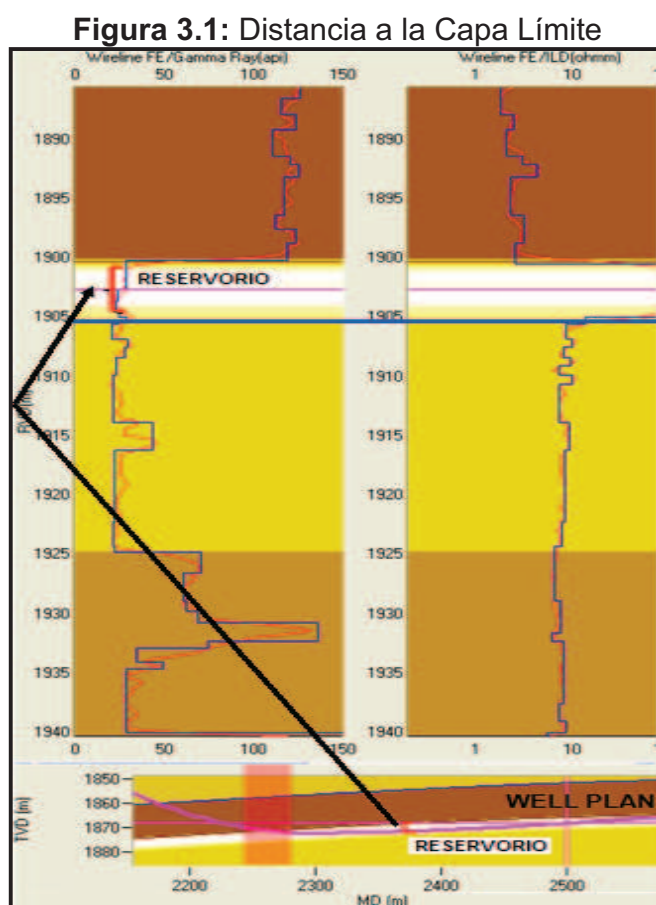
La profundidad de investigación constituye un elemento fundamental en el desarrollo del proceso de posicionamiento ya que permite tomar decisiones efectivas que ubican adecuadamente el pozo en la zona de interés. Existen diversos factores que se deben tomar en cuenta respecto a la profundidad de investigación de las herramientas entre ellos se pueden mencionar:

- **Arreglo Transmisor – Receptor (Tx-Rx):** Al tomar en cuenta el espaciamiento existente entre transmisores y receptores en las herramientas, se puede decir que a mayor espaciamiento Tx-Rx, existe mayor profundidad de investigación. Si nos referimos por ejemplo, a la herramienta de resistividad acimutal profunda se puede decir, que cuenta con tres espaciamientos 16", 32" y 48" si son compensadas y de 80", 96" y 112" si no son compensadas.
- **Frecuencia:** Si se analiza la frecuencia se puede determinar que a mayor frecuencia de emisión de las ondas electromagnéticas se tiene menor profundidad de investigación (125 KHz, 500 KHz y 2MHz). Esto se explica debido a la velocidad de desplazamiento de las ondas entre transmisor y receptor de la herramienta, ya que a menor velocidad de desplazamiento mayor atenuación de la onda que permite se desplace a mayor profundidad de investigación.
- **Resistividad del Reservorio:** En el caso de las herramientas resistivas se puede decir, que a mayor resistividad del reservorio ( $R_t$ ) se tiene mayor profundidad de investigación.

### 3.2.2 DISTANCIA A LA CAPA LÍMITE (DTBB)

La distancia al límite de capa constituye un valor que se obtiene utilizando la información proporcionada por las geoseñales de 80", 96" o 112". La distancia a la capa límite puede establecer o identificar el reservorio en el offset log mostrando así claramente los límites del mismo. El DTBB se calcula utilizando al StrataSteer<sup>®</sup>3D en el caso del análisis de esta aplicación.

La distancia a la capa límite utiliza el pozo modelado en StrataSteer<sup>®</sup>3D que se compara con los datos que están siendo enviados en tiempo real desde la herramienta, la distancia dominante al límite de capa representada se calcula cuando ambos datos tanto los reales como el modelo muestran una buena correlación (Figura 3.1).



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling

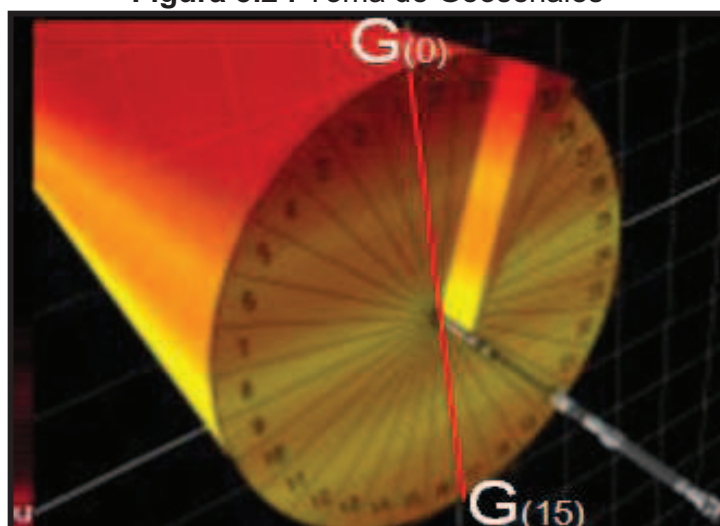
### 3.2.3 GEOSEÑALES

Una geoseñal puede definirse como la diferencia entre las propiedades eléctricas de dos capas por lo que su magnitud depende del contraste existente entre ellas. La geoseñal al igual que la resistividad acimutal muestra la proximidad a los límites de un reservorio. Las geoseñales poseen una escala de medida que va generalmente de 20 a -20 db.

Se puede destacar que los decibeles, unidades utilizadas en este caso se encargan de medir la intensidad con la que las ondas electromagnéticas se desplazan a través de la formación. Cuando estas unidades se presentan como valores negativos se muestra la presencia de atenuación de onda mientras que si existen valores positivos se expresa ganancia en el valor de la señal.

En el caso de las herramientas resistivas se debe destacar, que mientras mayor es el valor en db menor es el valor de resistividad obtenido como respuesta de la herramienta. Su tendencia positiva o negativa depende de la posición del pozo en el escenario geológico.

**Figura 3.2 : Toma de Geoseñales**



**Fuente:** Halliburton – Sperry Drilling

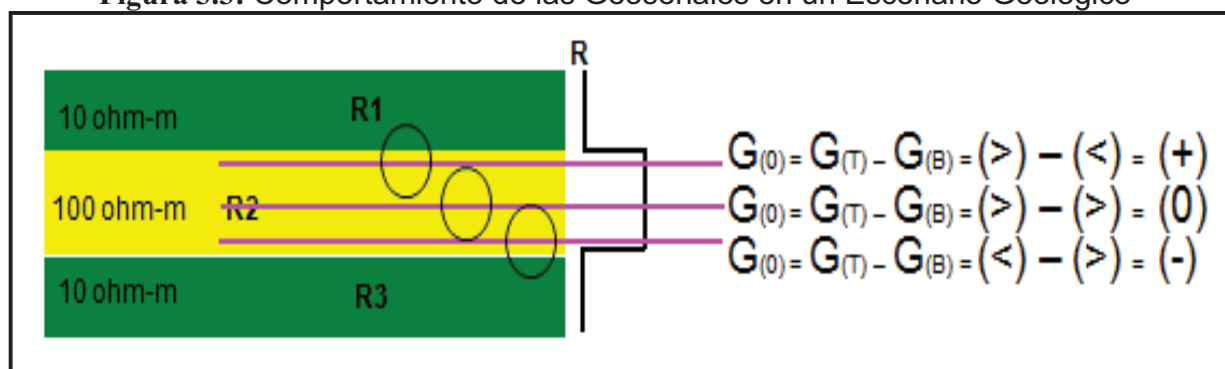
Matemáticamente una geoseñal en cualquiera de los sectores (bines) está dada por la diferencia entre la geoseñal en un punto deseado y su geoseñal opuesta (Figura 3.2).

$$G(0) = G(0) - G(15);$$

$G(0)$  = Geoseñal al tope  
 $G(15)$  = Geoseñal a la base

Es importante destacar que una geoseñal es directamente proporcional a la conductividad. Al analizar los casos que pueden presentarse en un escenario geológico considerado como ideal debido al comportamiento de sus resistividades se tiene:

**Figura 3.3:** Comportamiento de las Geoseñales en un Escenario Geológico



**Fuente:** Halliburton – Sperry Drilling

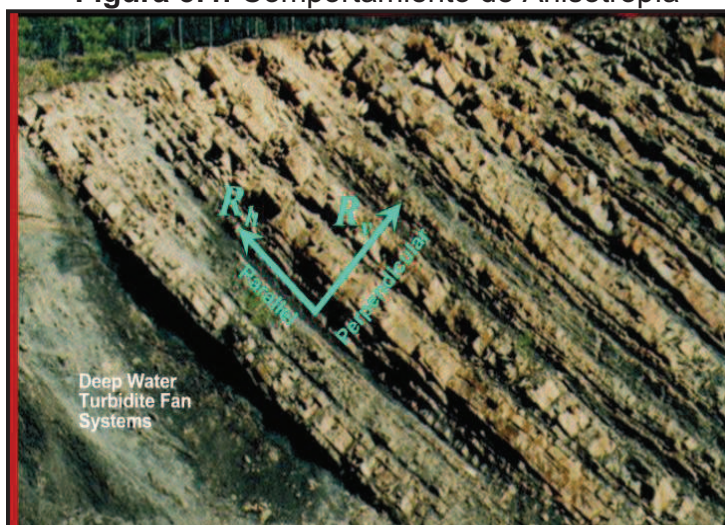
Cuando se obtiene un valor de geoseñal igual a cero se puede decir que se está posicionado el pozo en el centro de una capa o lejos de sus límites (Figura 3.3).

### 3.2.4 ANISOTROPÍA

En formaciones finamente laminadas, la medida de la resistividad vertical “Rv” perpendicular a las laminaciones puede ser diferente a la resistividad medida en dirección paralela “Rh” a las mismas. La relación Rv/Rh es llamada Anisotropía.

En pozos Horizontales y de alto ángulo ( $> 45^\circ$ ) la herramienta de resistividad acimutal (ADR) por ejemplo, puede identificar con mayor precisión la Anisotropía. Modelos matemáticos obtienen valores de  $R_v$  y  $R_h$  de la combinación de lecturas de resistividad a múltiples frecuencias y espaciamientos (Ver Figura 3.4). Medidas de Geoseñal compensadas son insensibles a la Anisotropía.

