

CORRECCIÓN EN LA MEDICIÓN DE RESISTIVIDAD TOMADO CON LOGGING
WHILE DRILLING (LWD), PARA TRES POZOS DONDE SE PRESENTAN
AMBIENTES DE ALTA RESISTIVIDAD.

CHRISTIAN ANDRÉS SUE GÓMEZ

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ, D.C.
AÑO 2016

CORRECCIÓN EN LA MEDICIÓN DE RESISTIVIDAD TOMADO CON LOGGING
WHILE DRILLING (LWD), PARA TRES POZOS DONDE SE PRESENTAN
AMBIENTES DE ALTA RESISTIVIDAD.

CHRISTIAN ANDRÉS SUE GÓMEZ

Proyecto integral de grado para optar por el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director
OSCAR NICOLAS OCHOA VARGAS
Ingeniero de Petróleos

Asesor
JUAN CARLOS CASTRO
Ingeniero de Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ, D.C.
AÑO 2016

Nota de aceptación

Ing. Juan Carlos Castro

Ing. Rosa Amelia Parra

Ing. Alex Cuadrado

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUÍS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica de Postgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA

Decano de Ingenierías y Decano de Carrera

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director (E) Programa de Ingeniería de Petróleos

Dr. EDGAR DAVID CEDEÑO LIGARRETO

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento, estos corresponden únicamente al autor.

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sus agradecimientos a:

A Dios, por guiarme por un buen camino y poder tener todas las herramientas posibles, para finalizar de la mejor manera el desarrollo de este trabajo.

Agradezco con el alma a mi madre y a mi padre, por el gran esfuerzo incesante y apoyo incondicional para salir adelante cada día cumpliendo cada uno de mis metas por más cercanas o lejanas que parezcan.

Ing. Carlos Andrés Mojica, Gerente de Operaciones Drilling Services Colombia, por brindarme la oportunidad y su confianza para la finalización de mi carrera.

Ing. Carlos León, Gerente de Geociencias Colombia (Baker Hughes), por compartir sus conocimientos y experiencia, por su disponibilidad y compromiso con el desarrollo del proyecto, por además de ser un gran maestro, convertirse en un amigo.

Ing. Oscar Nicolás Ochoa por todo el tiempo y conocimiento que me apporto para desarrollar con éxito el trabajo de grado.

Ing. Daniel Alejandro Rodríguez, por sus consejos, conocimiento e indudablemente el apoyo a lo largo de este trabajo.

Gracias a BAKER HUGHES por brindar la información necesaria y capacitación para el desarrollo del proyecto.

A mis orientadores, Técnico, Financiero y Geológico por su entrega y disposición en cada etapa de este proyecto, por sus valiosos consejos y tiempo brindado para la culminación del mismo.

A las Directivas, Cuerpo Docente y Personal Administrativo de la Universidad América por el apoyo y la capacitación recibida durante la Carrera.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	25
OBJETIVOS	26
1. GENERALIDADES DE LOS CAMPOS	27
1.1 HISTORIA DE LOS CAMPOS A INVESTIGAR	27
1.2 LOCALIZACIÓN DE LOS CAMPOS NUEVA ESPERANZA, CPO-16 Y JILGUERO	28
1.3 MARCO GEOLÓGICO	32
1.3.1 Columna Estratigráfica	32
1.3.2 Descripción Formaciones Geológicas	34
1.3.2.1 Basamento	34
1.3.2.2 Formación Une	34
1.3.2.3 Formación Gachetá	35
1.3.2.4 Formación Guadalupe	35
1.3.2.5 Formación Barco	35
1.3.2.6 Formación Los Cuervos	36
1.3.2.7 Formación Mirador	36
1.3.2.8 Formación Carbonera	36
1.3.2.9 Formación León	38
1.3.2.10 Formación Guayabo	39
1.3.2.11 Formación Necesidad	39
1.3.3 Geología Estructural	39
1.3.4 Geología del Petróleo	40
1.3.4.1 Roca Fuente	41
1.3.4.2 Roca Reservorio	41
1.3.4.3 Roca Sello	41
1.3.4.4 Trampa Estructural	41
1.3.4.5 Migración	41
1.3.4.6 Sincronismo de la Cuenca de los Llanos Orientales	42
1.4 HISTORIA DE LA PRODUCCIÓN DE LA CUENCA	44
2. MARCO TEORICO	46
2.1 GENERALIDADES DE LOS REGISTROS ELECTRICOS	46
2.1.1 Registro gamma ray	47
2.1.2 Registro densidad de porosidad	49

2.1.3	Registro neutrónico de porosidad	49
2.1.4	Registro de lithodensidad	50
2.1.5	Registro Sónico	50
2.1.6	Registro de resistividad	52
3	MÉTODOS DE MEDICIÓN DE RESISTIVIDAD	55
3.1	CLASIFICACIÓN DE HERRAMIENTAS DE RESISTIVIDAD	55
3.1.1	Según el espaciamiento de los electrodos	56
3.1.2	Según el tipo de lodo usado	56
3.1.3	Según el objetivo de medida	57
3.2	HERRAMIENTAS CONVENCIONALES	57
3.2.1	Componentes	57
3.2.2	Limitaciones	58
3.3	HERRAMIENTAS ENFOCADAS	58
3.3.1	Laterolog	59
3.4	HERRAMIENTAS DE INDUCCIÓN	63
3.4.1	Generalidades	63
3.4.2	Principio	63
3.4.3	Tipos de herramientas de inducción	64
3.4.3.1	Registro eléctrico de inducción	64
3.4.3.2	Registros de inducción de fase dual	65
3.4.3.3	Registros esférico enfocado	65
3.5	HERRAMIENTAS MICRORESISTIVIVAS	66
3.5.1	Microlog	67
3.5.1.1	Microlaterolog	69
3.5.2	Proximidad	69
3.5.3	Registro microesférico enfocado.	69
3.5.3.1	Principio	69
4.	GENERALIDADES DEL REGISTRO DE RESISTIVIDAD EN POZOS TOMADO CON LWD	71
4.1	RESISTIVIDAD DE PROPAGACIÓN MÚLTIPLE	71
4.2	TECNOLOGIA RESISTIVIDAD PROPAGACIÓN MÚLTIPLE(MPRTEQ)	72
4.2.1	Ventajas del procesamiento de resistividad de propagación múltiple	73
4.2.2	Resolución verdadera.	74
4.3	FACTORES QUE INFLUENCIAN LA MÚLTIPLE PROPAGACIÓN DE LA RESISTIVIDAD	74
4.3.1	Anisotropía	74

4.3.2	Resolución vertical	76
4.3.3	Efecto de pozo	78
4.3.4	Efecto dieléctrico	79
4.3.5	Efecto por excentricidad	81
4.3.6	Cuernos de polarización	82
4.4	TEORIA DE OPERACIÓN	83
4.5	HERRAMIENTA DE PROPAGACION MULTIPLE.	85
4.5.1	Profundidad de investigación	86
4.5.2	Herramienta ontrak	88
4.6	TELEMETRIA	89
4.6.1	Sistemas para enviar la información a superficie.	89
4.6.1.1	Pulso de lodos.	90
4.6.1.2	Pulso positivo de presión	90
4.6.1.3	Pulso negativo de presión	92
4.6.1.4	Pulso de lodos modificado	93
4.6.2	Telemetría electromagnética	94
4.6.3	Telemetría acústica	95
5	PRESENTACIÓN Y CORRECCION DE LOS REGISTROS DE RESISTIVIDAD LWD.	96
5.1	REGISTRO DE RESISTIVIDAD LWD - Pozo ST-16	96
5.2	REGISTRO DE RESISTIVIDAD LWD – Pozo Jinebra-2	97
5.3	REGISTRO DE RESISTIVIDAD LWD – Pozo Esperanza-1	98
5.4	CORRECCIÓN DE LA MEDICIÓN DE RESISTIVIDAD LWD PARA AMBIENTES DE ALTA RESISTIVIDAD	99
5.4.1	Resistividad corregida Pozo ST-16	99
5.4.2	Resistividad corregida Pozo Jinebra-2	101
5.4.3	Resistividad corregida Pozo Esperanza-1	102
6	VALIDACIÓN DEL RESULTADO DE LA CORRECCIÓN DE RESISTIVIDAD MPRTEQ CON EL REGISTRO WIRELINE	103
6.1	PRESENTACIÓN DE LOS REGISTROS WIRELINE	103
6.1.1	Resistividad Wireline Pozo ST-16	103
6.1.2	Resistividad Wireline Pozo Jinebra-2	105
6.1.3	Resistividad Wireline Pozo Esperanza 1	106
6.2	COMPARACIÓN DE LOS REGISTROS DE RESISTIVIDAD DE WIRELINE VS LA CORRECCIÓN PROPUESTA BAJO EL PROCESAMIENTO MPRTEQ	107

7	ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS EGRESOS ASOCIADOS AL SERVICIO DE RESISTIVIDAD.	111
7.1	COSTOS DE PERFORACIÓN	112
7.1.1	Costo de perforación sin servicio de resistividad	112
7.1.2	Costo de perforación con servicio de resistividad	113
7.1.3	Costo total del sistema de perforación	114
7.2	COSTOS DE SERVICIOS DE WIRELINE	116
7.3	COMPARACIÓN DEL SERVICIO DE RESISTIVIDAD CON WIRELINE Y LWD.	117
7.4	ASPECTOS CUALITATIVOS DEL ANÁLISIS DE EGRESOS ASOCIADOS A LA EVALUACIÓN DE RESISTIVIDAD	118
8.	CONCLUSIONES	121
9.	RECOMENDACIONES	122
	BIBLIOGRAFIA	123

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Resumen de los principios, ventajas y desventajas de las herramientas para medición de la porosidad	51
Tabla 2. Clasificación según el espaciamiento de los electrodos	56
Tabla 3. Clasificación según el tipo de lodo usado	57
Tabla 4. Clasificación según el objetivo de medida	57
Tabla 5. Costos involucrados en la comparación	111
Tabla 6. Costo de perforación sin servicio direccional	113
Tabla 7. Costo del sistema de perforación direccional en operación	114
Tabla 8. Costos totales sin servicio de resistividad	115
Tabla 9. Costos totales incluyendo ontrak	115
Tabla 10. Costos totales incluyendo ontrak y corrección por MPRTEQ	115
Tabla 11. Costos totales por servicio de wireline	116
Tabla 12. Costos totales por servicio de wireline y LWD	117
Tabla 13. Comparación entre el servicio de wireline y LWD	117
Tabla 14. Comparación entre el servicio de wireline y LWD(MPRTEQ)	117

LISTA DE ECUAIONES

	pág.
Ecuación 1. Costo de perforación sin servicio de resistividad	113
Ecuación 2. Costo de perforación sin servicio de resistividad	114
Ecuación 3. Aceite original in situ	119
Ecuación 4. Aceite original in situ para el ejemplo	119

LISTA DE GRAFICAS

	pág.
Grafica 1. Participación de producción de crudo por cuenca para el año 2015	44
Grafica 2. Producción de crudo por departamento en el año 2015	45
Gráfica 3. Pulsos de presión generados por sistemas de presión positivos	91
Gráfica 4. Pulsos de presión generados por el sistema de telemetría de pulsos negativos	92
Gráfica 5. Comparación entre disco oscilatorio y rotatorio	94

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización Campo Nueva Esperanza	29
Figura 2. Localización Campo CPO-16	30
Figura 3. Localización del Campo Jilguero	31
Figura 4. Columna estratigráfica generalizada Cuenca Llanos Orientales	33
Figura 5. Corte esquemático NW-SE generalizado de la Cuenca de los Llanos Orientales	40
Figura 6. Carta de eventos del sistema petrolífero de la Cuenca de los Llanos Orientales	43
Figura 7. Registro gamma ray	48
Figura 8. Registro de resistividad	52
Figura 9. Diagrama de perfil de resistividad del pozo	53
Figura 10. Respuesta de los registros de pozo	54
Figura 11. Herramienta de registro de resistividad	55
Figura 12. Principio de medición de las herramientas convencionales	58
Figura 13. Herramientas enfocadas	59
Figura 14. Herramienta laterolog	60
Figura 15. Presentación del registro de resistividad con laterolog	61
Figura 16. Comparación resolución vertical y profundidad de investigación con respecto a los métodos de obtención	62
Figura 17. Principio de las herramientas de inducción	64
Figura 18. Herramienta esférica enfocada	66
Figura 19. Principio de funcionamiento de la herramienta microlog	67
Figura 20. Presentación registro de resistividad microlog	68
Figura 21. Principio de resistividad registro microesferico enfocado	70
Figura 22. Rango de frecuencias en que operan los registros LWD	72
Figura 23. Medición de la resistividad con un ángulo de 180 grados	75
Figura 24. Medición de la resistividad con ángulo de desviación	75
Figura 25. Medición de la resistividad con un ángulo de 0 grados	76
Figura 26. Efecto de anisotropía en el registro de resistividad	77
Figura 27. Comparación de la invasión del lodo en LWD	78
Figura 28. Presentación del efecto dieléctrico en el registro de resistividad	80
Figura 29. Presentación del registro de resistividad cuando se ve afectado por excentricidad del pozo	81
Figura 30. Comportamiento de la resistividad debido a cuernos de polarización	82
Figura 31. Característica de la señal en un medio de alta resistividad	84
Figura 32. Característica de la señal en un medio de alta resistividad	84