**Figura 3.4:** Comportamiento de Anisotropía



**Fuente:** Halliburton – Sperry Drilling

La anisotropía puede ser de dos tipos:

- **Anisotropía Microscópica:** Se refiere a una roca sedimentaria que muestra una anisotropía intrínseca debido a su estructura. Las arcillas con su estructura en forma de placas es un ejemplo de esto.
- **Anisotropía Macroscópica:** Esto es ocasionado debido a las capas presentes en las formaciones. Ocurre de manera común cuando la escala de laminación es mucho menor que la resolución vertical del sensor. Una secuencia de arena-arcilla es un ejemplo típico de esto

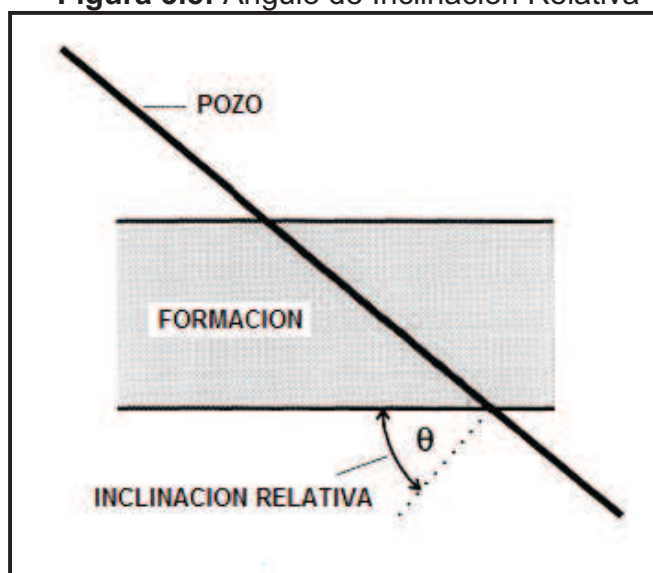
Es importante mencionar que la anisotropía permite comprender mejor el reservorio.

### 3.2.5 CUERNOS DE POLARIZACIÓN

Los cuernos de polarización se visualizan como una alteración de la respuesta de resistividad obtenida por la herramienta LWD (Logging While Drilling), su magnitud se incrementa de manera proporcional al contraste de resistividad y ángulo de inclinación relativo entre capas que están siendo atravesadas o se encuentran próximas.

El ángulo de inclinación relativo se define como el ángulo entre la formación y la perpendicular al eje del pozo. Al existir ángulos de inclinación relativos altos, estos pueden ocasionar alteraciones de las lecturas relacionadas con la profundidad ya que la variación de este ángulo puede generar la modificación del punto de referencia para las medidas de profundidad (Figura 3.5).

**Figura 3.5:** Angulo de Inclinación Relativa



**Fuente:** Halliburton – Sperry Drilling

La aparición de cuernos de polarización es un fenómeno causado por una alteración en la continuidad del campo de propagación magnético. La herramienta cruza el límite entre dos capas con diferentes características conductivas.

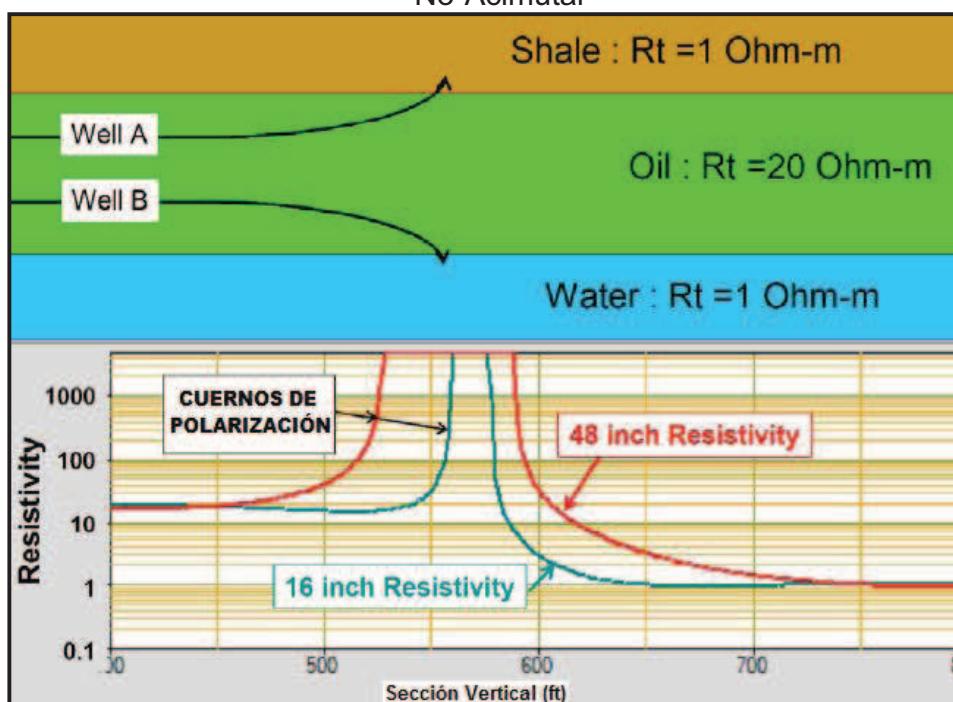
Este límite actúa como un transmisor secundario aumentando la señal a un nivel más alto que el de resistividad de las dos capas, mostrándose de esta manera una polarización de las resistividades.

La magnitud del cuerno de polarización depende del contraste de resistividad entre las capas que han sido atravesadas, que al menos debe ser de 1:3. Es importante destacar que un cuerno de polarización puede mostrarse como respuesta tanto de una herramienta de resistividad acimutal profunda como de una herramienta de resistividad no- acimutal sin embargo, en cada caso su presencia se interpreta de manera diferente.

En la figura 3.6 se puede apreciar dos medidas de resistividad a diferentes profundidades de investigación provenientes del mismo sensor, en este caso un sensor de resistividad no-acimutal. La lectura profunda de resistividad es afectada por la presencia de un límite de capa mucho antes que la lectura con menor profundidad de investigación.

De ahí que cualquier separación significativa entre las curvas de resistividad a diferente profundidad de investigación se interpreta como una señal de que el pozo se está aproximando a un límite de capa.

**Figura 3.6:** Cuernos de Polarización obtenidos a partir de un Sensor de Resistividad No-Acimutal



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling

Si se plantea la realización de un proceso de navegación en este escenario, el ingeniero encargado tomará a la separación de las curvas de resistividad como una alerta de que el pozo está próximo a salir del reservorio.

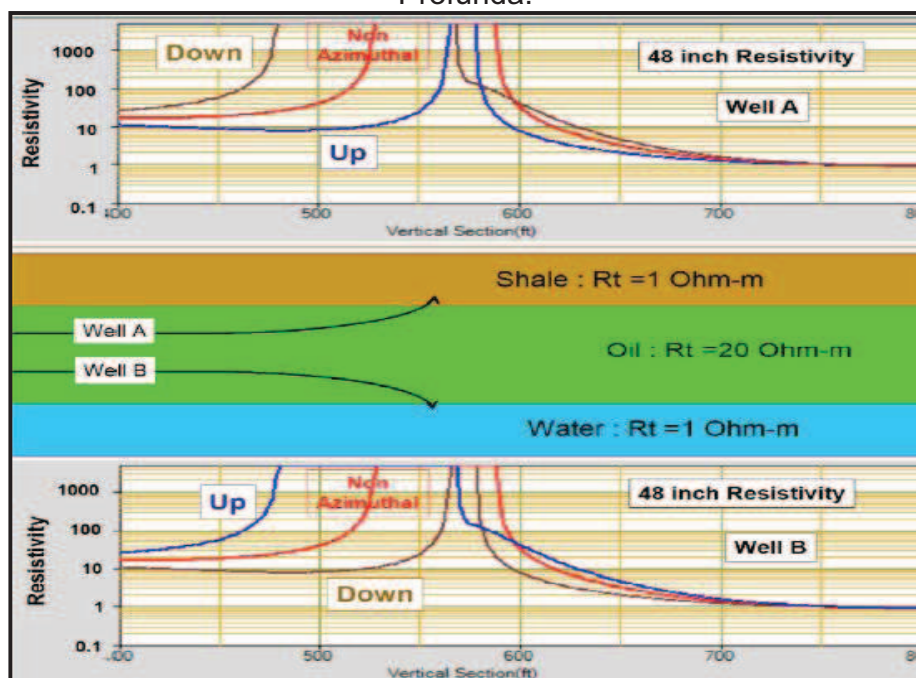
Sin embargo, debido a que las medidas de resistividad con las que se está trabajando no son acimutales no se podrá diferenciar si la salida del reservorio es cercana al tope, base o los lados del reservorio por lo que si es necesario tomar una decisión esta debe ser respaldada por información geológica adicional y un adecuado criterio profesional de los ingenieros encargados del proceso de geonavegación.

En la figura 3.7, se pueden apreciar las curvas obtenidas de la herramienta de resistividad acimutal profunda en combinación con la herramienta de resistividad no-acimutal. Para este caso de análisis las curvas de resistividad tanto acimutales como no-acimutales tienen un espaciamiento de 48 pulgadas. Las lecturas de resistividad



obtenidas por el sensor en este caso se denominan lecturas de Resistividad Orientada Up y Resistividad Orientada Down.

**Figura 3.7:** Cuernos de Polarización para Curvas de Resistividad Orientada (Up) y Resistividad Orientada (Down) obtenidas a partir de un Sensor de Resistividad Acimutal Profunda.



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling

Al analizar el caso del Pozo “A” de la figura 3.7 se tiene que la curva de Resistividad Orientada Up presenta un valor inferior al de la Resistividad Orientada Down antes de salir del reservorio. En este caso, el comportamiento de polarización de las curvas muestra un acercamiento al tope del reservorio, debido a que la curva de Resistividad Orientada Down presenta valores altos lo que indica que la mayor resistividad se encuentra hacia abajo de la lectura del sensor.

De igual manera, se puede apreciar que en el caso del Pozo “B” las curvas presentan un comportamiento de polarización inverso al tener valores más altos para la Resistividad Orientada Up que para la de Resistividad Orientada Down. Las curvas en este caso muestran la aproximación de la construcción de la trayectoria del pozo

hacia la base del mismo, al tener la curva de Resistividad Orientada Up mostrando que los valores de mayor resistividad se encuentran hacia arriba de la lectura del sensor.

Un sensor de resistividad acimutal profunda al ser utilizado en estos casos, permite la determinación de la dirección de aproximación del límite de capa y se basa en las lecturas obtenidas de bins opuestos en un solo sensor. Es importante destacar que los cuernos de polarización en este caso se forman hacia donde se presenten valores altos de resistividad.

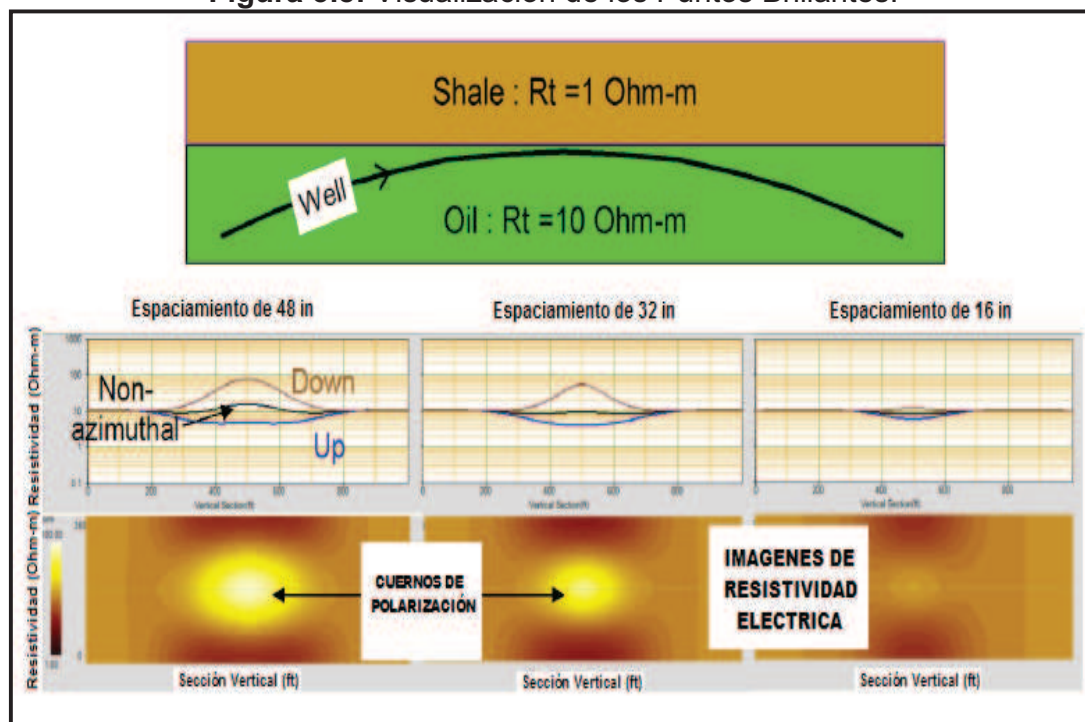
### **3.2.6 PUNTOS BRILLANTES**

Los puntos brillantes constituyen un fenómeno que se produce cuando los cuernos de polarización se desarrollan como una imagen completa, es decir se comportan como un indicador visual. Son señales que muestran la proximidad de los límites de capa, se caracterizan porque se obtienen a partir de las lecturas realizadas por las herramientas de resistividad acimutal profunda, en el caso de las herramientas de resistividad no-acimutal estas no presentan la posibilidad de generación de imágenes de resistividad eléctrica.

La figura 3.8 muestra la construcción de un pozo bajo una zona de baja resistividad. El análisis en este caso utiliza tres espaciamientos de 48", 32" y 16" respectivamente. Se destaca que a medida que la profundidad de investigación se incrementa la detección de la proximidad al límite de capa es más evidente.

En este caso, las imágenes muestran como las curvas de resistividad presentan un comportamiento polarizado cada vez más evidente a medida que el espaciamiento Tx-Rx es mayor. El comportamiento de polarización mostrado por la curva de Resistividad Orientada Down puede visualizarse como imagen mediante la aparición de los puntos brillantes cuya intensidad se hace cada vez más notoria a medida que la profundidad de investigación se incrementa.

**Figura 3.8:** Visualización de los Puntos Brillantes.



Fuente: Artículo SPE 122794

A medida que exista acercamiento al límite de capa el punto brillante se hará más intenso y claro mientras que si hay alejamiento al límite de capa la imagen será representada generalmente por el color café.

La imagen de las lecturas obtenidas por la herramienta de resistividad acimutal profunda, muestra que la formación más resistiva (petróleo) se encuentra hacia abajo de la lectura del sensor y que hay aproximación al límite de capa por el tope del reservorio.

### 3.3 RESPUESTA DE LA HERRAMIENTA DE RESISTIVIDAD CONVENCIONAL NO ACIMUTAL PARA GEOPOSICIONAMIENTO

En el proceso de posicionamiento se correlacionan los datos de los registros LWD (Logging While Drilling) obtenidos en tiempo real con los datos de registros eléctricos de pozos perforados previamente denominados “pozos offset” o pozos de control.

Sin embargo, al utilizar medidas de resistividad convencional no acimutal para la realización de un proceso de posicionamiento existe mayor incertidumbre, debido a que las respuestas de resistividad obtenidas no se encuentran orientadas dentro del agujero por lo que el perforar en zonas consideradas de baja o alta resistividad no muestra ninguna diferencia respecto a la posición del pozo en el reservorio.

La herramienta de resistividad convencional no-acimutal permite la obtención de curvas de resistividad con diferente profundidad de investigación en la zona de interés. Estas curvas de acuerdo a su comportamiento pueden constituir un indicador de la aproximación de un límite de capa, sin embargo no muestran si este acercamiento se está dando por el tope, base o los lados del reservorio. De ahí que con la finalidad de determinar la posición del pozo se debe relacionar estas respuestas con información geológica disponible.

Al trabajar con valores de resistividad convencional no-acimutal pueden presentarse algunas ambigüedades las que deben tomarse en cuenta y analizarse cuidadosamente entre ellas se pueden mencionar:

- Los cuernos de polarización no presentan una dirección
- La profundidad de investigación de la herramienta en este caso presenta un alcance poco profundo si se compara con el que se puede alcanzar al utilizar herramientas de resistividad acimutal.
- La estimación de las distancias a los límites de capa se obtienen de manera manual. Estas distancias podrían ser calculadas si la heterogeneidad del reservorio no es muy alta y el profesional encargado del cálculo tiene la capacidad de interpretar la posición del pozo en el reservorio con la información que tiene disponible.

### **3.4 RESPUESTA DE LA HERRAMIENTA DE RESISTIVIDAD ACIMUTAL PROFUNDA PARA GEOPOSICIONAMIENTO**

La información obtenida a partir de las lecturas de la herramienta de resistividad acimutal profunda permite que la trayectoria del pozo se mantenga dentro de la zona de interés, la precisión en el posicionamiento del pozo permite lograr uno de los principales objetivos del proceso de posicionamiento que consiste en incrementar significativamente su producción.

La herramienta de resistividad acimutal profunda proporciona medidas tanto de resistividad como geoseñales.

#### **MEDIDA DE RESISTIVIDAD**

La resistividad obtenida por la herramienta es de dos tipos:

- **Resistividad Acimutal:** Se obtienen múltiples valores de resistividad a diferentes profundidades de investigación, así como Resistividades Orientadas Up y Down o a múltiple orientación.
- **Resistividad Promedio:** Los valores de resistividad promedio obtenidos corresponden a múltiples profundidades de investigación.

Es importante destacar que la herramienta de resistividad acimutal profunda toma lecturas acimutales en 32 sectores. En tiempo real es necesario pulsar 4, máximo 8 de estos sectores o bins. En el caso de las medidas de resistividad obtenidas es importante tomar en cuenta que:

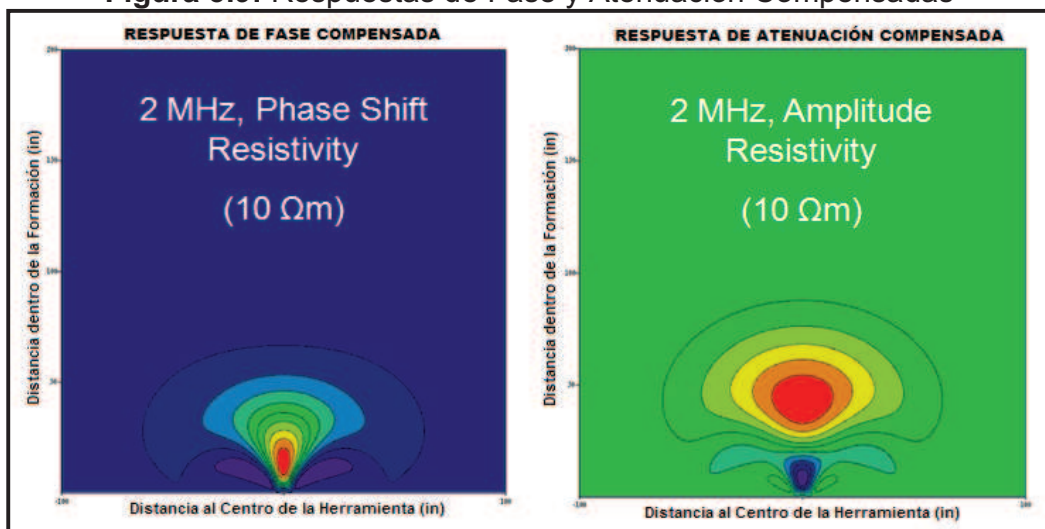
- Las medidas de resistividad de fase son más precisas a valores altos de resistividad, mientras que las medidas de resistividad atenuada tienen la profundidad de investigación más alta.

En la figura 3.9 se representa la diferencia que existe en el desplazamiento de las ondas que ingresan a la formación tanto para fase como para atenuación. En este caso se presenta un mismo espaciamiento transmisor-receptor así como la misma frecuencia.

Si se enfoca el punto rojo de cada una de las gráficas se puede observar que en el caso de la imagen que representa a la respuesta de fase compensada no se muestra un desplazamiento profundo en la formación pero si mayor precisión en la lectura de resistividad de las diferentes capas que forman parte del reservorio.

La imagen de la derecha que representa la respuesta de atenuación compensada muestra mayor profundidad de investigación, sin embargo presenta una pobre resolución vertical debido a la presencia de atenuación en sus lecturas.

**Figura 3.9:** Respuestas de Fase y Atenuación Compensadas



**Fuente:** Halliburton – Sperry Drilling

Es importante destacar que la velocidad de propagación de las ondas electromagnéticas en la formación disminuye de manera proporcional a la capacidad conductiva del material que se encuentran atravesando, de ahí que si la velocidad

disminuye las ondas atenúan su desplazamiento incrementándose de esta manera la profundidad de investigación.

En la tabla 3.1 se muestran las diferencias más importantes que se pueden observar tanto en las respuestas de fase como en las de atenuación:

**Tabla 3.1:** Diferencias entre las Respuestas de Fase y Atenuación Compensadas

RESPUESTAS DE FASE COMPENSADAS	RESPUESTAS DE ATENUACIÓN COMPENSADAS
• Lectura poco profunda	• Lectura Profunda
• Buena Resolución Vertical	• Pobre Resolución Vertical
• Precisa a altos valores de resistividad	• Poca precisión con altos valores de resistividad
• Amplio rango de lecturas de resistividad	• Rango de resistividad limitado

**Fuente:** Halliburton – Sperry Drilling

**Elaborado por:** Sheidy Cevallos

- Para la obtención de medidas profundas es necesario:
  - Incrementar el espaciamiento Tx-Rx
  - Disminuir la frecuencia de transmisión
- La corriente eléctrica viaja de manera preferencial en formaciones conductivas por tanto:
  - La profundidad de investigación se reduce rápidamente

La obtención de los diferentes valores de resistividad permite:

- Un mejor posicionamiento estratigráfico
- Obtener la distancia y dirección de capas límites (anisotropía)
- Obtener medidas de  $R_t$  e inclinación aparente.

## **MEDIDA DE GEOSEÑALES**

Las geoseñales obtenidas a partir de la herramienta de resistividad profunda son acimutales y se obtienen a diferentes profundidades de investigación. La información proporcionada por las geoseñales permite:

- Tener una posición espacial del pozo con respecto al reservorio.
- Detectar de manera temprana capas próximas (anisotropía).
- Determinar la dirección de capas
- Obtención de ángulos de inclinación.

Es importante considerar que las geoseñales presentan una mayor sensibilidad a variaciones o cambios en la resistividad. En formaciones de capas delgadas las medidas de geoseñales y resistividad pueden ser influenciadas por más de una capa.