Figura 33. Herramienta de propagacion multiple	85
Figura 34. Profundidad de investigacion	87
Figura 35. Herramienta ontrak	88
Figura 36. Especificaciones de la herramienta ontrak respecto a la resistividad	88
Figura 37. Sistema de telemetría por pulsos positivos	91
Figura 38. Sistema de telemetría por pulsos negativos	93
Figura 39. Registro de resistividad Pozo ST-16	96
Figura 40. Registro de resistividad Pozo Jinebra 2	97
Figura 41. Registro de resistividad Pozo Esperanza -1	98
Figura 42. Registro de resistividad corregido Pozo ST-16	100
Figura 43. Registro de resistividad corregido Pozo Jinebra-2	101
Figura 44. Registro de resistividad corregido Pozo Esperanza-1	102
Figura 46. Registro de resistividad wireline Pozo ST-16	104
Figura 47. Registro de resistividad wireline Pozo Jinebra-2	105
Figura 48. Registro de resistividad wireline Pozo Esperanza-1	106
Figura 49. Comparación registro de resistividad vs wireline Pozo ST-16	108
Figura 50. Comparación registro de resistividad vs wireline Pozo Jinebra-2	109
Figura 51. Comparación registro de resistividad vs wireline Pozo Esperanza	110
Figura 52. Afectación de la estimación del buzamiento de una capa	118

GLOSARIO

AMPLITUD DE ONDA: es el ensanchamiento, distensión o alargamiento de una onda, es el valor máximo

ÁNGULO DE INCIDENCIA: es el ángulo entre el pozo y la formación, es importante para determinar la tasa de acercamiento o alejamiento del pozo a una capa conductiva.

ÁNGULO DE INCLINACIÓN: es el ángulo formado del pozo con respecto a la vertical.

ANISOTROPIA: es la variación predecible de una propiedad de un material con la dirección en la que se mide, lo cual puede producirse en todas las escalas.

ANTICLINAL: es el plegamiento de las capas de las rocas se asemeja a un arco en forma de domo, en este las rocas de mayor edad se encuentran en el centro de la estructura y hacia el exterior se ubican las de menor edad. Se forman por los eventos tectónicos de la dinámica terrestre.

ARCILLOLITA: es una roca sedimentaria, en la mayor parte de los casos de tipo detrítico de grano muy fino con un tamaño inferior a 0.06 mm.

ARENISCA: roca sedimentaria detrítica compuesta por partículas cuyo tamaño de grano está comprendido entre 4 mm y 1/16 mm, la composición de dichas partículas son principalmente cuarzos, feldespatos y fragmentos de otras rocas, u otro tipo de minerales. Se clasifican atendiendo a la composición de sus granos, el tamaño, el porcentaje de matriz y/o cemento.

ATENUACIÓN: es el descenso en el nivel de una señal sea esta acústica, eléctrica u óptica, debido a la pérdida de potencia sufrida por la misma al transitar por cualquier medio de transmisión.

AZIMUTH: es la dirección de pozo proyectado en el plano horizontal con referencia al Norte.

BASAMENTO: roca generalmente cristalinas que actúa como base de la columna geológica de un área determinada, son por lo general rocas precámbricas o paleozoicas.

BROCA: herramienta utilizada en perforación que permite cortar y atravesar la roca llegando al objetivo.

BUZAMIENTO: es el ángulo que se forma entre la intersección de una capa o estrato con el plano horizontal.

CABALGAMIENTO: tipo de falla inversa, es decir una ruptura en la que las rocas posicionadas en la parte inferior son desplazadas hacia arriba, este tipo de falla se da por fuerzas de compresión. Las fallas de cabalgamiento suelen tener bajos ángulos de inclinación del plano de falla, ángulos menores a 45 grados.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: es una herramienta utilizada en geología la cual representa gráficamente rocas sedimentarias, volcánicas, intrusivas y metamórficas); así como depósitos consolidados que se encuentran en una región o área dada. Estas son graficadas en la columna, siendo su base las más antiguas, y su tope las más recientes.

CONTACTO CONCORDANTE: es la separación de dos materiales paralelos entre sí, que pueden suponerse consecutivos en el tiempo geológico.

CONTACTO DISCORDANTE: es la separación de dos materiales no paralelos entre sí, que no tienen continuidad temporal.

COORDENADAS: son las distancias en las direcciones N-S y E-O de un punto de referencia.

DATA EN MEMORIA: es la información obtenida en la operación de registros eléctricos que se guarda en memoria para luego procesarla en superficie.

DETRÍTICOS: se refiere a la roca sedimentaria que se encuentra formada por restos de otras rocas que han sido transportados por el viento, el agua o los glaciares.

EFEECTO DIELECTRICO: es la capacidad de almacenar energía eléctrica. Surge de la capacitancia de la formación en donde la orientación de las moléculas polares.

FALLAS ANTITÉTICAS: es un tipo de falla secundaria donde el desplazamiento es opuesto al de la falla principal.

FALLAS CABALGANTES: es un tipo de falla donde las capas rocosas de edad más antigua que se superponen sobre otras de edad más moderna por el efecto de presiones laterales.

FALLAS SINTÉTICAS: es un tipo de falla secundaria donde el desplazamiento es similar a la falla principal.

FASE: situación instantánea en el ciclo de una magnitud que varía cíclicamente, fracción de periodo transcurrido desde el instante correspondiente al estado tomado como referencia.

FRECUENCIA: indica las veces en que sucede un hecho en un determinado periodo de tiempo.

GEOLOGIA DEL PETROLEO: es una rama de la geología que estudia el origen, la formación y acumulación del petróleo en la naturaleza. Entre sus objetivos están la localización de posibles yacimientos, caracterizar su geometría espacial y la estimación de reservas potenciales.

GEOLOGÍA ESTRUCTURAL: rama de la geología que se dedica a estudiar la corteza terrestre, sus estructuras, la geometría de las rocas y la posición en que aparecen en la superficie.

HERRAMIENTA ONTRAK: herramienta utilizada en perforación direccional para la evaluación de propiedades físicas, generalmente la presión, la temperatura y la trayectoria del pozo en el espacio tridimensional, resistividad, rayos gamma, durante la extensión de un pozo.

INFRAYACENTE: estrato o roca que reposa por debajo de otro superior.

LUTITA: roca sedimentaria, de textura detrítica, principalmente se compone de minerales arcillosos (grupo de la caolinita, grupo de la montmorillonita, illita). Algunos componentes adicionales son hematita, limonita, calcita, dolomita, yeso y los sulfuros. El tamaño de grano se encuentra entre 1/16 mm y 1/256 mm de diámetro.

MAPA GEOLÓGICO: es una representación de la topografía de un espacio en el que se muestran los principios geométricos de las formaciones que existen en la superficie de la tierra, la información que suministra está relacionada con los tipos de rocas, las edades geológicas y con las estructuras tectónicas del terreno.

MIGRACIÓN: movimiento del petróleo en el subsuelo por efectos tectónicos o de las condiciones físicas.

OBJETIVO (TARGET): es un punto fijo del subsuelo que corresponde a la formación que debe ser penetrada por el pozo.

ONDA ELECTROMAGNETICA: es el comportamiento de las ondas de acuerdo a su longitud de onda y frecuencia.

OROGENIA: es el conjunto de procesos geológicos que se producen en los bordes de las placas tectónicas dando lugar a la formación de una cadena montañosa.

PATA DE PERRO: es un cambio abrupto de ángulo en la sección del pozo que cambia de dirección con más rapidez que la anticipada o deseada, produciendo en general efectos colaterales perjudiciales.

PROFUNDIDAD MEDIDA: es la distancia ó longitud del hueco. Representa la distancia de la trayectoria del pozo o la medición de la tubería.

PROFUNDIDAD TOTAL VERTICAL: es la distancia vertical existente entre un punto en el pozo (usualmente la profundidad actual o final) y un punto en la superficie. Ésta es una de las dos mediciones principales de profundidad utilizadas por los perforadores. Es importante para la determinación de las presiones de fondo de pozo, que son causadas en parte por la altura hidrostática del fluido en el pozo.

RECEPTORES: es un dispositivo que recibe información que envía el transmisor.

REGISTRO WIRELINE: es la medición por medio de instrumentos, del ángulo de inclinación y dirección en cierto punto del pozo, de litologías, de parámetros petrofísicos, de condiciones de perforación.

RESERVORIO: es un tipo de roca porosa y permeable que permite el almacenamiento de agua, petróleo y/o gas natural. Los reservorios que contienen grandes cantidades de estos materiales constituyen los yacimientos que con la debida tecnología permite su explotación económica.

Registrando Mientras se Perfora (Logging While Drilling): es una técnica utilizada en perforación en la que a medida que se va perforando en un pozo se va registrando en tiempo real las propiedades petrofísicas de las formaciones.

RESISTIVIDAD: resistencia eléctrica específica de cada material para oponerse al paso de una corriente eléctrica.

RESISTIVIDAD DE PROPAGACION MULTIPLE: se refiere al método en que la herramienta LWD toma la medida de resistividad a medida que se está perforando las formaciones de acuerdo a los espaciamientos de las antenas.

ROCA ALMACEN: es una roca que contiene un depósito mineral, petróleo o agua.

RUMBO: es la intersección entre el estrato y un plano horizontal, medido desde el plano N-S

SHALE: roca formada por la consolidación de partículas muy finas, arcillas. Presenta estructura laminar, muy fina, friable.

SINCRONISMO: son procesos, rasgos, factores, materiales, sedimentos, etc. que se desarrollaron en el mismo tiempo.

SUPRAYACENTE: estrato o roca que reposa sobre otro material.

TELEMETRIA: es un sistema que convierte las medidas registradas por cable o por las herramientas LWD en forma adecuada para poder ser transmitidas a superficie. Cuando son registradas por cable son transformadas en impulsos electrónicos o señales análogas y cuando es por LWD son convertidas en un patrón definido.

TRACK: es la sección del registro en que se muestra la información recolectada por la herramienta en superficie para análisis posteriores.

TRAMPA GEOLÓGICA: estructura que permite la acumulación o depositación de petróleo, atrapándolo e impidiendo que este escape de los poros de una roca permeable.

TRAMPA ESTRATIGRAFICA: este tipo de trampa se produce por la disminución de permeabilidad de la roca almacén, donde los hidrocarburos fluyen hacia la parte superior del yacimiento.

TRAMPA ESTRUCTURAL: tipo de trampa que puede ser producida por una falla que ponga en contacto una roca impermeable con una porosa, generando así un

espacio donde se acumula el petróleo, puede también ser ocasionada por un pliegue anticlinal, que permite atrapar el petróleo.

TRANSMISORES: son dispositivos utilizados para el envío de información hacia los receptores.

WORKFLOW MANAGER: es un software propiedad de Baker Hughes para la corrección de los registros de resistividad y demás parámetros petrofísicos.

LISTA DE ABREVIATURAS

°C	Grados Celsius de temperatura
°F	Grados Fahrenheit de temperatura
ADR	Azimuthal deep Reading resistivity
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
API	American Petroleum Institute
Bbl	Barril
BHA	Bottom Hole Assembly (Ensamblaje de Fondo)
BOPD	Barriles de petróleo por día (en inglés Barrels oil per day)
BPD	Barriles por día (en inglés Barrels per day)
BWPD	Barriles de agua por día (en inglés Barrels water per day)
DLS	Dog Leg Severity (Cambio en inclinación por cada 100 pies)
E&P	Exploration and Production (Exploración y producción)
Ft	Pies, unidades de longitud
GOR	Relación petróleo-gas
in	Pulgada
kHz	KiloHerz
Km	Kilómetros
Km²	Kilómetros cuadrados.
LWD	Logging While Drilling (Registrando Mientras se Perfora).
M	Metros
Ma	Millones de años
MD	Measure Depth (Profundidad medida)
mD	Milidarcy
MPRTEQ	Multiple propagation resistivity(Resistividad de Propagación Múltiple)
MWD	Measurement while drilling
NE	Norte - Este
OOIP	Petróleo original en sitio
P	Presión
ppm	Partes por millón
Psi	Pounds per square inch, por sus siglas en inglés.
RACHM	Resistivity Attenuation Long Space Corrected – 2 MHz
RACLM	Resistivity Attenuation Long Space Corrected – 400 kHz
RACSHM	Resistivity Attenuation Short Space Corrected – 2 MHz
RACSLM	Resistivity Attenuation Short Space Corrected –400 kHz
Real Time	Tiempo real
Rh	Resistividad horizontal
Rm	Resistividad de Lodo
Rmc	Resistividad del mudcake
Rmf	Resistividad del filtrado de lodo

ROP	Tasa de penetración
RPCHM	Resistivity Phase Long Space corrected – 2 MHz
RPCLM	Resistivity Phase Long Space corrected – 400 kHz
RPCSHM	Resistivity Phase Short Space corrected – 2 MHz
RPCSLM	Resistivity Phase Short Space corrected – 400 kHz
Rt	Resistividad de la zona virgen
Rv	Resistividad vertical
Rw	Resistividad de agua intersticial
Rxo	Resistividad de la zona lavada
Sh	Saturación de hidrocarburos
So	Saturación de petróleo
SPE	Sociedad de Ingenieros de petróleos
STB	Stock Tank Barrel, por sus siglas en inglés
Sw	Saturación de agua en la zona virgen
SW	Sur-Oeste
Sxo	Saturación de agua en la zona lavada
T	Temperatura.
TVD	True Vertical Deep. (Profundidad vertical verdadera)
USD	Dólares estadounidenses
WC	Corte de Agua
WOC	Contacto agua-petróleo
WOR	Relación agua-petróleo
WTI	Western Texas Intermediate (Valor de referencia del barril de petróleo en la costa oeste)

RESUMEN

El presente trabajo de grado inicia con las generalidades de los campos Nueva Esperanza, Jilguero y CPO-16, donde se encuentra su localización e historia, como estos campos se encuentran en la Cuenca de los Llanos Orientales de Colombia de describe de manera general la estructura geológica junto con la columna estratigráfica y una breve historia de producción. Continúa el capítulo teórico con la descripción de conceptos correspondientes a registros eléctricos con énfasis en los registros de resistividad, el siguiente capítulo muestra descripción general de las Herramientas LWD los factores que afectan la medición de la resistividad, además se presenta los registros de resistividad de la herramienta Ontrak tomados en campo, los registros de resistividad tomados con registros Wireline y las correcciones propuestas debido al ambiente de alta resistividad presente. El siguiente capítulo presenta la comparación de egresos en términos de costos del servicio de resistividad LWD actual con el servicio de resistividad propuesto.

Palabras Claves: Logging While Drilling, Perforación Direccional, Registros Eléctricos, Resistividad.

INTRODUCCIÓN

A medida que aumenta la demanda mundial de los recursos hidrocarburíferos, aumentan los retos asociados con la búsqueda y localización en el subsuelo. Factores como el incremento de desarrollo de yacimientos no convencionales y el aumento del factor de recobro han creado aún más la necesidad de comprender las diferentes operaciones para perforar formaciones complejas, profundas y con altos valores de compresibilidad. Al mismo tiempo, las nuevas tecnologías de perforación y sus estrategias que permiten el acceso a esos objetivos, han creado nuevos desafíos y problemas a resolver durante la perforación.

Nuevas Tecnologías han surgido de acuerdo a la necesidad de optimizar el proceso de perforación, generar tasas de penetración (ROP) más altas que las actualmente alcanzadas, eliminar casi por completo los tiempos no productivos de taladro y hacer de la etapa de perforación más rentable.

El uso de herramientas LWD han permitido optimizar la perforación de los pozos, en cuanto a tiempos de viajes, tiempos no productivos, registro de las propiedades petrofísicas del yacimiento mientras se está perforando, entre otros, es así cómo el obtener un alto desempeño de los sistemas de perforación se convierte en un reto para las compañías de servicios para lograr alcanzar y mejorar dichos objetivos. Los pozos horizontales han sido considerados elementos importantes y benéficos por brindar un área de contacto superior a la de los pozos verticales lo que presenta beneficios para las compañías, el problema radica cuando existen limitantes en la información en la toma de medición de propiedades petrofísicas en la fase de perforación, existe incertidumbre en cuanto a topes contacto agua-petróleo y buzamientos por la falta de información esto lleva a enfrentarse a retos donde se requieren herramientas tecnológicas que permitan cumplir los objetivos y generen no solo beneficios económicos sino de aprendizaje y obtención de información útil para proyectos similares.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Corregir la medición de resistividad tomada con Logging While Drilling(LWD), para los tres pozos donde se presentan ambientes de alta resistividad.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades de los tres pozos.
2. Describir el principio de funcionamiento de los Registros Eléctricos con énfasis en los registros de resistividad.
3. Presentar los datos de registros de Resistividad tomados en los tres pozos con "Wireline".
4. Presentar las generalidades del procesamiento de resistividad de propagación múltiple utilizada en Logging While Drilling (LWD) y las herramientas utilizadas para dicho fin.
5. Realizar la simulación sobre los datos obtenidos de resistividad con Logging While Drilling(LWD) mediante el procesamiento de resistividad de propagación múltiple.
6. Evaluar posibles alternativas de corrección a la medición de la resistividad de propagación múltiple de los registros resistivos tomados con Logging While Drilling (LWD), utilizando el simulador Workflow Manager aplicado para los ambientes de alta resistividad.
7. Realizar la comparación de las resistividades obtenidas y corregidas con respecto a las resistividades adquiridas con los registros "Wireline".
8. Comparar los egresos en términos de gastos y costos del servicio de resistividad actual con respecto al servicio de resistividad de propagación múltiple.

1. GENERALIDADES DE LOS CAMPOS

En el desarrollo de este capítulo se describen las características generales de los Campos CPO-16, Campo Nueva Esperanza y Campo Jilguero que se encuentran ubicados en la Cuenca de los Llanos Orientales de Colombia, de los cuales se tiene la información de las operaciones de perforación que se ha llevado a cabo por parte de la línea de Drilling Services de la Compañía Baker Hughes de Colombia, se hace referencia a la localización de los campos, descripción del marco geológico, geología estructural, geología del petróleo y una breve descripción de la producción acumulada por cada campo.

1.1 HISTORIA DE LOS CAMPOS A INVESTIGAR

El Campo Nueva Esperanza está ubicado en el Departamento del Meta es operado por la Compañía Ecopetrol y Talismán S.A, hasta el momento se están desarrollando estudios en el Campo Nueva Esperanza, siendo relevante para el desarrollo de éste trabajo la información de resistividad registrada en el año 2015 por las herramientas LWD cuando se estaba operando allí.

La historia del Campo CPO-16 data del año 2008 cuando se firma el contrato de Exploración y Producción (E&P) entre Hocol y la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)¹.

Durante el año 2012 se realizaron actividades de perforación del pozo y pruebas de laboratorio crudo–roca. El 20 de Febrero de 2013, Hocol S.A solicitó a la ANH la restitución del plazo contractual por 94 días de dicho programa, en razón a la negación por parte de la Agencia Nacional de Licencias Ambientales (ANLA)² de extender el periodo de vertimiento de la Licencia Ambiental 1870 del 19 de septiembre de 2011, que impidió que HOCOL S.A pudiera continuar con las actividades de evaluación propuestas.

Para el año 2013 la ANLA aprueba la prórroga de disposición de agua a través de terceros autorizados, haciendo que las actividades de evaluación en el campo se reanudaran.

¹ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. [En Línea] [Bogotá, Colombia]. [Citado el 25 de Febrero de 2013]. Disponible en internet: <http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Contratos%20EP%20y%20TEAS%20firmados/CTO%20EyP%20CPO%2016%20%202011.pdf>.

² AGENCIA NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES. [En Línea] [Bogotá, Colombia]. [Citado el 10 de Marzo de 2014]. Disponible en internet: http://www.anla.gov.co/sites/default/files/res_0847_21072015.pdf >

CEPSA³ inició su actividad de exploración en Colombia, en el año 2001. En la actualidad participa en 18 contratos de Exploración y Producción, 9 operados por la compañía, en la Cuenca de los Llanos Orientales y en el Valle Superior del Magdalena. En la Cuenca de los Llanos, opera en los bloques Caracara y Tiple, después de adquirir el 70% respectivamente de los derechos de explotación. En 2011 CEPSA adquirió una participación del 5% en Oleoducto Central S.A. (OCENSA), sociedad propietaria del principal oleoducto de Colombia. Con esta inversión, CEPSA accede a la infraestructura de crudo, reforzando su posicionamiento en el país. En ese mismo año se firma el contrato de Exploración y Producción (E&P) entre Cepsa y la Agencia Nacional de Hidrocarburos. Para la explotación del Campo Jilguero localizado en el Bloque Tiple.

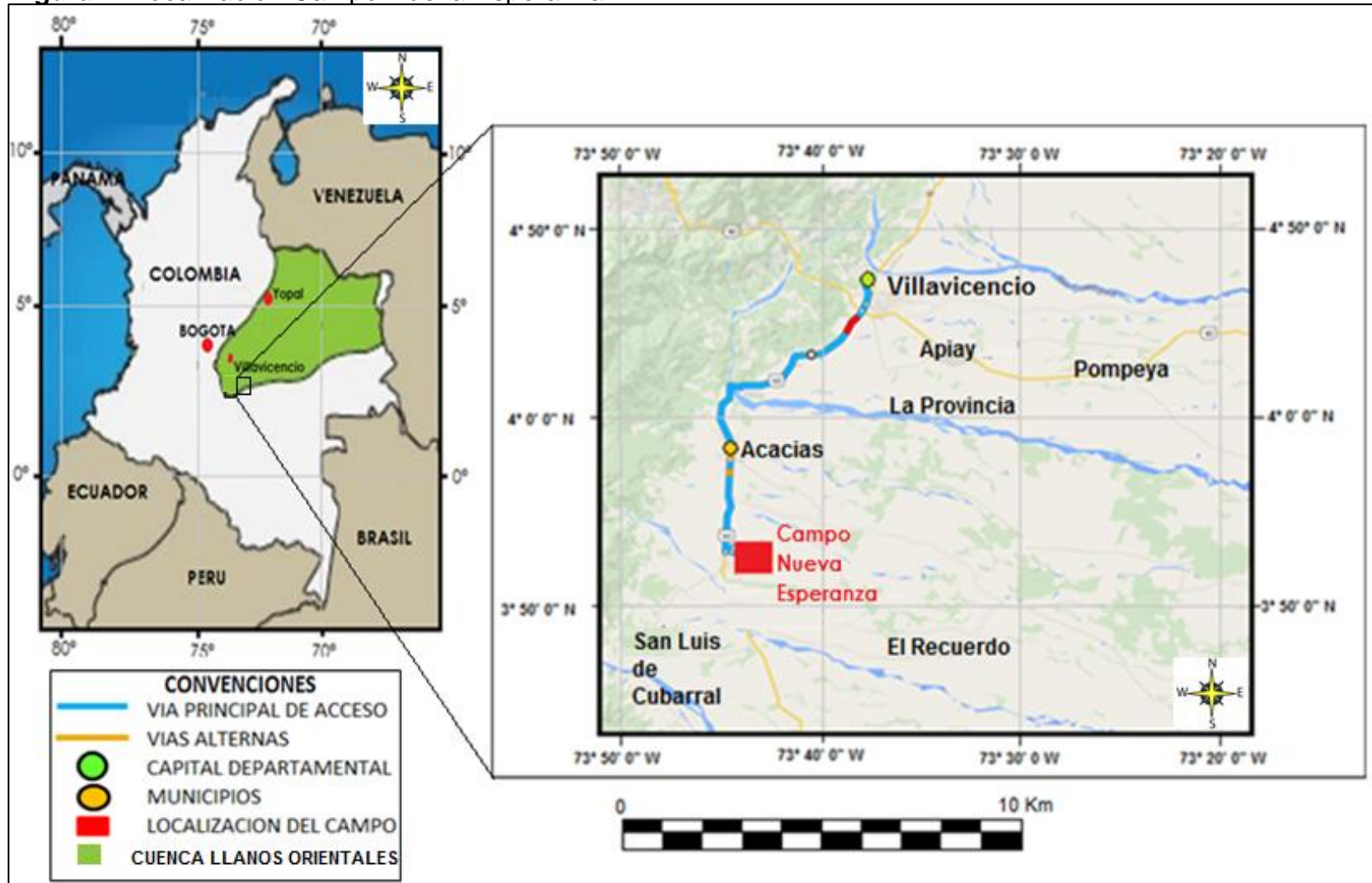
1.2 LOCALIZACIÓN DE LOS CAMPOS NUEVA ESPERANZA, CPO-16 Y JILGUERO

Los campos Nueva Esperanza, CPO-16 y Jilguero se encuentran localizados en la Cuenca de los Llanos Orientales de Colombia. La cual está limitada al norte por la Frontera Colombo-Venezolana, hacia el sur con la Serranía de la Macarena, el Arco de Vaupés y las rocas precámbricas metamórficas que afloran en el Rio Guaviare; hacia el oriente está caracterizado por el afloramiento de las rocas plutónicas precámbricas del Escudo de Guyana y al occidente la cuenca limita con el empuje frontal de la Cordillera Oriental.