### **3.5 COMPARACIÓN ENTRE LAS MEDIDAS DE RESISTIVIDAD CONVENCIONAL NO ACIMUTAL Y MEDIDAS DE RESISTIVIDAD ACIMUTAL PROFUNDA**

La comparación entre las medidas de resistividad convencional no-acimutal y las de resistividad acimutal profunda pueden apreciarse a partir del análisis de sus respectivas representaciones gráficas.

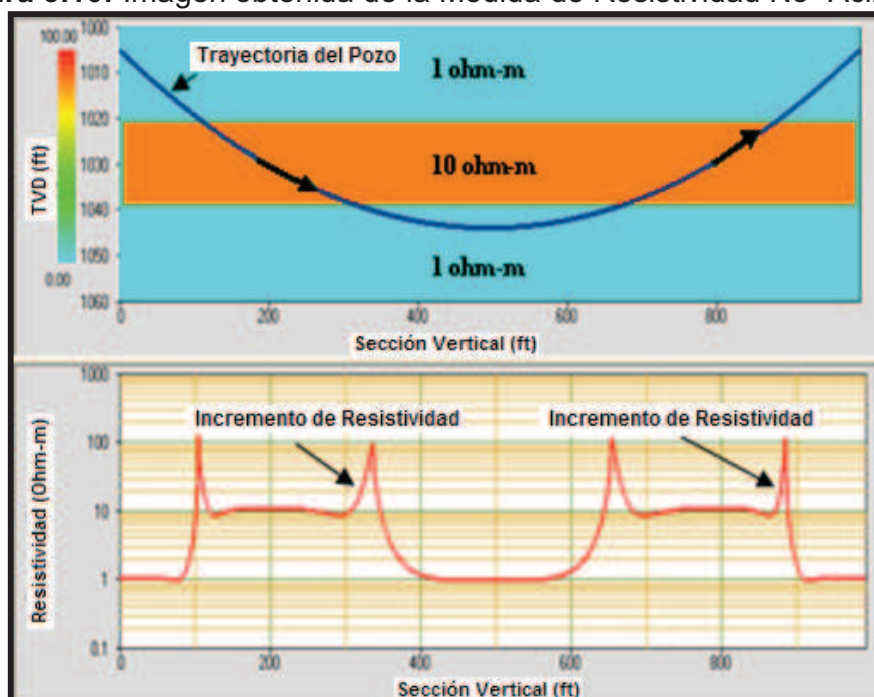
La figura 3.10 muestra la respuesta de resistividad obtenida por la herramienta convencional no acimutal, para el análisis se visualiza una porción de la trayectoria seguida por el pozo el cual va a denominarse Pozo "X". En este caso, el pozo va a atravesar dos zonas, una capa de baja resistividad y una de alta resistividad representada por los valores de  $1 \Omega\text{m}$  y  $10 \Omega\text{m}$  asignados respectivamente para el estudio.



Utilizando medidas de resistividad convencionales no- acimutales la salida del pozo a través del tope o la base del reservorio refleja un comportamiento semejante de las curvas de resistividad, estas curvas por la respuestas que muestran permiten conocer que hay un acercamiento a un límite de capa, a través de incrementos visibles de los valores de resistividad.

Sin embargo, al navegar una sección horizontal o de alto ángulo no es posible con las respuestas obtenidas diferenciar la dirección de aproximación del pozo hacia los límites de capa, haciendo más complejo su posicionamiento óptimo en el reservorio.

**Figura 3.10:** Imagen obtenida de la Medida de Resistividad No- Acimutal



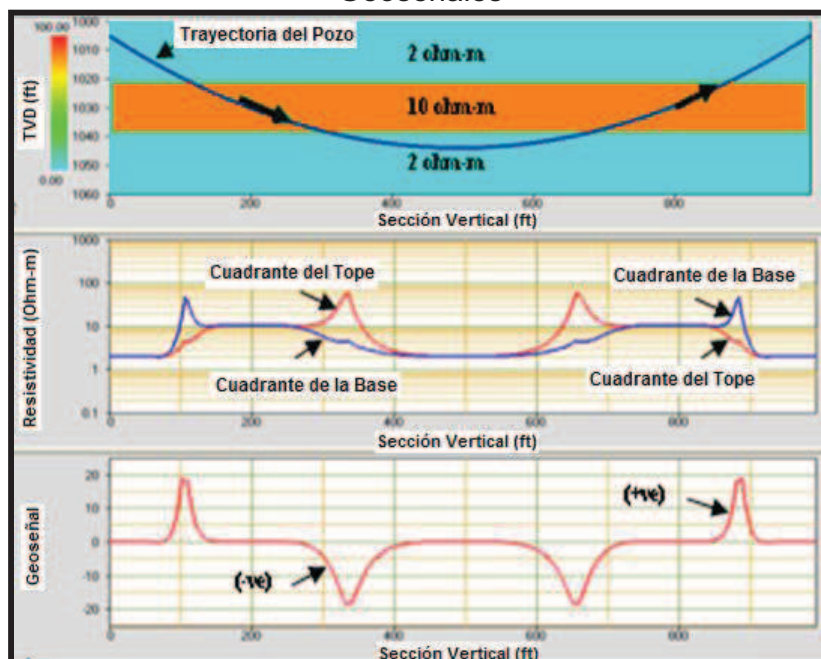
Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services

La figura 3.11 muestra la respuesta obtenida por la herramienta de resistividad acimutal profunda, para el análisis se visualiza una porción de la trayectoria seguida por el pozo el cual va a denominarse Pozo “Y”. En este caso, el pozo va a atravesar dos zonas, una capa de baja resistividad y una de alta resistividad representada por los valores de 2  $\Omega$ m y 10  $\Omega$ m asignados respectivamente para el estudio.

Las curvas que van a obtenerse como respuesta de la herramienta son curvas de Resistividad Orientada Up (rojo) y Resistividad Orientada Down (azul). A medida que el pozo es perforado hacia abajo en dirección de la zona de alta resistividad (10  $\Omega\text{m}$ ), la lectura de Resistividad Orientada Down (azul) reacciona y se polariza al atravesar el primer limite de capa que luego es seguido por el apareamiento de un nuevo cuerno de polarización que se presenta cuando el pozo sale de la zona de alta resistividad (10  $\Omega\text{m}$ ) hacia la de baja resistividad (2  $\Omega\text{m}$ ).

Es importante destacar que aquella curva que se polariza lo hace en dirección de la zona de mayor resistividad mostrando hacia donde se está desplazando el pozo en el reservorio. La figura 3.11 muestra un comportamiento similar de las curvas de resistividad orientada que puede observarse a medida que el pozo ingresa nuevamente al reservorio, pues se presenta un nuevo contraste de los valores de resistividad que presentan la polarización de la curva de Resistividad Orientada Up (rojo) producida al ingresar nuevamente al reservorio o zona de alta resistividad (10  $\Omega\text{m}$ ).

**Figura 3.11:** Imagen obtenida de la Medida de Resistividad Acimutal Profunda y Geoseñales



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling

En caso de que las resistividades orientadas tanto Up (rojo) como Down (azul) muestren un comportamiento uniforme existiendo ausencia de contrastes en los valores de resistividad se puede decir, que la trayectoria del pozo se está construyendo lejos de los límites de capa.

Si para la misma figura 3.12 se analiza el comportamiento de las geoseñales se puede observar que al entrar en la zona de mayor resistividad ( $10 \Omega\text{m}$ ), la curva de geoseñal va drásticamente hacia abajo ya que se trata de un área poco conductiva, mientras que cuando se aproxima a la zona de mayor conductividad ( $1 \Omega\text{m}$ ) se reporta un cambio en su comportamiento con una deflexión hacia arriba de su curva de representación.

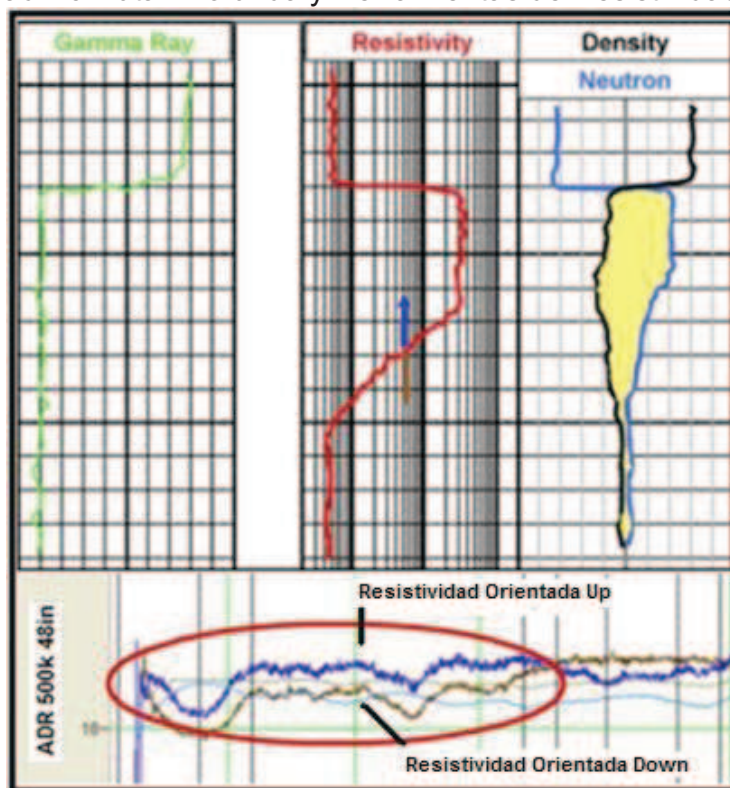
Se puede decir entonces, que las respuestas que se obtienen de las medidas de resistividad convencional no acimutal presentan mayor incertidumbre a la hora de identificar la dirección de desplazamiento del pozo al interior del reservorio. La información proporcionada por resistividades acimutales profundas y geoseñales constituye una herramienta fundamental para ejecutar un proceso de posicionamiento exitoso.

### **3.5.1 COMPORTAMIENTO DE LAS HERRAMIENTAS ACIMUTALES Y CONVENCIONALES FRENTE A UNA ZONA DE TRANSICIÓN Y FORMACIONES LAMINADAS**

Una zona de transición puede describirse como una zona de pequeñas capas múltiples por lo que no se tienen control de que capa se está observando durante la corrida de registros LWD (Logging While Drilling) en tiempo real si las herramientas utilizadas muestran valores de resistividad promedio no- acimutal, ya que estas lecturas tienen mayor grado de incertidumbre respecto de las condiciones que muestra el reservorio.

En la figura 3.12 se puede apreciar cual es el comportamiento de los diferentes valores de resistividad obtenidos tanto por herramientas acimutales de resistividad profunda como por herramientas convencionales de resistividad no- acimutal.

**Figura 3.12:** Contraste entre lecturas de Resistividad proporcionadas por Herramientas de Resistividad Acimutal Profunda y Herramientas de Resistividad No-Acimutal



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling

En la parte superior de la figura 3.12 se observa la respuesta obtenida a partir de herramienta de resistividad no-acimutal, mientras en la parte inferior en un registro horizontalizado se aprecia la respuesta proporcionada por la herramienta de resistividad acimutal profunda. Para este caso, se observan dos curvas una de Resistividad Orientada Up (azul) y una de Resistividad Orientada Down (café).