De acuerdo a la **Figura 1**, el Campo Nueva Esperanza pertenece al Departamento del Meta y está localizado a 44 Km hacia el sur desde la Ciudad de Villavicencio en la vía hacia Acacias después del municipio encuentra una glorieta gira hacia la derecha por la ruta 46 después de 2 km gira hacia la izquierda para llegar al campo. El Campo CPO-16 está localizado en el Departamento del Meta a 80 Km de distancia hacia el sur desde la ciudad de Villavicencio por la ruta 46 atravesando los municipios de Acacias, Guamal, Castilla La Nueva, San Martin, Granada. Luego por la ruta 48 gira hacia la derecha unos 10 Km y luego gira de nuevo a la derecha para llegar al campo. Ver **Figura 2**. El Campo Jilguero se encuentra ubicado en la jurisdicción de los municipios de Maní y Tauramena en el Departamento de Casanare, desde la ciudad de Yopal aproximadamente a unos 110 Km hacia el sur por la vía de Tauramena pasando por los municipios de Aguazul y La Independencia por la ruta 65 luego girar a la derecha después de 10 km girar a la izquierda para encontrar la entrada al campo. Ver **Figura 3**.

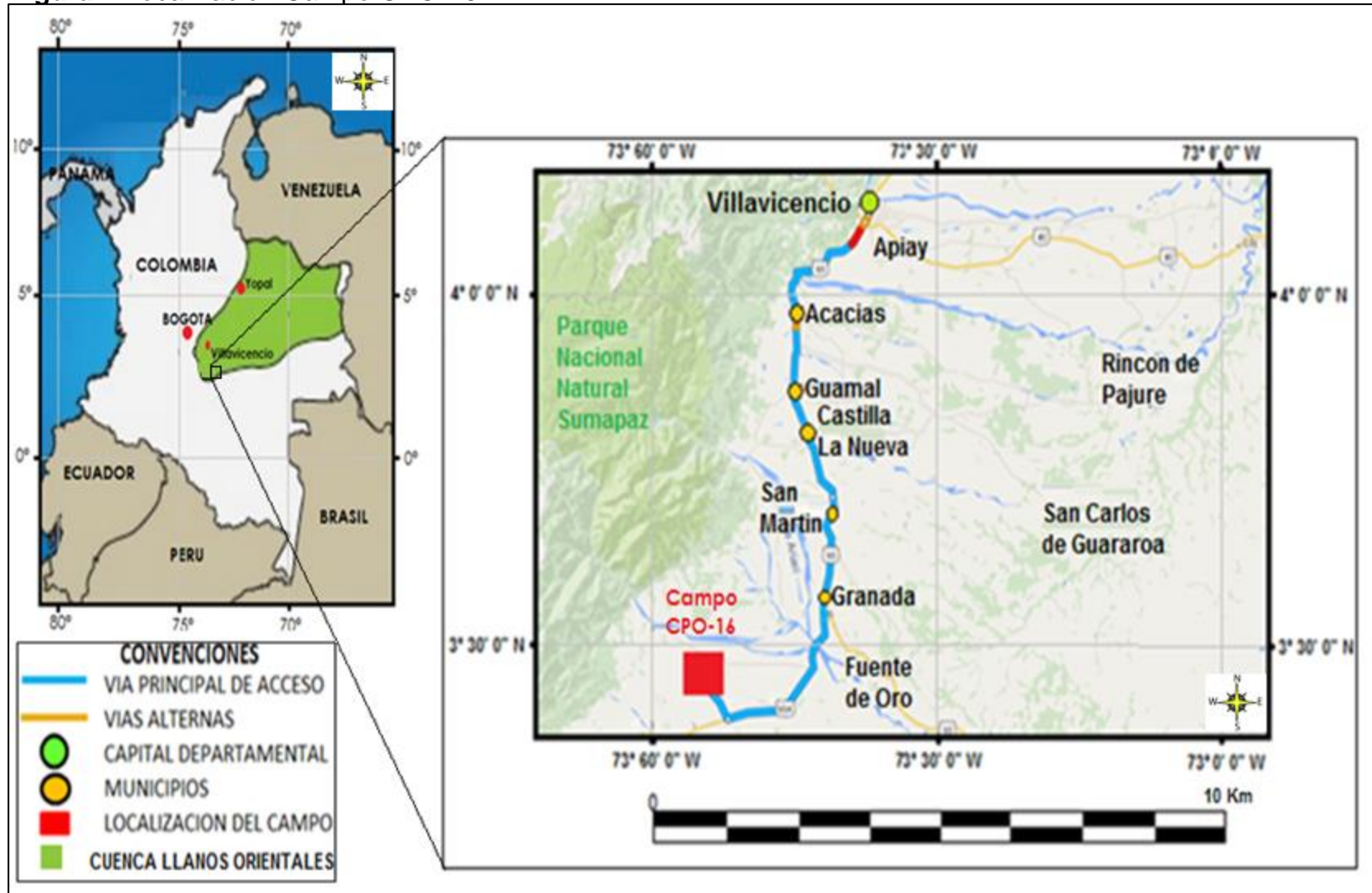
³ AGENCIA NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES. [En Línea] [Bogota, Colombia]. [Citado el 01 de Julio 2015]. Disponible en internet: <
http://www.anla.gov.co/sites/default/files/res_0775_01072015.pdf >

Figura 1. Localización Campo Nueva Esperanza.



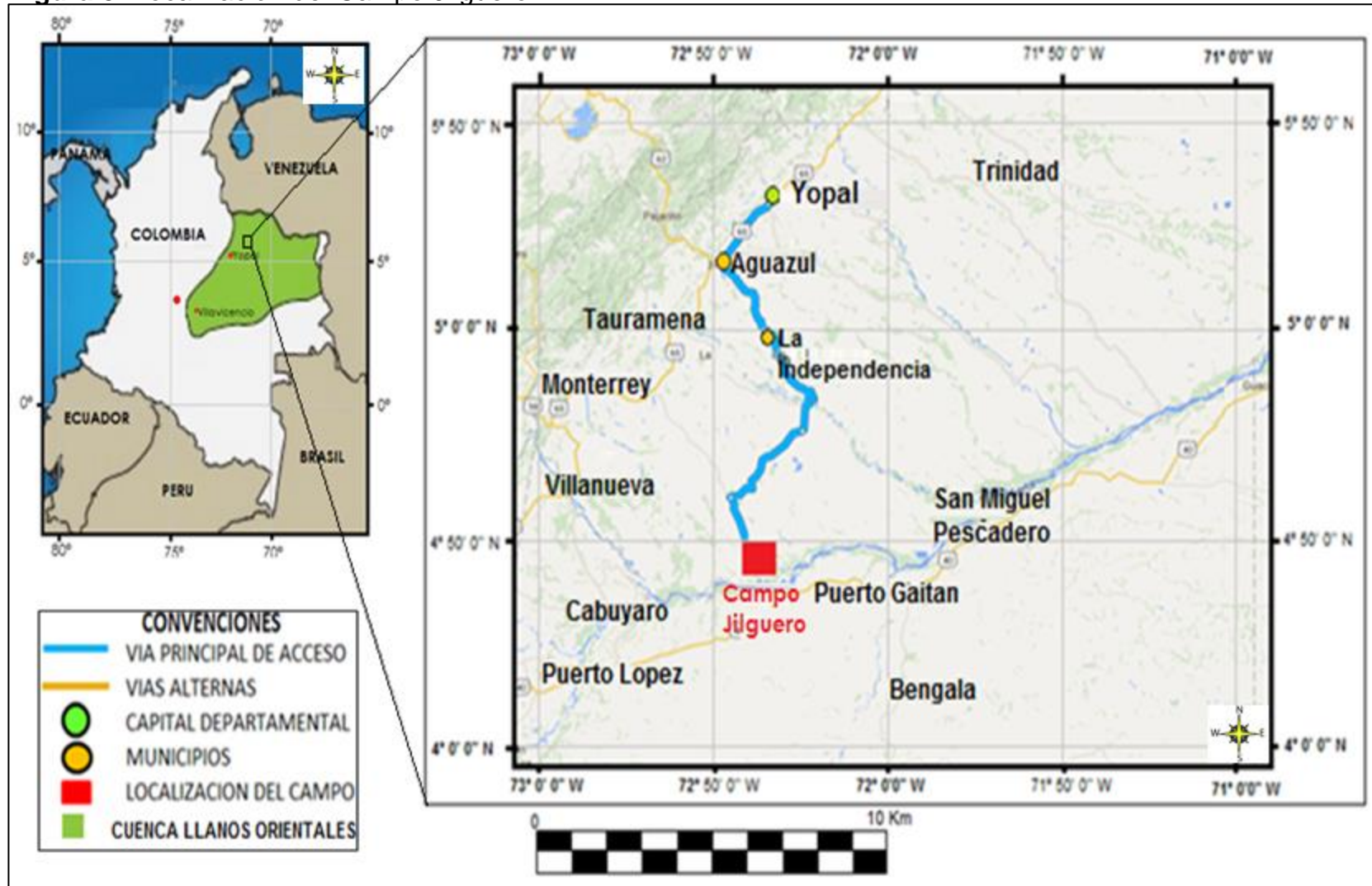
Fuente. INSTITUTO COLOMBIANO AGUSTIN CODAZZI. 2015

Figura 2. Localización Campo CPO-16.



Fuente. INSTITUTO COLOMBIANO AGUSTIN CODAZZI. 2015

Figura 3. Localización del Campo Jilguero.



Fuente. INSTITUTO COLOMBIANO AGUSTIN CODAZZI. 2015

1.3 MARCO GEOLÓGICO

Los campos CPO-16, Jilguero y Nueva Esperanza hacen parte de la Cuenca de los Llanos Orientales. A continuación se describen los eventos geológicos que afectaron la cuenca y que dieron origen a las complejas estructuras, la Columna Estratigráfica generalizada para el área, la descripción general de las formaciones geológicas, la descripción de la geología del petróleo y una breve historial de producción de cada campo.

1.3.1 Columna Estratigráfica. Estratigráficamente, el subsuelo de esta área está representado por rocas del Paleozoico, Cretáceo y Terciario separadas entre sí por discordancias regionales. En la Figura 4, se aprecia la Columna Estratigráfica generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales.

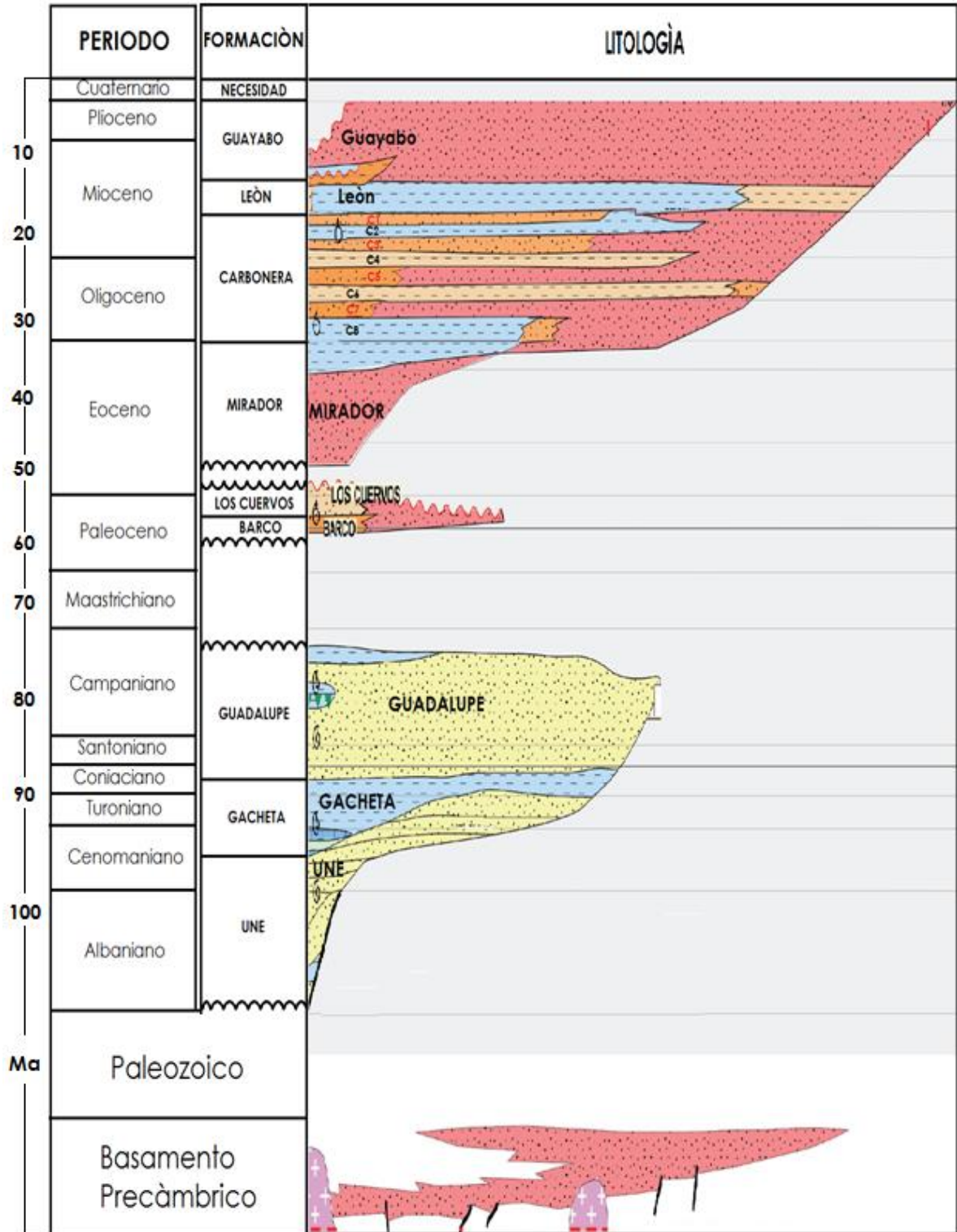
La depositación del Cretáceo Superior en el área de la Cuenca de los Llanos Orientales se inició durante el Cenomaniano (98-91 Ma) con una transgresión regional que cubrió las rocas del Paleozoico expuestas en esta región. De esta transgresión resultó el depósito de las areniscas basales Cretáceas, interpretadas a partir de datos regionales como la secuencia equivalente a la Formación Une. Según JULIVERT⁴, durante el Turoniano-Coniaciano Temprano (91-88 Ma) la elevación del nivel del mar con condiciones anóxicas dio como resultado el depósito de una sucesión de arcillolitas marinas, cherts y fosfatos en un mar epicontinental poco profundo. Estos sedimentos constituyen una excelente roca fuente y es conocida como la Formación Gachetá en el área de los llanos. El Grupo Guadalupe, representa dos ciclos mayores de progradación de la línea de costa hacia el noroeste. Las secuencias están constituidas predominantemente por areniscas de playa de alta energía, son altamente cuarzosas, acumuladas en un ambiente marino somero ampliamente distribuidas a través de la Cuenca de los Llanos Orientales. El área de aporte para estos sedimentos lo constituyó el Escudo Guyanés, localizado hacia el este.

Un descenso relativo en el nivel del mar, relacionado con la compresión asociada al evento de acreción de la Cordillera Occidental que comenzó a finales del Cretáceo (Maastrichtiano). Según Sarmiento, J.C.⁵, se produjo la exposición subaérea y erosión parcial de una gran parte de la cuenca. Como consecuencia se generó un hiato de 15-20 Ma el cual cubre el límite Cretácico-Terciario.

⁴ JULIVERT, M. Amerique Latine. 1968, p. 96

⁵SARMIENTO, Juan Carlos. Petroleum Geology of Colombia. Colombia: 2011. p. 49

Figura 4. Columna Estratigráfica Generalizada Cuenca Llanos Orientales.



Fuente. BARRERO, Dario. "Colombian Sedimentary Basins". AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS Modificada por el Autor.

La Formación Barco constituye una secuencia de depósitos de llanura aluvial, al finalizar la transgresión del Paleoceno Tardío. Durante la subsiguiente regresión la línea de costa regional se desplazó hacia el oeste. No se registraron depósitos de grano grueso; en cambio se establecieron condiciones características de llanura costera lodosa, lagos y deltas lacustres. Estos sedimentos corresponden a la parte superior donde se encuentra la Formación Los Cuervos, representada por una serie de arcillolitas con delgadas intercalaciones de areniscas líticas.

La depositación basal de la Formación Mirador estuvo dominada por depósitos arenosos de planicie aluvial de selva y ambientes lacustres. Según Sarmiento, J.D.⁶, esta formación constituye el principal reservorio en el Campo Jilguero. Sobre la Formación Mirador, se acumularon cuatro ciclos mayores de depósitos de planicie costera inferior, con influencia marina marcada, en la Cuenca de los Llanos Orientales. Estas secuencias corresponden a la denominada Formación Carbonera, Unidades (C8-C1) que se extienden en edad desde aproximadamente 34 Ma a 16.5 Ma (Oligoceno-Mioceno Temprano). En el Mioceno Medio un ascenso global del nivel del mar, se refleja en la depositación de las lodolitas de la Formación León, coincidiendo con la primera deformación y el primer levantamiento importante de la Cordillera Oriental.

1.3.2 Descripción Formaciones Geológicas. Como se mostró en la Columna Estratigráfica generalizada, la secuencia de las formaciones y la respectiva descripción litológica se presenta a continuación, de la más antigua a la más reciente.

1.3.2.1 Basamento. Del Precámbrico. Según la ANH⁷, La edad de las rocas graníticas varía entre 1100 y 1200 millones de años. Se compone por rocas holocristalinas con feldespatos indiferenciables y biotita, microscópicamente se distinguen microclina y nefelina con inclusiones de biotita y carbonato. Los granitos son de origen magmático o ultra metamórfico. Es un cuerpo de rocas ígneo de aproximadamente 656.168 pies de espesor. Presenta un contacto discordante con la suprayacente Formación Une.

1.3.2.2 Formación Une. La edad corresponde al periodo Albaniano, de la Época Cretáceo Inferior. Según Huback⁸, Esta constituida principalmente por

⁶ Ibíd.

⁷ ANH. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos, Cuenca de Llanos Orientales. 2012.

⁸ HUBACK E.F. Geología Petrolífera. Paris: 1931, p. 102.

areniscas cuarzosas con intercalaciones de limolitas carbonosas, el límite superior de la formación indicado por el cambio litológico de areniscas a lutitas. La Formación Une tiene un espesor estimado de 210 pies. La depositación se produjo en un ambiente continental. Es discordante con las areniscas infrayacentes del periodo Paleozoico y concordante con la suprayacente Formación Gacheta.

1.3.2.3 Formación Gachetá. Según HUBACK E.F⁹, se le ha asignado la edad del Cenomaniano-Turoniano, una discordancia estratigráfica del Jurásico yace del Cretácico la Formación Gachetá, esta formación está compuesta básicamente por arcillolitas y lutitas de colores negro y gris oscuro con alto contenido de materia orgánica, ocasionalmente se presentan lentes de arenisca cuarzosa de grano fino a medio. El espesor varía entre los 2000 y 6000 pies. El ambiente de depositación es fluvial. Es denominada la roca generadora de la cuenca. Esta infrayace concordantemente a la Formación Guadalupe y de igual forma suprayace a la Formación Une.

1.3.2.4 Formación Guadalupe. Pertenece a la edad del Coniaciano Superior a Maastrichtiano Inferior. Está representada por capas de arenisca con intercalaciones de arcillolitas originadas en procesos de regresión, organizadas normalmente de grano fino a grano medio. Según HUBACK E.F¹⁰, el espesor de ésta se reduce al sur en dirección oriental hacia el Escudo de Guayana hasta el acuñamiento completo, variando entre 400 y 800 pies. Se depositó en un ambiente sedimentario fluvial de canales entrelazados de baja sinuosidad. El contacto infrayacente es concordante con la Formación Gachetá y es discordante con la suprayacente Formación Barco.

1.3.2.5 Formación Barco. Esta formación es proveniente del Paleoceno, está compuesta principalmente de areniscas ricas en cuarzo de grano medio a grueso, bien calibradas y con estratificación cruzada de color blanco. Según Washburne, K.D.¹¹, ocasionalmente se encuentran delgadas intercalaciones de arcillolitas grises, parcialmente limosas, principalmente hacia la base. Tiene un espesor aproximado de 240 pies, el ambiente de depositación fluvial y de llanura costera. El contacto es concordante con la Formación Los Cuervos y es discordante con la Formación Guadalupe.

⁹ *Ibíd.*

¹⁰ *Ibíd.*

¹¹ WASHBURNE, K.D. Oil Possibilities of Colombia. Pittsburg: 1923. p. 120

1.3.2.6 Formación Los Cuervos. Esta formación es proveniente del Paleoceno Superior, actúa como roca sello debido al carácter poco permeable, está compuesta por arcillolitas con intercalaciones de areniscas, lutitas y mantos de carbón derivadas de un proceso de regresión en un plano litoral aluvial, tiene un espesor aproximado entre 350 y 550 pies, se ha interpretado un ambiente de depósito continental / transicional a marino para esta unidad. Según Wheeler O.C.¹², las capas de carbón tienen un espesor que varían entre 0.33 y 8.2 pies. El contacto superior es discordante con la suprayacente Formación Mirador y la base es concordante con la Formación Barco.

1.3.2.7 Formación Mirador. Sobre los depósitos de la Formación Los Cuervos, se hallan las rocas de la Formación Mirador del Eoceno Temprano, compuesta particularmente por areniscas grises granulosas (porosas, friables) y por arcillolitas, constituye el principal reservorio de la Cuenca de Los Llanos Orientales. Según Notestein F.B.¹³, el espesor promedio de esta formación es de 550 pies. Esta formación fue depositada en dos etapas, separada por una inconformidad regional. La deposición de la parte inferior de la Formación Mirador contiene facies que indican que se dió en un ambiente continental, y la superior contiene facies que indican que se depositó en ambientes transicionales de bahías o estuarios. La Formación Mirador es concordante con la suprayacente Unidad C8 de la Formación Carbonera, y se encuentra descansando en forma discordante sobre la Formación Los Cuervos.

1.3.2.8 Formación Carbonera. Sobre los depósitos de la Formación Mirador se encuentra una capa de areniscas y arcillolitas del Oligoceno definida como la Formación Carbonera, la edad es basada en estudios palinológicos de faunas de moluscos que han sido recolectadas en los sedimentos de esta formación, esta recibe su nombre a causa de la presencia de mantos de carbón encontrados en toda la sección. Este grupo se compone de ocho miembros que forman cuatro pares y van de C8 a C1. Cada par consta de una parte superior fluvial de la formación de intercalaciones de arenisca y una baja de arcillolitas de la llanura costera.

• **Carbonera Unidad C8.** Según Notestein F.B.¹⁴, perteneciente a la edad de Eoceno Inferior. Está conformado por una secuencia monótona de arcillolitas de

¹² WHEELER, O.C. Tertiary Stratigraphy. Philadelphia: 1935. p. 37.

¹³ NOTESTEIN, F.B., HUBACH, C.W. y BOWLER (J.W). Geology of the Barco Concession, Republic of Colombia, South America, *Bull Geol. Soc. Amer.*, vol. 55, pp. 1944. p. 1194-1196.

¹⁴ *Ibid.*

color gris a gris verdoso. En algunas partes de la cuenca se encuentran unas delgadas intercalaciones de limolitas hacia la base de la formación. Aproximadamente tiene 450 pies de espesor. El ambiente de depositación es posiblemente de planicie costera, presenta un contacto infrayacente discordante a la Unidad C7 y un contacto concordante suprayacente con la Formación Mirador.

- **Carbonera Unidad C7.** Según Notestein F.B¹⁵, pertenece a la edad del Oligoceno, está conformado por una secuencia de capas de areniscas con pequeñas intercalaciones de arcillolitas y lutitas y delgados mantos de carbón hacia la base. El espesor es aproximadamente de 450 pies. Esta formación es de origen fluvial, el ambiente de depositación es deltaico, presenta un contacto concordante suprayacente con la Unidad C6 y concordante infrayacente con la Unidad C8.

- **Carbonera Unidad C6.** De edad Oligoceno. Está constituida básicamente por una secuencia formada por arcillolitas y lutitas y en menor cantidad de areniscas y limolitas según Washburne, K.D.¹⁶. La arcillolita es de color gris claro, verde claro, gris verdoso claro, localmente laminada, y ocasionalmente limosa. El espesor de esta unidad es de aproximadamente 215 pies, el ambiente de depositación es costero. es concordante con la suprayacente Unidad C5 y es concordante con la infrayacente Unidad C7.

- **Carbonera Unidad C5.** Pertenece a la edad de Oligoceno. Esta unidad se caracteriza por la alternancia de areniscas, areniscas con arcillolitas, limolitas y lutitas donde predominan estas últimas. Tiene aproximadamente 450 pies de espesor. El ambiente de depositación es continental. Posee un contacto concordante a la suprayacente Unidad C4 y es concordante con la infrayacente Unidad C6.

- **Carbonera Unidad C4.** De la edad del Oligoceno. Está conformada por una secuencia de areniscas relativamente delgadas de color gris a gris verdoso, tiene un espesor aproximado de 400 pies, el ambiente de depósito es probablemente de planicie costera, presentando un contacto infrayacente discordante a la unidad C3 y es concordante a la suprayacente Unidad C5.

¹⁵ Ibid.