En este ejemplo, la parte superior de la figura 3.12 presenta una zona de transición que podría considerarse una zona de transición agua-petróleo; el comportamiento de las curvas generadas por la herramienta de resistividad no acimutal muestra en principio valores altos de resistividad que luego tienen una caída progresiva.

En esta área se detecta ya la presencia de una zona de transición que puede comprobarse con las respuestas obtenidas a partir de otro tipo de registros como el de densidad neutrón.

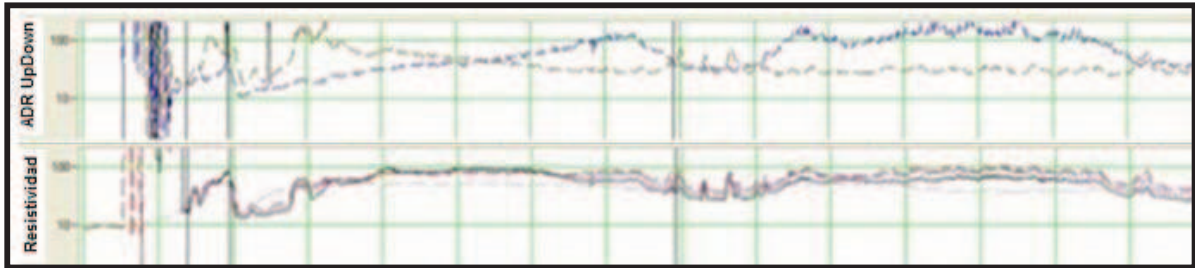
Si se analiza en cambio el comportamiento de las curvas de resistividad orientadas del registro horizontalizado, se puede apreciar cómo tanto la Resistividad Orientada Up como la Resistividad Orientada Down se encuentran separadas lo que sugiere la presencia de un contraste en los valores de resistividad del reservorio.

La curva de Resistividad Orientada Up presentada lecturas con valores mayores a los de la otra curva de resistividad mostrando que hacia abajo de la lectura del sensor se encuentran los valores menos resistivos.

En el caso de que las formaciones donde se está ejecutando el proceso de perforación sean laminadas es importante apreciar el comportamiento de las curvas de resistividad tanto para las que se obtienen a partir de herramientas de resistividad no-acimutal como las que resultan de la utilización de herramientas acimutales profundas.

En la figura 3.13 se aprecia que la respuesta proporcionada por las herramientas acimutales profundas están representadas por dos curvas una de Resistividad Orientada Up y Down, las curvas se encuentran separadas debido a la presencia de cuernos de polarización por el contraste de resistividades presente en el reservorio.

En la parte inferior de la figura 3.13 se observa la respuesta de la herramienta de resistividad no-acimutal en la que también se presentan cuernos de polarización sin embargo, en este caso las lecturas obtenidas no son útiles para establecer la dirección que está tomando la trayectoria de construcción del pozo en el reservorio.

**Figura 3.13:** Medida de Resistividad Acimutal y Convencional

**Fuente:** Halliburton – Sperry Drilling Services - ADR Tool Application and Log Interpretation

Si se analiza la respuesta de las curvas, su interpretación puede ser muy diferente en cada caso ya que aquellas que representan la resistividad promedio podrían confundirse con una zona de interés si la información es mal interpretada. Las curvas obtenidas de las herramientas acimutales profundas en cambio, muestran un escenario más real que permite hacer una interpretación adecuada de las condiciones del reservorio.

## CAPITULO IV

### ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO

#### 4.1 INTRODUCCIÓN

Para la planeación de un proyecto de perforación se deben tomar en cuenta tanto aspectos técnicos como económicos. Dentro de este proceso complejo, la obtención de registros en tiempo real (LWD) para el posicionamiento de pozos de alto ángulo y horizontales constituye una herramienta valiosa que tiene como uno de sus principales objetivos maximizar la productividad del reservorio.

En la actualidad, la tecnología implementada durante el proceso de navegación permite, trabajar en condiciones complejas disminuyendo así la incertidumbre que puede generar el posicionamiento del pozo en la zona de interés. Son varios avances de tecnología disponibles en la actualidad los que permiten obtener resultados consistentes entre ellos se pueden mencionar: sensores LWD de lectura profunda y un software de visualización.

Para el análisis técnico de costos de este proyecto es importante saber que los pozos horizontales y de alto ángulo se perforan tradicionalmente con la finalidad de incrementar la producción del reservorio. Esto, debido al aumento del área de drenaje o porcentaje de área en contacto directo con el yacimiento.

Un adecuado posicionamiento del pozo permite reducir desviaciones geológicas que asociadas a un proceso más rápido de toma de decisiones, controla de manera significativa tiempos no productivos (NPT) en la ejecución del proceso de perforación.

De ahí que con la finalidad de cumplir con las expectativas del presente proyecto se consideran tanto a la información obtenida como al incremento de producción diaria

parámetros económicos importantes a evaluar que hacen del proceso de geoposicionamiento utilizando herramientas acimutales profundas una excelente aplicación para la optimización de producción del reservorio.

## **4.2 ESCENARIO DE ANÁLISIS**

Con el propósito de realizar el análisis técnico económico se plantea tomar como objeto de estudio el proceso de perforación ejecutado por una Empresa Operadora “A” en un mismo reservorio el cual se denominará Reservorio “C”. Dentro de las características de este escenario de análisis se puede mencionar que en la parte superior del reservorio se tiene presencia de lutita.

En la parte inferior de la mencionada lutita de baja resistividad se tiene una de alta resistividad la cual constituye el objetivo del proceso de geonavegación. Para el análisis se van a tomar como referencia dos pozos cada uno de los cuales presenta características diferentes las que se mencionan a continuación:

### **4.2.1 CARACTERÍSTICAS POZO “X”**

El Pozo “X” se caracteriza porque su perforación se realizó en el Reservorio “C” en una zona que presenta depositación sedimentaria bastante estratigráfica con presencia además de cambios laterales de facies. La zona en la cual se realizó el proceso de navegación tiene alrededor de 950 pies en la horizontal. Es importante mencionar que en este pozo se utilizaron Herramientas LWD Convencionales de Resistividad No-Acimutal.

### **4.2.2 CARACTERÍSTICAS POZO “Y”**

El Pozo “Y” se caracteriza porque su perforación se realizó en el Reservorio “C”. El área en la cual se ejecutó el proceso de navegación tiene alrededor de 1100 pies en



la horizontal. Es importante mencionar que en este pozo se utilizaron Herramientas LWD de Resistividad Acimutal Profunda.

La tabla 4.1 presenta un resumen sobre las características de cada uno de los pozos:

**Tabla 4.1:** Características de los Pozos Empresa Operadora “A”

EMPRESA OPERADORA “A”			
POZO “X”		POZO “Y”	
Profundidad MD (ft)	10580	Profundidad MD (ft)	10050
Producción Actual (BPPD)	600	Producción Actual (BPPD)	1900
Corte de Agua (%)	45	Corte de Agua (%)	23

**Fuente:** Halliburton – Sperry Drilling Services

**Elaborado por:** Sheidy Cevallos

### 4.3 COSTOS DE LA PERFORACIÓN

Los costos del proceso de perforación pueden variar de acuerdo a los servicios requeridos por la empresa operadora sin embargo, se pueden establecer costos promedio con la finalidad de tener una perspectiva clara respecto de la utilización de herramientas acimutales o convencionales para la construcción de pozos clasificados como de alto ángulo y horizontales. El costo promedio de la perforación incluye diversos gastos a tomar en cuenta como:

- Permisos del Estado.
- Taladro.
- Servicios de Perforación- Transmisión en Tiempo Real
- Fluidos de perforación.
- Control de sólidos, litológico y medio ambiente.
- Cementación.
- Brocas.
- Martillos hidráulicos y herramientas de pesca.
- Casing y corrida de casing,
- Pruebas de equipos.

- Servicio de Apoyo (comida, limpieza y guardianía).
- Comunicaciones.
- Transporte (Montacargas, vacuums, camionetas).

El proceso de perforación utilizando herramientas LWD puede tener un promedio de duración aproximado de 32 días. El costo promedio de perforación diario de este tipo de pozos tomado como un parámetro de referencia en este caso es de US\$. 3'700,000

$$\text{Costo Diario de Perforación} = \frac{3'700,000 \text{ USD}}{32 \text{ días}} \quad \text{Ecuación 4.1}$$

$$\text{Costo Diario de Perforación} = 115,625 \text{ US$./día}$$

Este costo promedio diario representa el valor que la empresa operadora cancela por la perforación de un pozo horizontal o de alto ángulo que no trabaja con el servicio de herramientas acimutales profundas y de geoposicionamiento representado en este caso por el personal especializado en el área y la utilización de StrataSteer®3D.

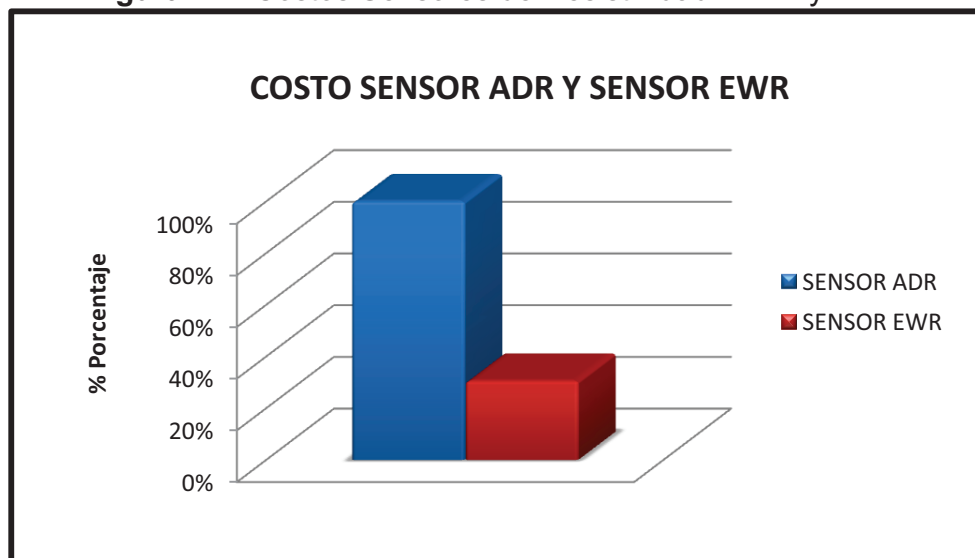
### 4.3 COSTOS DE LA HERRAMIENTA

Para este análisis se han tomado como referencia costos por día de cada una de las herramientas. Debido a la utilización de herramientas acimutales profundas en el proceso de perforación se puede apreciar la siguiente diferencia de costos expresada en porcentaje. En la tabla 4.2 se observa como el costo del Sensor ADR (Herramienta de Resistividad Acimutal Profunda) es un 198.67% mayor que el Sensor EWR-PHASE 4 (Herramienta de Resistividad no Acimutal).