¹⁶ WASHBURNE, K.D. Oil Possibilities of Colombia. Pittsburg: 1923. p. 120

• **Carbonera Unidad C3.** De edad del Oligoceno. Según Wheeler O.C.¹⁷, está constituida principalmente por limolitas y delgadas intercalaciones de arenisca cuarzosa, de regular a buena selección. Localmente se observaron delgados mantos de carbón en la parte media superior y trazas de siderita. El espesor de la unidad es de aproximadamente 300 pies. Estos sedimentos son de origen fluvial. Presenta un contacto concordante con la suprayacente Unidad C2 y es concordante con la infrayacente Unidad C4.

• **Carbonera Unidad C2.** Hubman C.W.¹⁸. Enuncia que a la formación se le asigna la edad de Oligoceno, compuesta principalmente por lutitas grises y pequeñas cantidades de limolitas presentan una consolidación de moderada a leve, en su mayoría no son hinchables, y poco solubles. Presenta un contacto infrayacente discordantemente a la Unidad C1, tiene aproximadamente 250 pies de espesor. El ambiente de depositación es probablemente planicie puede tener hasta 600 pies de espesor.

• **Carbonera Unidad C1.** Pertenece a la edad Mioceno. Es el miembro superior de la Formación Carbonera. El tope de esta unidad se caracteriza por la aparición de areniscas luego de una secuencia de lutitas. Este intervalo está dado por una secuencia de areniscas de grano fino a medio. Según Notestein F.B.¹⁹, las areniscas pueden tener espesores de hasta 70 pies, y son fácilmente correlacionables entre pozos aunque el espesor varía considerablemente con la distancia. El ambiente de depositación de esta unidad es de origen fluvial. El espesor es de 485 pies, tiene contacto concordante con tanto con la suprayacente Formación Leon como también con la infrayacente Unidad C2 respectivamente.

1.3.2.9 Formación León. Las asociaciones micro faunísticas y micro floristas permiten indicar que estos sedimentos se depositaron durante el Mioceno Medio. Está compuesta principalmente de lutitas grises, moderadamente consolidadas, no hinchables, también dentro de la composición algunas intercalaciones delgadas de areniscas y carbones. Según Notestein F.B.²⁰, proviene de un ambiente marino somero, el espesor varía de oeste a este entre 1600 pies a 700 pies. El contacto inferior con la Formación Carbonera es concordante y el contacto suprayacente con la Formación Guayabo es concordante.

¹⁷ WHEELER, O.C. Tertiary Stratigraphy. Philadelphia: 1935. p. 37.

¹⁸ HUBMAN C.W. Stratigraphy and Petrology. New York. 1970. p. 131

¹⁹ NOTESTEIN, F.B., HUBACH, C.W. y BOWLER (J.W). Geology of the Barco Concession, Republic of Colombia, South America, *Bull Geol. Soc. Amer.*, vol. 55, pp. 1944. p. 1194-1196.

²⁰ *Ibid.*

1.3.2.10 Formación Guayabo. Estudios palinológicos sugieren una edad Mioceno Superior. Según Notestein F.B.²¹, esta formación presenta una parte superior constituida en su mayoría por areniscas de grano medio a grueso de color gris, carmelito claro regularmente seleccionada con delgadas intercalaciones de arcillolitas y limolitas. La parte inferior de la formación es predominante arcillosa y está constituida por arcillolitas y limolitas con intercalaciones de areniscas y carbones. Tiene aproximadamente 1300 pies de espesor, refleja un ambiente de depósito continental. Presenta un contacto suprayacente concordante a la Formación Necesidad.

1.3.2.11 Formación Necesidad. Se considera en una edad del Plioceno – Pleistoceno. Según SARMIENTO²², la Formación Necesidad está constituida por una secuencia de conglomerados poco consolidados en una matriz arcillo – arenosa, alternando con areniscas de grano fino a grueso, en menor proporción de arcillolitas. El ambiente de depositación es un ambiente continental. No se conocen hasta el momento fósiles pertenecientes a esta unidad. Presenta un contacto infrayacente concordante a la Formación Guayabo.

1.3.3 Geología Estructural. Según Estrada²³, la Cuenca de los Llanos Orientales consiste en una depresión estructural con rumbo Noreste; comprende tres unidades estructurales, cada una con un estilo tectónico particular. El cinturón plegado, localizado en el Piedemonte Llanero y limitado por dos fallas mayores de cabalgamiento inclinadas al Oeste. La depresión subandina, que corresponde a la zona de máximo espesor sedimentario y se encuentra entre el cinturón plegado y la plataforma, zona con relativamente poca deformación.

Según Estrada²⁴, en el cinturón plegado, al lado Este del Macizo de Quetame y de la Cordillera Oriental, está limitado por un cinturón de fallas cabalgantes que pone en contacto rocas cambro-ordovicicas, devónicas y cretáceas hacia el Oeste con rocas de Mioceno y el Plioceno hacia el Este. Según Galvis y Suarez²⁵, la Depresión Subandina es una provincia localizada al Este del Cinturón Plegado y corresponde a una zona suavemente deformada con el máximo espesor

²¹ Ibid.

²² SARMIENTO, Juan Carlos. Petroleum Geology of Colombia. Colombia: 2011. p. 50

²³ ESTRADA, A. Regional Geology and Tectonic evolution of the subandean Basins from Barinas Basins(Venezuela) to the Napo River(Ecuador). En: Exploracion Petrolera en las Cuencas Subandinas de Venezuela, Colombia, Ecuador y Peru. Asoc. Col. De Geol. Y Geof. Del Petrol, Simposio 73, 1982, p. 13, citado por GALVIS, Nestor y Suarez, Martha, p. 17.

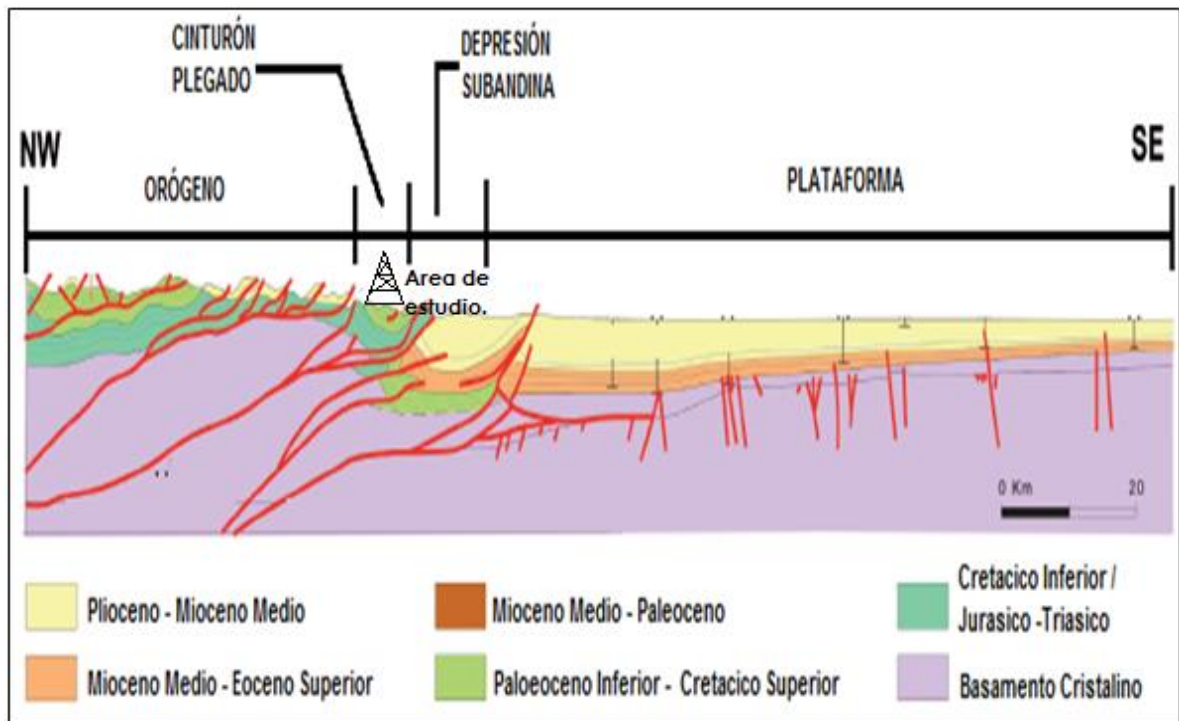
²⁴ Ibid.

²⁵ GALVIS, Nestor y SUAREZ, Martha, Op., Cit., p. 8

sedimentario en la cuenca de los Llanos Orientales. La plataforma es un área plana donde los afloramientos son escasos, consiste en una cuña de sedimentos buzando hacia el Oeste, interrumpidos localmente por fallas normales antitéticas de alto ángulo (dirección NE).

La **Figura 5** muestra un corte esquemático generalizado de la Cuenca de los Llanos Orientales, con las tres unidades estructurales mencionadas y sus estilos tectónicos característicos. Se observa el acuñaamiento de los estratos hacia el Este y las mayores complejidades estructurales hacia el Oeste. Las áreas de estudio se encuentran localizadas entre el Cinturón Plegado de la Depresión Subandina.

Figura 5. Corte esquemático NW-SE generalizado de la Cuenca de los Llanos Orientales.



Fuente. SARMIENTO, Juan Carlos. "Petroleum Geology of Colombia. Colombia: 2011". AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Modificada por el Autor.

1.3.4 Geología del Petróleo. La Geología del Petróleo estudia todos los aspectos relacionados con la formación. A continuación se presenta la descripción de la roca generadora, la roca almacén, la roca sello, la trampa y el sincronismo de hidrocarburos correspondiente a la Cuenca de los Llanos Orientales.

1.3.4.1 Roca Fuente. Según Barrero, D.²⁶, La Formación Gacheta constituye la roca fuente principal para la Cuenca de los Llanos Orientales, está localizada debajo del flanco de la Cordillera Oriental. El ambiente de depositación es marino – continental, contiene kerogeno tipo II y III, un contenido orgánico que va desde el 1% al 3% con un espesor efectivo entre 150 – 300 pies.

1.3.4.2 Roca Reservorio. Según Barrero, D.²⁷, En el periodo Paleógeno las areniscas de la Formación Carbonera (C3-C5-C7) y la Formación Mirador son unidades de reservorio excelente, con porosidades promedio de 20% con buena continuidad y permeabilidades promedio de 600 mD. Varios espesores prospectivos varían de pocos pies a 180 pies, la Formación Carbonera y la Formación Mirador son las rocas reservorio para los campos CPO-16, Jilguero y Nueva Esperanza.

1.3.4.3 Roca Sello. Según Wheeler, O.C.²⁸, la Unidades C-8 de la Formación Carbonera ha sido considerado como el sello regional de la cuenca, sin embargo, debido a la extensión, el mejor sello es la Unidad C-2. Las unidades pares (C-2, C-4, C-6, C-8) de la Formación Carbonera son considerados como sellos locales así como niveles lutíticos de las formaciones Guadalupe y Gacheta.

1.3.4.4 Trampa Estructural. Según Barrero, D.²⁹, el entrampamiento se debe a que tiene una estructura anticlinal asociada al Paleozoico, cuyas dimensiones son de seis kilómetros de longitud y tres kilómetros de ancho, el anticlinal limita al norte con una falla normal y en sus flancos

1.3.4.5 Migración. Según Barrero, D.³⁰, hasta el momento dos eventos de migración han sido documentados. El primero ocurrió durante el Alto Eoceno-Oligoceno comprendidas en el periodo del Paleógeno, el segundo pulso de la migración comenzó en la época del Mioceno hasta la actualidad, haciendo parte del periodo Neógeno y Cuaternario. Con la Orogenia Andina correspondiente al periodo Mioceno Tardío, se considera que rocas principalmente de Edad Cretácea y posiblemente algunas terciarias, alcanzaron las condiciones para la generación y expulsión de volúmenes importantes de hidrocarburos, los cuales se desplazaron

²⁶ BARRERO, Dario. Colombian Sedimentary Basins. Colombia: 2007 p. 85

²⁷ Ibid.

²⁸ WHEELER, O.C. Tertiary Stratigraphy. Philadelphia: 1935. p. 37.