**Tabla 4.2:** Costos de los Sensores de Resistividad EWR y ADR

HERRAMIENTAS CONVENCIONALES Y ACIMUTALES		
COSTOS SENSOR EWR Y ADR		
DIÁMETRO	% COSTOS (P/D)	RESULTADO
Sensor + Servicio de Geoposicionamiento	198.67%	SENSOR ADR 198.67 % MAYOR EN COSTO SENSOR EWR

**Fuente:** Halliburton – Sperry Drilling  
**Elaborado por:** Sheidy Cevallos

**Figura 4.1:** Costos Sensores de Resistividad EWR y ADR

**Fuente:** Halliburton – Sperry Drilling Services  
**Elaborado por:** Sheidy Cevallos

Estos sensores que han sido tomados como referencia muestran como los costos de la utilización de sensores acimutales son cierto porcentaje mayor a los de la utilización de herramientas convencionales (Figura 4.1).

El Sensor ADR constituye una herramienta que en el país se utiliza a menudo en los procesos de geoposicionamiento desarrollados por Halliburton- Sperry Drilling, especialmente al emplear el método de resistividades acimutales profundas para la geonavegación. Este incremento de costos del 198.67% debido a la herramienta acimutal y servicio de navegación utilizado se aplica únicamente durante los días en los que se realizó el proceso de navegación.

#### **4.4 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN FUNCIÓN DE LA APLICACIÓN UTILIZADA EN EL PROCESO DE GEOPOSICIONAMIENTO**

La implementación de nueva tecnología permite que durante el proceso de perforación se tomen acciones prácticas idóneas que optimizan así recursos disponibles

maximizando las ganancias que se pueden obtener del reservorio cuidando la inversión de capital realizada mediante la disminución del costo de operaciones y riesgo en la ejecución del trabajo.

Las herramientas acimutales profundas representadas en este caso por el ADR, constituyen una nueva oportunidad de tecnología que permiten con su utilización establecer planes de explotación óptimos debido a que la información que proporcionan en tiempo real maximiza el éxito del trabajo a ejecutar compensando así su costo que inicialmente puede resultar un porcentaje mayor al que representa la utilización de herramientas convencionales.

Es importante destacar que el incremento de costo en un proyecto de perforación constituye una inversión que realiza la operadora, el cual debe justificarse por los beneficios que proporciona en este caso la utilización de herramientas acimutales profundas.

Si se toma como referencia el precio del barril de petróleo manejado por el Banco Central se tiene que cada barril tiene un valor de \$75.24 dólares. Al comparar la cantidad de dinero obtenida con la producción de un pozo perforado utilizando herramientas acimutales profundas (Pozo "Y") con lo obtenido utilizando herramientas convencionales de resistividad no-acimutal (Pozo "X") se tiene el resultado mostrado en la tabla 4.3.

**Tabla 4.3: Valor de la Producción de Petróleo**

<b>VALOR EN DÓLARES OBTENIDO DE ACUERDO A LA PRODUCCIÓN</b>		
<b>POZOS</b>	<b>PRODUCCIÓN (BPPD)</b>	<b>VALOR DIARIO (USD)</b>
<b>Pozo "X"</b>	600 BPPD	<b>45,144</b>
<b>Pozo "Y"</b>	1900 BPPD	<b>142,956</b>

**Fuente:** Halliburton – Sperry Drilling

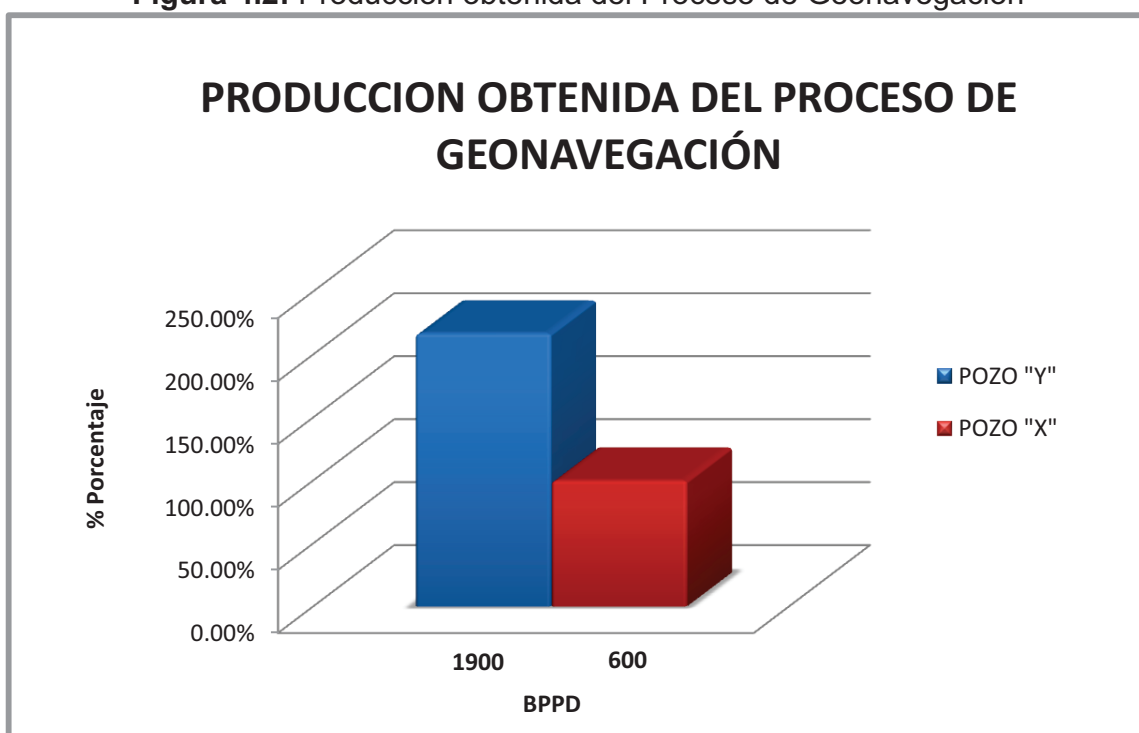
**Elaborado por:** Sheidy Cevallos

Si se considera que el incremento de producción de 1,300 BPPD se debe al uso de la herramienta ADR en el Pozo "Y" y tomando como referencia el precio del petróleo citado anteriormente, el valor adicional obtenido corresponde a 97,812 US\$./día. Este

valor en términos económicos representa una cantidad importante que finalmente se verá reflejada en el retorno temprano de inversión para la empresa operadora.

En la gráfica 4.2 se puede observar que la producción diaria obtenida en el Pozo "Y" es superior un 216.7 % a la obtenida por el Pozo "X" justificándose de esta manera el costo del proceso de perforación utilizando herramientas acimutales, ya que prácticamente se ha triplicado la producción cumpliéndose así con el objetivo planteado por las diferentes áreas de la operadora como geología, perforación, producción y reservorios.

**Figura 4.2:** Producción obtenida del Proceso de Geonavegación



**Fuente:** Halliburton – Sperry Drilling  
**Elaborado por:** Sheidy Cevallos

Es importante mencionar que los pozos utilizados como muestra para este análisis presentan características similares siendo la longitud de su sección lateral perforada un factor que se debe tomar en cuenta destacando que en el caso de la construcción

de pozos horizontales el 80% de la producción que se puede obtener proviene del 20% de la sección lateral construida.

Por esta razón la longitud de la misma no es un factor que puede considerarse como determinante en la obtención de mayor o menor producción de un pozo mientras que el posicionamiento óptimo del mismo si es un factor decisivo para el incremento de productividad cumpliendo de esta manera con los diversos objetivos de planificación y económicos proyectados por la operadora.

#### **4.5 BALANCE ECONÓMICO FINAL**

Al final del análisis se tiene un balance en el que si bien la empresa operadora realiza una inversión mayor por el servicio de herramientas acimutales profundas (ADR) y StrataSteer®3D, los números muestran que los resultados justifican dicha inversión al utilizar este tipo de herramientas durante el proceso de perforación.

En general, el proceso de perforación de un pozo horizontal o de alto ángulo se ejecuta en alrededor de 32 días.

#### **CALCULO DE DÍAS DE RETORNO DE INVERSIÓN POZO “X”**

$$\text{Días de Retorno de Inversión} = \frac{\text{Egreso por Perforación}}{\text{Ingreso Diario}} \quad \text{Ecuación 4.2}$$

$$\text{Días de Retorno de Inversión} = \frac{\text{US\$ 3'700000}}{\text{US\$ 45,144}}$$

$$\text{Días de Retorno de Inversión} = 82 \text{ días}$$

Para el análisis de retorno de inversión se debe puntualizar que el costo diario de perforación va a verse incrementado en cierto porcentaje únicamente los días en lo que se da la utilización de herramientas acimutales profundas y el servicio de geonavegación, este incremento genera que el costo promedio de perforación de un pozo horizontal o de alto ángulo sea de alrededor de 3'955,438 US\$. en este caso.

Si comparamos este valor con el costo de perforación en el que se utiliza herramienta de resistividad convencional tenemos que las herramientas acimutales profundas y el servicio de geonavegación incrementan un 6.9% el costo final de perforación ya que el incremento de costo solo se aplica a los días en los que se realiza el trabajo de navegación.

### **CALCULO DÍAS DE RETORNO DE INVERSIÓN POZO "Y"**

$$\text{DÍAS DE RETORNO DE INVERSIÓN} = \frac{\text{Egreso por Perforación}}{\text{Ingreso Diario}} \quad \text{Ecuación 4.3}$$

$$\text{DÍAS DE RETORNO DE INVERSIÓN} = \frac{\text{US\$ 3'955,438}}{\text{US\$ 142,956}} \quad \text{DÍAS}$$

$$\text{DE RETORNO DE INVERSIÓN} = 28 \text{ Días}$$

La tabla 4.4 muestra los resultados obtenidos para los escenarios analizados en cuanto al retorno de la inversión realizada.

**Tabla 4.4** Retorno de la Inversión Realizada

<b>RETORNO DE INVERSIÓN</b>		
<b>POZO</b>	<b>PRODUCCIÓN</b>	<b>DÍAS DE RETORNO DE INVERSIÓN</b>
<b>Pozo "X"</b>	600 BPPD	82 Días
<b>Pozo "Y"</b>	1900 BPPD	28 Días

**Fuente:** Halliburton – Sperry Drilling  
**Elaborado por:** Sheidy Cevallos

El balance final muestra que en el caso del Pozo "Y" en el que se utilizaron herramientas acimutales profundas y el proceso de geoposicionamiento con StrataSteer®3D se recupera la inversión de perforación en 28 días. En el caso del resultado obtenido por el Pozo "X" la inversión de perforación se recupera en 82 días. Obviamente, la ventaja del uso de la herramienta acimutal profunda (ADR) y StrataSteer®3D, es considerable.

### **CALCULO DE INGRESOS POZO "Y"**

El Pozo "Y" recupera la inversión realizada 54 días antes que el Pozo "X" lo cual permite que la empresa operadora perciba durante ese lapso de tiempo los siguientes ingresos:

**INGRESOS** = Barriles producidos por Día x Costo por Barril x Días de Producción

**INGRESOS** = 1900 BPPD (US\$. 75,24 )(54 Días)

**INGRESOS** = US\$. 7'719,624

Se debe tomar en cuenta entonces que el servicio de geonavegación en combinación con herramientas acimutales profundas permiten ejecutar un proceso de perforación óptimo. Este beneficio se ve complementado con información técnica confiable y de mejor calidad.