²⁹ BARRERO, Dario. Colombian Sedimentary Basins. Colombia: 2007 p. 86

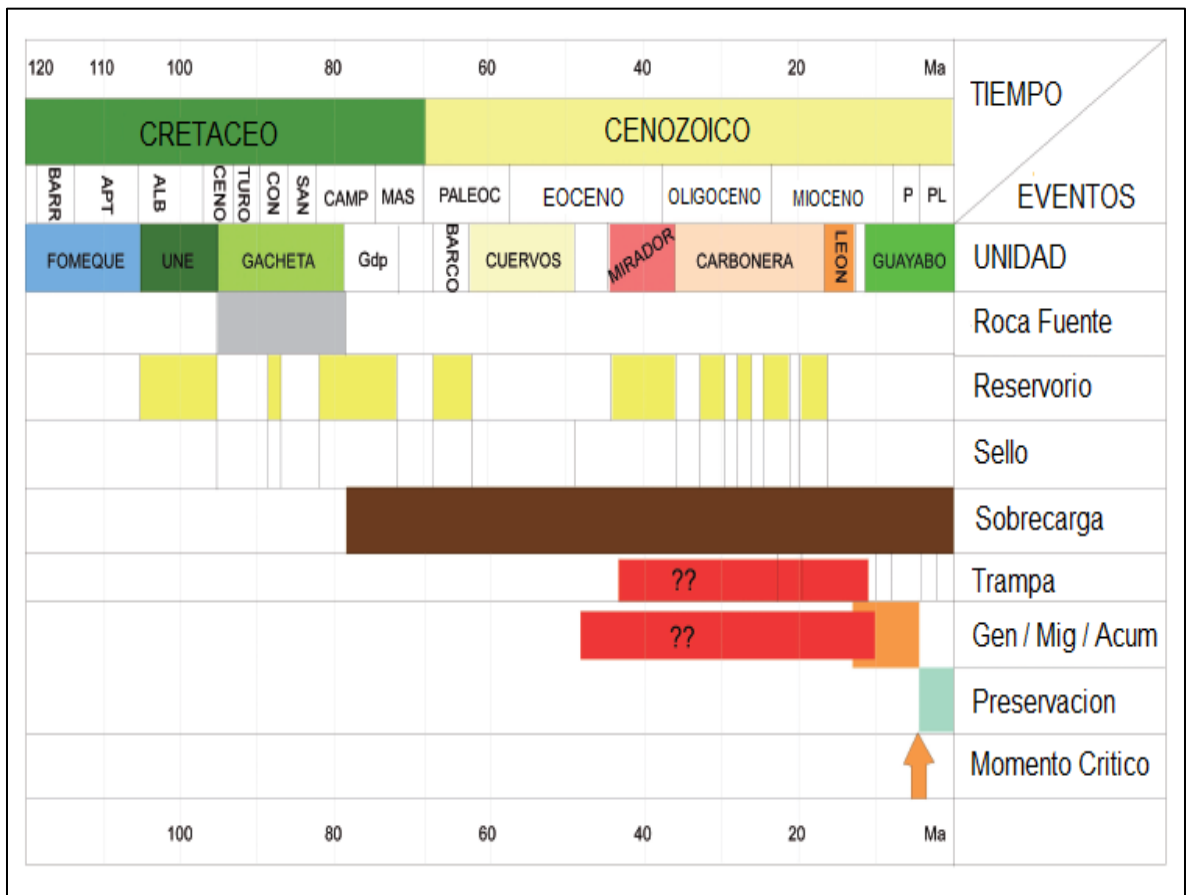
³⁰ Ibid.

hacia el Oriente sobre el basamento y a través de fallas e intervalos de areniscas de la secuencia sedimentaria.

1.3.4.6 Sincronismo de la Cuenca de los Llanos Orientales. A continuación en la **Figura 6.** se presenta la carta de eventos donde se muestra el momento de depositación de la roca generadora o fuente la cual se presentó en el Cretáceo con la Formación Gacheta, el principal periodo de generación de hidrocarburo y expulsión ocurrió durante el tiempo Paleógeno y probablemente a principios del Cretáceo. Luego se observa la depositación de areniscas en la Formación Une y Formación Gacheta durante el Cretáceo, para el periodo Cenozoico la Formación Barco, la Formación Carbonera (C3-C5-C7) y la Formación Mirador son unidades de reservorio excelente, la depositación de lutitas en las unidades pares (C-2, C-4, C-6, C-8) de la Formación Carbonera son considerados como sellos, así como niveles lutíticos de las formaciones Guadalupe y Gacheta. Se menciona que desde el tiempo del Cretáceo ocurre la sobrecarga y en el tiempo del Cenozoico hacia el periodo del Eoceno Superior ocurre el evento de trampa, el evento de migración y acumulación ocurre en el periodo del Eoceno. Esta síntesis describe la cronología de los elementos geológicos que se encuentran en un sistema petrolero para la Cuenca de los Llanos Orientales indicando una secuencia cronológica favorable para la acumulación de hidrocarburos, según Sarmiento, J.C.³¹.

³¹ SARMIENTO, Juan Carlos. Petroleum Geology of Colombia. Colombia: 2011. p. 107

Figura 6. Carta de eventos del sistema petrolífero de la Cuenca de los Llanos Orientales.

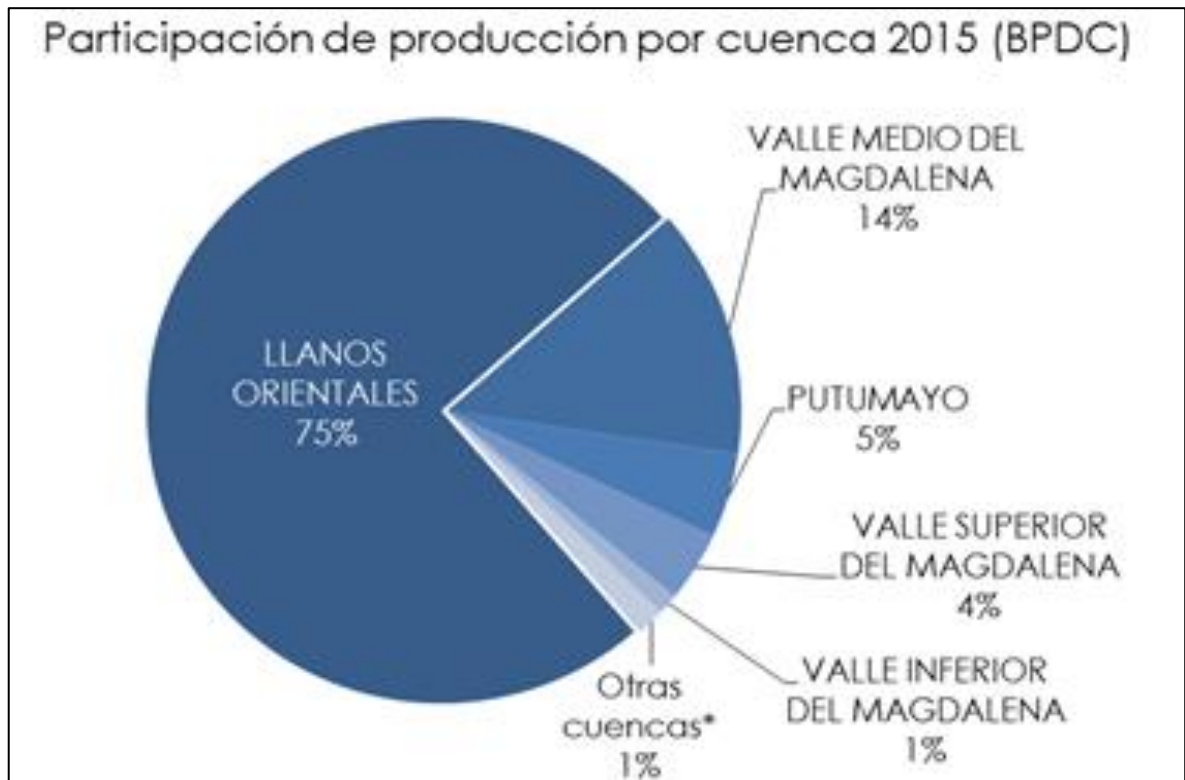


Fuente. AHN. SARMIENTO, Juan Carlos. "Petroleum Geology of Colombia". 2011.

1.4 HISTORIA DE LA PRODUCCIÓN DE LA CUENCA

De acuerdo al informe estadístico petrolero publicado por la Asociación Colombiana de Petrolero (ACP).³², la Cuenca de los Llanos Orientales tiene una participación del 75% en la producción de crudo en el país como se observa en la **Grafica 1.** seguido por la Cuenca del Valle Medio del Magdalena con una participación de 14%.

Grafica 1. Participación de Producción de Crudo por Cuenca para el Año 2015.

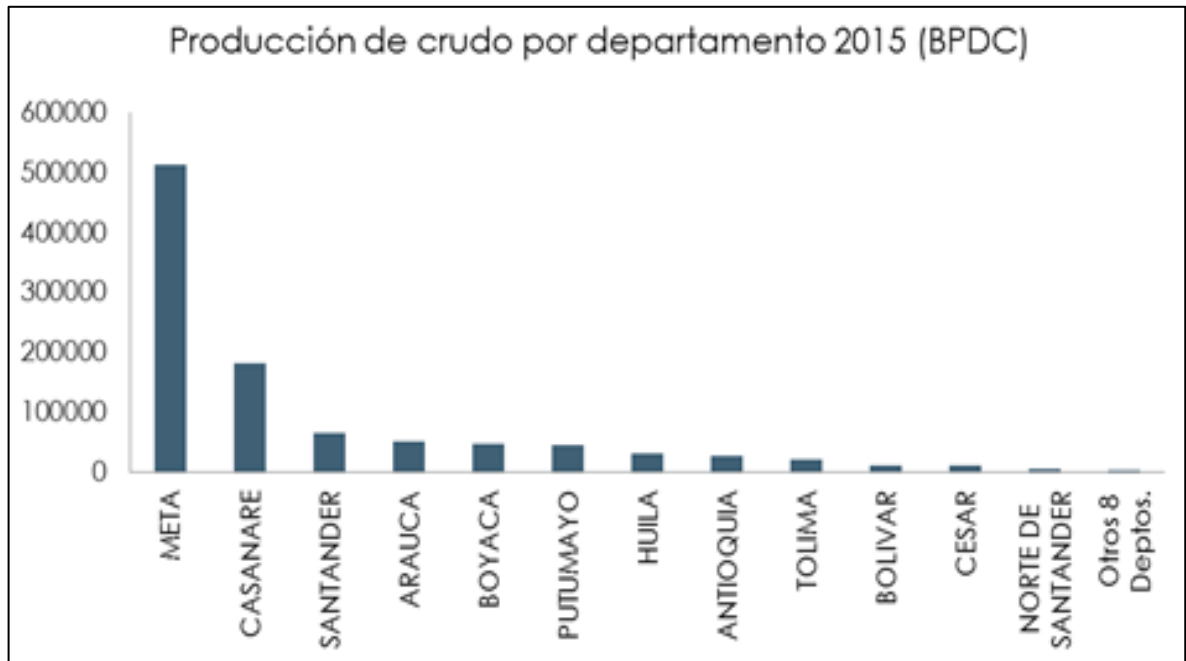


Fuente. ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE PETRÓLEO. "Informe Estadístico Petrolero".2015

En la **Gráfica 2** muestra la producción de crudo por departamento en el año 2015 en el cual se infiere que el mayor aporte está dado por los Departamentos del Meta donde están ubicados los Campo CPO-16 y Campo Nueva Esperanza; y el Departamento de Casanare donde está ubicado el Campo Jilguero.

³² ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE PETROLEO. Informe Estadístico Petrolero. 2015

Grafica 2. Producción de crudo por departamento en el Año 2015.



Fuente. ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE PETRÓLEO. "Informe Estadístico Petrolero".2015

Es de recalcar que para los campos mencionados como por ejemplo, el Campo Nueva Esperanza no se tiene historial de producción en el momento ya que se encuentra en estudio. Para el Campo Jilguero según el informe estadístico petrolero se reportó para el año 2015 una producción de crudo de 1216 barriles por día calendario a diciembre de 2015. Para el campo CPO-16 de acuerdo al informe se reportó a Diciembre del año 2015 una producción de 1486 barriles por día calendario. Según la ACP.³³

³³ ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE PETROLEO. Informe Estadístico Petrolero. 2015

2. MARCO TEORICO

Las herramientas convencionales de “WireLine” que tradicionalmente se han utilizado para la medición de la resistividad han aportado los principios básicos de evolución que lleva a trabajar con herramientas LWD. En la industria del petróleo es crucial ir de la mano de los avances tecnológicos ya que permiten facilitar las operaciones en campo, así como también la interpretación de los datos que provienen del subsuelo. Las herramientas LWD proveen información importante que ayuda a disminuir la incertidumbre geológica y condiciones petrofísicas del yacimiento mientras se perfora; dando a conocer información valiosa en tiempo real, facilitando los alcances petrofísicos para mejorar la calidad en la operación de perforación; por ejemplo, reconocer topes y bases de formaciones geológicas, contacto agua petróleo, mientras se perfora. Lo cual implica toma de decisiones de manera mucho más rápida.

2.1 GENERALIDADES DE LOS REGISTROS ELECTRICOS

Los registros eléctricos comprenden una amplia gama de herramientas que son utilizadas para el diagnóstico de las características de las formaciones atravesadas en un pozo. Que bajo un análisis cuidadoso se infieren en valores precisos de evaluación de formaciones tales como, las saturaciones de hidrocarburos y agua, la porosidad, la permeabilidad y la litología que se encuentra al momento de perforar el pozo. Es importante conocer estos datos para poder desarrollar estrategias posteriores a la perforación como, el espesor de la zona productora, la homogeneidad del yacimiento, el volumen de hidrocarburos, el completamiento del pozo, las zonas del pozo que se deben completar, pronosticar si la inversión que se va a hacer en el área se podrá recuperar a un determinado tiempo. etc.

Entre los registros eléctricos se encuentran principalmente dos métodos de recolección de información, el primero de ellos se denomina Registros de Wireline (guaya) el cual consiste en tomar la información una vez que el proceso de perforación a finalizado, esta toma de registros se puede hacer con hueco revestido o abierto. El segundo de ellos se conoce como LWD (registrando mientras se perfora), este proceso consiste en herramientas que están incluidas en el BHA (ensamblaje de fondo) tomando la información en tiempo real y en memoria, esta se transmite a superficie con diferentes métodos (pulso positivo, electromagnético u otros). Estas herramientas proporcionan información mecánica sobre la sarta de perforación como lo es el torque y arrastre, la tasa de penetración, el peso sobre la broca y la dirección de la misma, los cuales pueden

contribuir a tener un mejor control sobre la perforación y haciendo posible una mejor interpretación de las propiedades petrofísicas del yacimiento a través que la información transmitida hasta superficie.

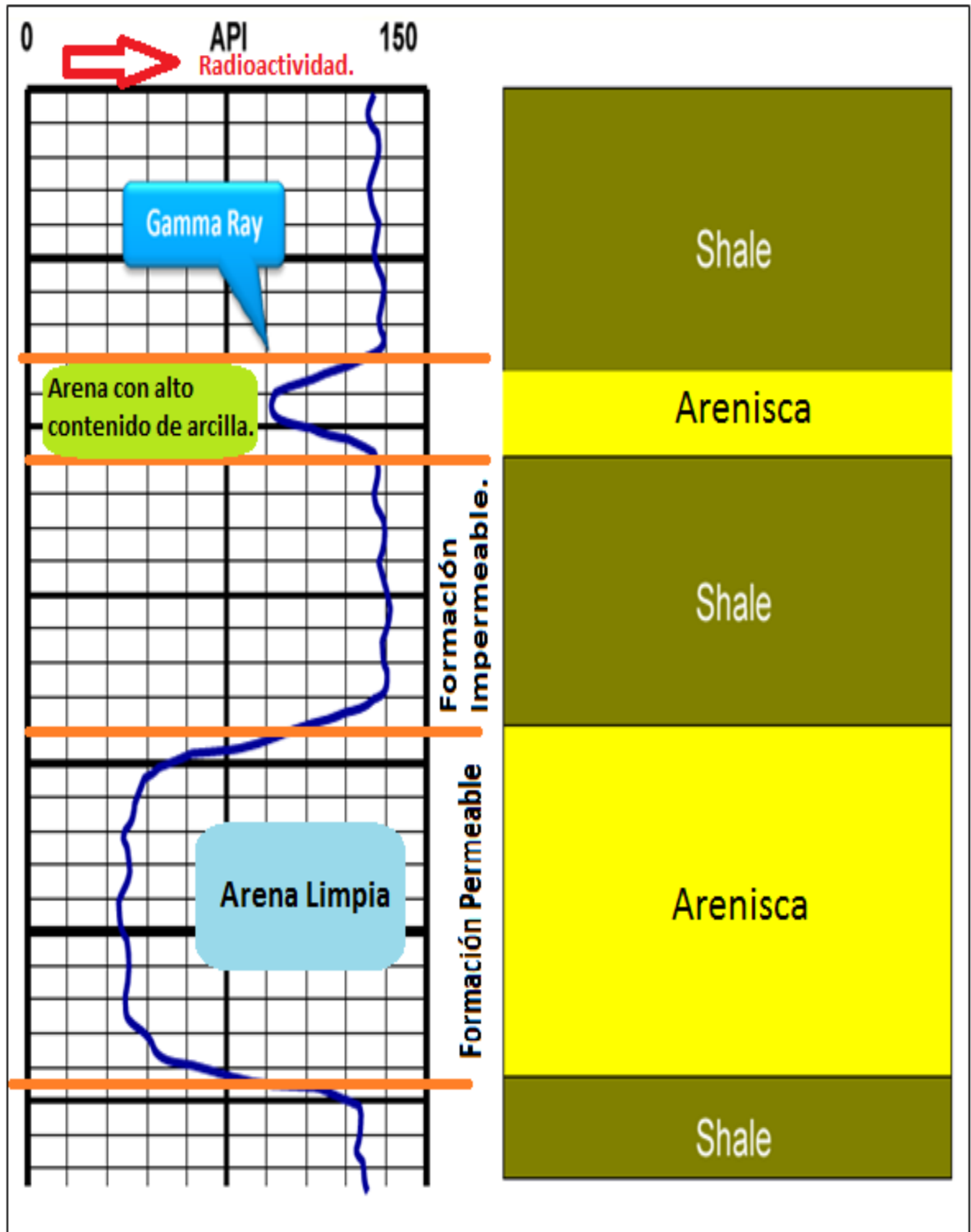
Los registros que se toman mediante los dos métodos antes mencionados tienen propósitos variados, para el fin de este estudio se hace énfasis en la evaluación de formaciones, a continuación se presenta una descripción breve de las principales características que se recolectan en un pozo:

2.1.1 Registro Gamma Ray. El registro de rayos gamma mide la radioactividad natural de las formaciones sin indicar de donde provienen, el registro de Gamma Ray Espectral identifica la fuente y cuantifica la cantidad de elementos que se han hallado en las rocas y que emiten más radiación dentro de los cuales se tienen: Torio, Uranio y Potasio. De acuerdo a lo mencionado por Manrique³⁴, los registros Gamma Ray registran ondas de alta emisión de energía radiactiva. La herramienta empleada es una sonda que recibe la radioactividad natural de la formación, la unidad de medida original son cuentas por segundo (cps) recibidas por la sonda esta información es calibrada mediante la diferencia de cuentas por segundo entre las zonas radioactiva y no radioactiva a 200 °API, que finalmente se reporta en unidades °API entre 0 y 150. En presencia de lutitas hay un aumento en el valor de la curva de rayos gamma sucede porque durante la meteorización de las rocas, los elementos radioactivos se desintegran en partículas de tamaño de las arcillas, emitiendo altas concentraciones de rayos gamma.

El principal uso es la determinación de litología, indicar capas permeables o no permeables, cálculo de volumen de arcilla, definir espesores y límites de capas, ajustar profundidad, determinar el ambiente de depositación, detectar zonas fracturadas. Generalmente las formaciones que contienen arcillas o lutitas tienen alto contenido radioactivo a diferencia de las arenas limpias y carbonatos que suelen tener bajo contenido radioactivo. Algunos factores que afectan el registro Gamma Ray son la velocidad con la que sube o baja la sonda, diámetro del hueco, espesor de la formación, excentricidad y diámetro de la sonda, densidad y tipo de lodo. A continuación se muestra en la **Figura 7** un ejemplo del registro gamma ray y el comportamiento de la curva al atravesar las capas de arena y shale.

³⁴ MANRIQUE, Jesus & CHAJID, Edgar, Principios de Interpretación de registros de Pozo. Universidad de Caldas, Programa de Geología y Minas. p.9.

Figura 7. Registro Gamma Ray.



Fuente: BAKER HUGHES INC. Fundamentals of LWD Resistivity & Gamma Logging. Diapositiva 64. Septiembre 2013.

2.1.2 Registro Densidad de Porosidad. De acuerdo a EZEKWE³⁵, este registro permite determinar la densidad el sistema roca-fluido, permitiendo a su vez cuantificar la porosidad e la formación. La toma del registro se fundamenta en el choque inelástico entre los rayos gamma que son bombardeados hacia la formación y los electrones presentes en la misma, los rayos gamma son liberados durante las colisiones medidos por un receptor de la herramienta. La herramienta está formada por una fuente que emite rayos gamma y dos detectores, el más cercano usado para corregir la medida por efectos del cake o derrumbes y el otro lejano que mide la densidad de la matriz, los detectores están montados sobre un pad que está en contacto directo con las paredes de la formación.

La unidad de medida empleada son los gramos por centímetro cúbico (gr/cc) la lectura en la carta del registro se hace de izquierda a derecha con rango de valores 1.96 – 2.96 gr/c. Si la densidad es baja entonces la porosidad es alta, si la densidad es alta la porosidad es baja. Dentro de las ventajas en utilizar este registro se incluyen la no necesidad de hacer correcciones por compactación, el traslape de las curvas neutrones - densidad es ideal para indicar presencia de gas, se puede distinguir fácilmente la transición de un tipo de roca a otra. El registro es ideal para determinar porosidad, identificar minerales (evaporitas), detección de gas junto con el registro neutrones, determinación de la densidad de los hidrocarburos, evaluación de areniscas arcillosas y litologías complejas, determinación de arcillas generadoras, cálculos de presión de sobrecarga y propiedades mecánicas de las rocas.

2.1.3 Registro Neutrónico de porosidad. Según MANRIQUE³⁶, la medición de la densidad es importante porque proporciona valor de densidad aparente, identificación de minerales, la detección de capas de gas y la evaluación de las arenas arcillosas. El principal uso del registro de los registros neutrones es identificar la roca porosa y determinar la porosidad aparente, responde a la cantidad de hidrógeno presente en la formación.

En formaciones limpias cuyo espacio poroso está saturado de líquido el resultado de porosidad refleja la cantidad de líquido. Además, en conjunto con el registro Densidad se logra un análisis mejorado cuando el gas o shale presente, es probable que el registro no proporcione un cálculo de densidad preciso. En la

³⁵ EZEKWE, Naemeka. Petroleum reservoir engineering practice, porosity of reservoir rocks. Sep 2010.

³⁶ MANRIQUE, Jesus & CHAJID, Edgar, Principios de Interpretación de registros de Pozo. Universidad de Caldas, Programa de Geología y Minas. p.12.

comparación de la información del registro neutrón con otro registro se muestra la presencia de gas, volumen de shale y el tipo de matriz.

2.1.4 Registro de Lithodensidad. Este registro permite hacer evaluaciones más precisas, con relación a la detección de formaciones gasíferas, diferenciación de litologías complejas, minerales pesados, evaluación de formaciones, detección de fracturas y diferenciación de minerales arcillosos.

2.1.5 Registro Sónico. Es otro registro que mide la porosidad de la roca, su expuesta se fundamenta en la velocidad de propagación de un pulso de sonido dentro de la roca. Según MANRIQUE³⁷, la herramienta empleada está conformada por un transmisor dos receptores, los receptores recibe una onda tipo P, tipo S y Stonely.

El procedimiento para la toma del registro sónico consiste e bajar una sonda por el hueco con tres transmisores, el transmisor superior envía el pulso a través de la roca, dos transmisores reciben primero la información de la roca y el fluido por medio de una onda compresiva, detrás viene una onda de cizalla con información de la roca, y por ultimo llega la onda Stonely con información de permeabilidad y fracturas. En la carta del registro se lee de hecha a izquierda en unidades de microsegundo por pie.

El registro sónico tiene como función identificar litología, cuantificar porosidades, evaluar fracturas, determinar propiedades mecánicas, identificar zonas sobre presionadas. La respuesta del registro sónico se ve afectada por la litología para poder conocer la velocidad de propagación en la matriz, tipo de fluido, compactación de la roca, diámetro del hueco, formaciones sobre presionadas.

Para calcular la porosidad las herramientas emplean la velocidad de propagación de una onda sonora en la roca, se genera un pulso de sonido por medio de dispositivos con cristales piezoeléctricos y dispositivos magnetotristivos, con los receptores detecta el regreso del pulso normalmente es un tren de ondas, luego analiza el tren de ondas (amplitud, frecuencia, y tiempo de viaje).

Como lo anota Helms³⁸, la herramienta sónica ha ido evolucionando con el tiempo en 1950, era de un solo receptor y entonces presentaba problemas con efectos del

³⁷ Ibid.

³⁸ HELMS, Lynn, Horizontal Drilling, Energy Information Administration, Office of Oil and Gas. [En línea] <<https://www.dmr.nd.gov/ndgs/newsletter/NL0308/pdfs/Horizontal.pdf> p.1. [Citado en 30 de Abril de 2013].

lodo y geometría del hueco, luego apareció el sónico de dos receptores, un transmisor y dos receptores de 3 y 6 pies de distancia , este presentó problemas con el hueco, con el tiempo aparece el registro sónico compensado por hueco (BHC), media solamente ondas compresionales y tenía una profundidad de investigación de 3 a 4 pulgadas lectura superficial que en muchos casos se veía afectada por La zonas con daño de formación por invasión de sólidos .

El registro sónico compensado determina en función de la profundidad el tiempo requerido para que una onda compresiva de sonido viaje un pie de distancia dentro de la formación. La herramienta actualmente cuenta con más de dos receptores y transmisores lo que permite obtener varias medidas de tiempo de viaje de una onda y hacer correcciones por efectos de fluido, rugosidad en inclinación de la sonda. En el **Tabla 1** se muestra un resumen comparativo entre los registros Neutrón y Sónico de sus ventajas y desventajas.