## CAPITULO V

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 5.1 CONCLUSIONES

- La explotación de campos depletados, escenarios geológicos complejos, capas productoras relativamente delgadas a menudo de pocos pies, son algunos de los factores que han motivado la aplicación de tecnologías más precisas ya que el posicionamiento del pozo con respecto al reservorio y sus límites es primordial.
- Las herramientas LWD (Logging While Drilling) convencionales permiten interpretar tanto propiedades de la formación como parámetros de perforación obtenidos en tiempo real mientras se ejecuta el trabajo de perforación. Sin embargo, cada vez las condiciones de perforación son más complejas y requieren la aplicación de tecnologías innovadoras desarrolladas bajo el concepto de herramientas LWD acimutales.
- Las herramientas LWD acimutales se caracterizan por su capacidad para trabajar en ambientes de alto impacto, elevadas presiones y temperaturas. Sus lecturas profundas, imágenes direccionales y de alta resolución permiten anticipar la presencia de límites de capa o eventos geológicos próximos evitando la salida del pozo de la zona de interés, obteniendo como resultado un mejor posicionamiento del pozo y un análisis petrofísico más exacto.
- El óptimo posicionamiento de un pozo sea este horizontal o de alto ángulo incrementa la productividad del yacimiento disminuyendo el costo que genera su desarrollo, a través de la mitigación del riesgo en la perforación y la incertidumbre geológica.

- La selección de las herramientas LWD que se van a utilizar durante la geonavegación, va a variar de acuerdo al grado de dificultad que presente el proceso de posicionamiento del pozo en la zona de interés. En estos casos es prudente seleccionar herramientas cuyas respuestas permitan identificar la ubicación del pozo en el reservorio y establecer características del escenario geológico a perforar (estructura geológica, cambios de litología, etcétera). Se debe tomar en cuenta además que esta selección va a depender de otros parámetros como el costo de las herramientas y la información del reservorio que requiere la empresa operadora.
- Existen diversos tipos de geoposicionamiento entre ellos se puede mencionar el “proactivo” y “reactivo”. El geoposicionamiento reactivo modifica la dirección del pozo después de que se ha encontrado o atravesado un evento geológico, es decir no permite anticipar con suficiente tiempo la posible salida del reservorio. El geoposicionamiento proactivo permite anticipar la proximidad de los diferentes eventos geológicos, evitando atravesarlos durante el proceso de perforación, existiendo así la posibilidad de tomar acciones correctivas a tiempo. Este tipo de geoposicionamiento constituye uno de los más efectivos, para su ejecución se utilizan varios métodos siendo el de resistividades acimutales profundas uno de los más acertados para posicionar el pozo en la zona de interés.
- El sistema StrataSteer<sup>®</sup>3D permite la integración perfecta de una amplia variedad de fuentes de datos en un ambiente visual flexible que posibilita una rápida interpretación y toma de decisiones importantes sobre los posibles cambios de trayectoria. Este software integra el modelo geológico 3D, datos de pozos de control (offset wells), modelo petrofísico, registros LWD en tiempo real, planificación direccional del pozo, y una correlación dinámica de registros con un sistema completo de visualización del pozo.
- La geonavegación es un proceso cuyo flujo operacional se divide en dos etapas, la primera es una etapa de premodelamiento en la que se trabaja con la

información disponible de pozos de control para la generación de modelos de geonavegación los que se utilizan durante la etapa de perforación para comparar la información recibida en tiempo real con los modelos previos permitiendo así ajustar la trayectoria del pozo para su óptimo posicionamiento en el reservorio.

- Para la realización del análisis comparativo en la aplicación del geoposicionamiento entre herramientas acimutales y convencionales se tomaron como referencia a las herramientas de resistividad entre las cuales se analizó parámetros de comparación específicos, se puede mencionar a la profundidad de investigación de las herramientas, presencia de geoseñales, variación en el comportamiento de los cuernos de polarización y respuestas de las curvas de resistividad.
- Las medidas adquiridas durante el proceso de perforación pueden ser usadas para modificar la trayectoria del pozo sin embargo, la utilización de herramientas convencionales no acimutales dificultan este proceso debido a que existe mayor incertidumbre en la información obtenida de la formación perforada. En este caso, eventos geológicos impredecibles son detectados pero demasiado tarde para la ejecución de un proceso de navegación proactivo.
- Las curvas de resistividad no acimutal analizadas son consideradas únicamente como una alerta durante la navegación, ya que su separación muestra la proximidad que tiene el pozo de salir del reservorio. Sin embargo, no se puede diferenciar si la salida del reservorio es cercana al tope, base o los lados del reservorio por lo que las decisiones de ajuste de trayectoria deben respaldarse con información geológica adicional y un adecuado criterio profesional de los ingenieros encargados del proceso de geonavegación.

- La utilización de herramientas de resistividad acimutal permiten la ejecución de una exitosa navegación proactiva al anticipar la distancia y dirección de aproximación de eventos geológicos o límites de capa en tiempo real, es decir proporcionan medidas profundas y orientadas. La herramienta en este caso, proporciona lecturas que se clasifican en dos familias: la primera la resistividad acimutal en función de la frecuencia escogida y el arreglo transmisor-receptor y la segunda las medidas de geoseñales obtenidas. Es importante destacar que por lo general durante el proceso de geoposicionamiento se pulsa en tiempo real a superficie una medida de cada una de estas dos familias.
- La tecnología implementada durante el proceso de navegación tiene como uno de sus principales objetivos maximizar así la denominada eficiencia operacional donde la geonavegación actualmente juega un papel muy importante pues permite reducir la incertidumbre presente durante el posicionamiento de un pozo en la zona de interés. Los costos del proceso de perforación pueden variar de acuerdo a los servicios requeridos por la empresa operadora sin embargo, la utilización de herramientas acimutales incrementa en cierto porcentaje el costo final de la construcción de pozos clasificados como de alto ángulo y horizontales.
- El balance económico final muestra que a pesar del incremento en el costo de perforación debido a la utilización de herramientas acimutales profundas en combinación con el proceso de geoposicionamiento con StrataSteer<sup>®</sup>3D, se puede recuperar la inversión realizada por la operadora en un plazo bastante corto. En el caso de análisis fue de 28 días lo que constituye un éxito de carácter técnico-económico.
- El éxito del proceso de geoposicionamiento utilizando herramientas acimutales puede evaluarse al tener un incremento de producción que en este caso fue del 216.7 % en relación a un pozo perforado con herramientas convencionales. De esta manera se cumple uno de los objetivos de un adecuado posicionamiento del pozo en el reservorio sin embargo, existen otros parámetros que hacen de la

navegación un proceso rentable entre ellos se pueden mencionar : demora de la producción de agua y producción extendida del pozo por su ubicación en el reservorio maximizando de esta manera el recobro de reservas.

- Es importante destacar que un exitoso trabajo de navegación no depende únicamente del buen desempeño de las herramientas y de la información que puedan aportar para el conocimiento de la zona perforada, dependen también de la experiencia y criterio de análisis de los profesionales en geonavegación quienes con sus conocimientos combinados con la tecnología adecuada trabajan para que zonas productivas aporten una producción óptima justificando así la inversión realizada.

## **5.2 RECOMENDACIONES**

- Tomar en cuenta aspectos como datos imprecisos, error humano e incertidumbre asociada a la tecnología durante la ejecución del proceso de perforación para reducir la incertidumbre geológica que afecta significativamente el posicionamiento del pozo en el reservorio.
- Contratar taladros de perforación con capacidad suficiente tanto de carga como de bombeo, controles operativos amigables para el perforador ( Sistema del Top Drive ), equipos de control de sólidos bien diseñados, entre otros; que permitan alcanzar los objetivos planteados en el programa de perforación y eviten problemas en la perforación como consecuencia de la carencia de las condiciones mencionadas. El taladro y personal deben facilitar la ejecución de los programas direccionales, especialmente cuando se trata de tecnologías de geoposicionamiento.
- Realizar la etapa de premodelamiento usando información confiable de pozos de control, modelos geológicos apropiados, plan del pozo, entre otros.

- Se debe tomar en cuenta que los registros LWD utilizados para la correlación debe ser registros en MD ya que un registro TVD sobre-escribe secciones del pozo cuando el buzamiento o la inclinación del mismo cambian. Un registro TVD es la sumatoria vertical de las diferentes secciones del pozo por lo que se generaría un plot falso del pozo, lo cual invalidaría el modelo generado para el proceso de navegación.
- Es importante tener presente que las herramientas LWD (Logging While Drilling) sean estas convencionales o acimutales deben mantener controles rigurosos que prueben su adecuado funcionamiento antes de la ejecución de cualquier trabajo, debido a que cualquier falla de la herramienta LWD tiene una influencia directa en el costo generado en el proceso de perforación.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Bourgoyne A.T, Millheim K. K., Chenevert M.E. and F. S. Young Jr., *Applied Drilling Engineering. Second Edition*, Richardson – Texas, Society of Petroleum Engineers. 1991.
- Deverux Steve, *Practical Well Planning and Drilling Manual*, Tulsa – Oklahoma, PennWell Corporation.1998.
- Halliburton, *ABG (At Bit Gamma Sensor) Brochure*, 2005.
- Halliburton, *Compensated Thermal Neutron Porosity (CTN) Sensor Manual*, 2009.
- Halliburton, *Electromagnetic Wave Resistivity (EWR) Sensor Manual*, 2005.
- Halliburton, *Azimuthal Litho Density (ALD) Tool Operational Manual*, 2008.
- Halliburton, *ADR Field Operational Manual*, 2008.
- Halliburton, *Azimuthal Focused Resistivity (AFR) Brochure*, 2007.
- Robert Mitchell, *Petroleum Engineering Handbook: Drilling Engineering*, Vol. II, Society of Petroleum Engineers, 2007.
- W.G. Lesso Jr. and S.V. Kashikar, IADC/SPE 35051, *The Principles and Procedures of Geosteering*, 1996.

## **ANEXOS**



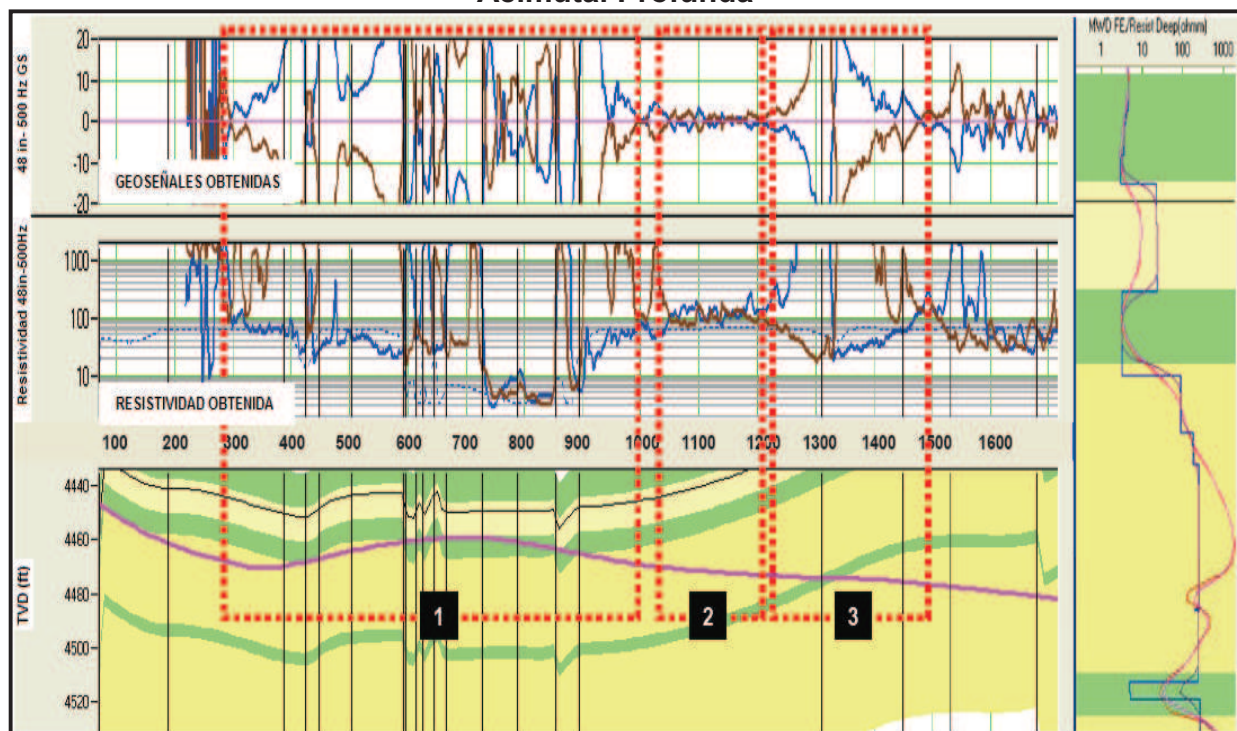
**ANEXO No 1**  
**INTERPRETACIÓN DE DATOS EN TIEMPO REAL**

## APLICACIÓN DE LA INTERPRETACIÓN DE DATOS EN TIEMPO REAL UTILIZANDO HERRAMIENTAS DE RESISTIVIDAD ACIMUTAL PROFUNDA Y STRATASTEER® 3D.

La sección que se muestra a continuación es interpretada en base a la información obtenida en tiempo real. El proceso se inicia al correlacionar el modelo de resistividad y geoseñales con la información obtenida en tiempo real hasta obtener un buen match entre los datos obtenidos y el modelo generado previamente. La sección analizada en este caso se encuentra separa en tres partes:

1. Sección cercana al tope del reservorio, donde la respuesta de resistividad es afectada por la presencia de cuernos de polarización (300 ft – 1000ft)
2. Perforación a través de una zona de resistividad constante (1100 ft – 1200 ft)
3. Perforación a través de una zona de lutita (1200 ft – 1500 ft)

### Información obtenida en tiempo real utilizando Herramientas de Resistividad Acimutal Profunda



**Fuente:** Halliburton – Sperry Drilling

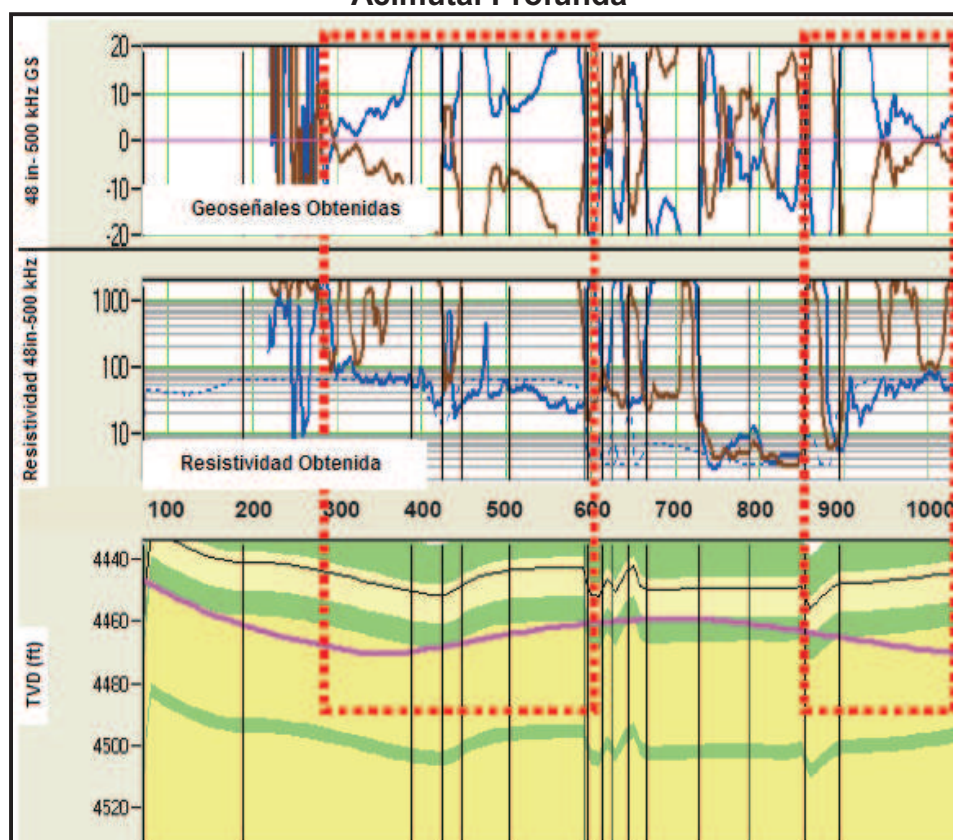
## CERCA AL TOPE DEL RESERVORIO

La imagen que se muestra a continuación refleja el comportamiento de las respuestas de resistividad obtenidas las que se analizarán por sectores y profundidad perforada.

### De 300 ft a 600 ft:

- La curva de Resistividad Orientada Down (curva de color café) muestra constantemente los efectos de polarización e indica que la zona de alta resistividad se encuentra hacia abajo. La curva de Resistividad Orientada Up (curva de color azul) muestra valores cercanos a la  $R_t$  esperada.
- Las geoseñales en este caso muestran que la zona de menor resistividad (más conductiva) se encuentra sobre la herramienta.

### **Información obtenida en tiempo real utilizando Herramientas de Resistividad Acimutal Profunda**



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling

**De 600 ft a 700 ft:**

- Se observan rápidos cambios en la dirección de polarización de la curva de resistividad y las geoseñales correspondientes muestran unidades de arena y lutita intercaladas.

**De 750 ft a 850 ft:**

- Las curvas de Resistividad Orientada Up y Down muestran magnitudes bajas y efectos pequeños de intercalación de lutitas

**De 850 ft a 1000 ft:**

- La curva de Resistividad Orientada Down (curva de color café) muestra constantemente los efectos de polarización e indica que la zona de alta resistividad se encuentra hacia abajo. La curva de Resistividad Orientada Up (curva de color azul) muestra valores que se incrementan paulatinamente hasta llegar a la Rt esperada.

**RESISTIVIDAD CONSTANTE Y PERFORACIÓN DE UNA ZONA DE LUTITA****De 1000 ft a 1300 ft:**

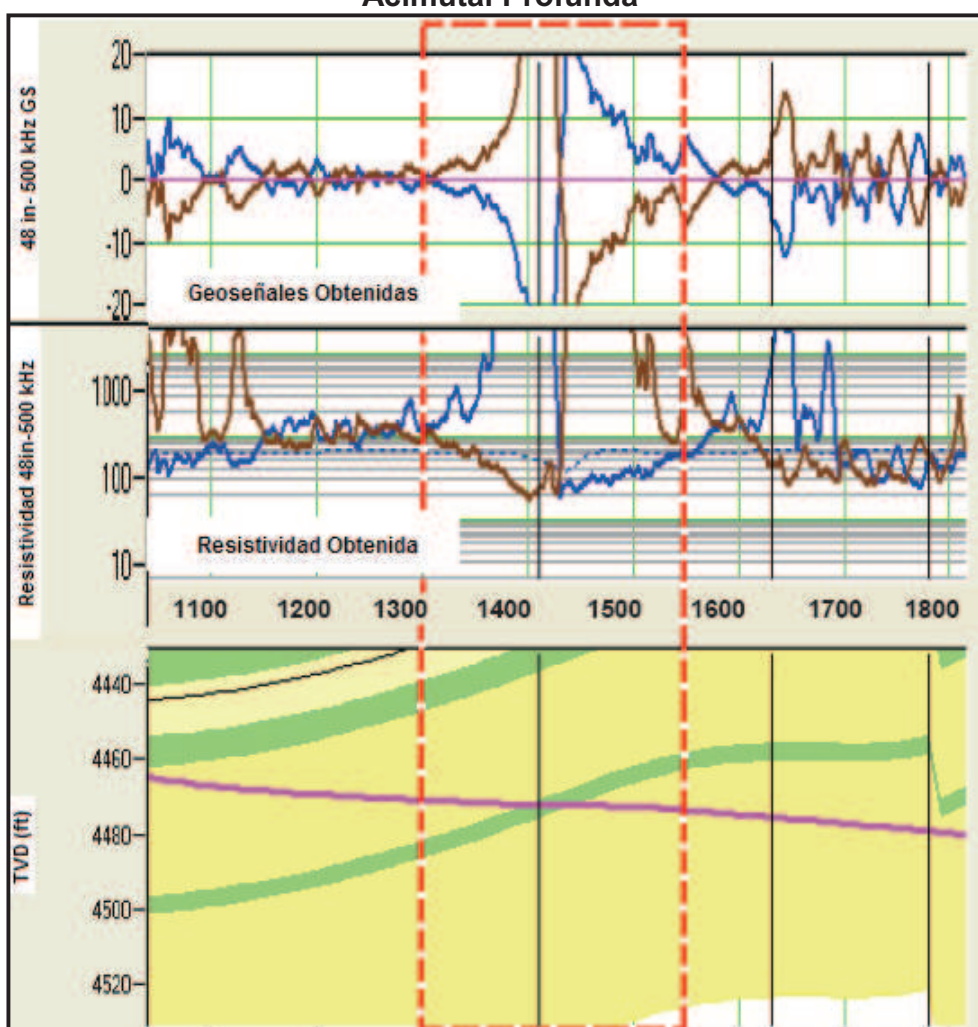
- Ambas curvas de resistividad muestran un comportamiento similar de 1150 ft a 1300 ft, debido a que la navegación se realiza en una zona bastante homogénea de resistividad uniforme.
- Las geoseñales también muestran valores de baja magnitud, cuando la geoseñal presenta valores cercanos a cero se considera que la navegación se está realizando en el centro de una capa donde no se presentan contrastes de resistividad.

**De 1300 ft a 1600 ft:**

- La curva de Resistividad Orientada Up muestra inicialmente los efectos de polarización lo que significa que la zona de mayor resistividad se encuentra hacia arriba del sensor.

- La curva de Resistividad Orientada Down inicialmente presentan valores de van decreciendo hasta llegar a su punto más bajo a 1420 ft.
- A 1420 ft. el valor de la geoseñal es igual a cero y se invierte el comportamiento de las curvas de resistividad y geoseñales. Las curvas de resistividad orientada en este caso muestran que la zona más resistiva se encuentra bajo el sensor mientras que la más conductiva está en su parte superior.
- Este comportamiento se presenta al perforar zonas intercaladas por lutitas en el reservorio.

### Información obtenida en tiempo real utilizando Herramientas de Resistividad Acimutal Profunda



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling

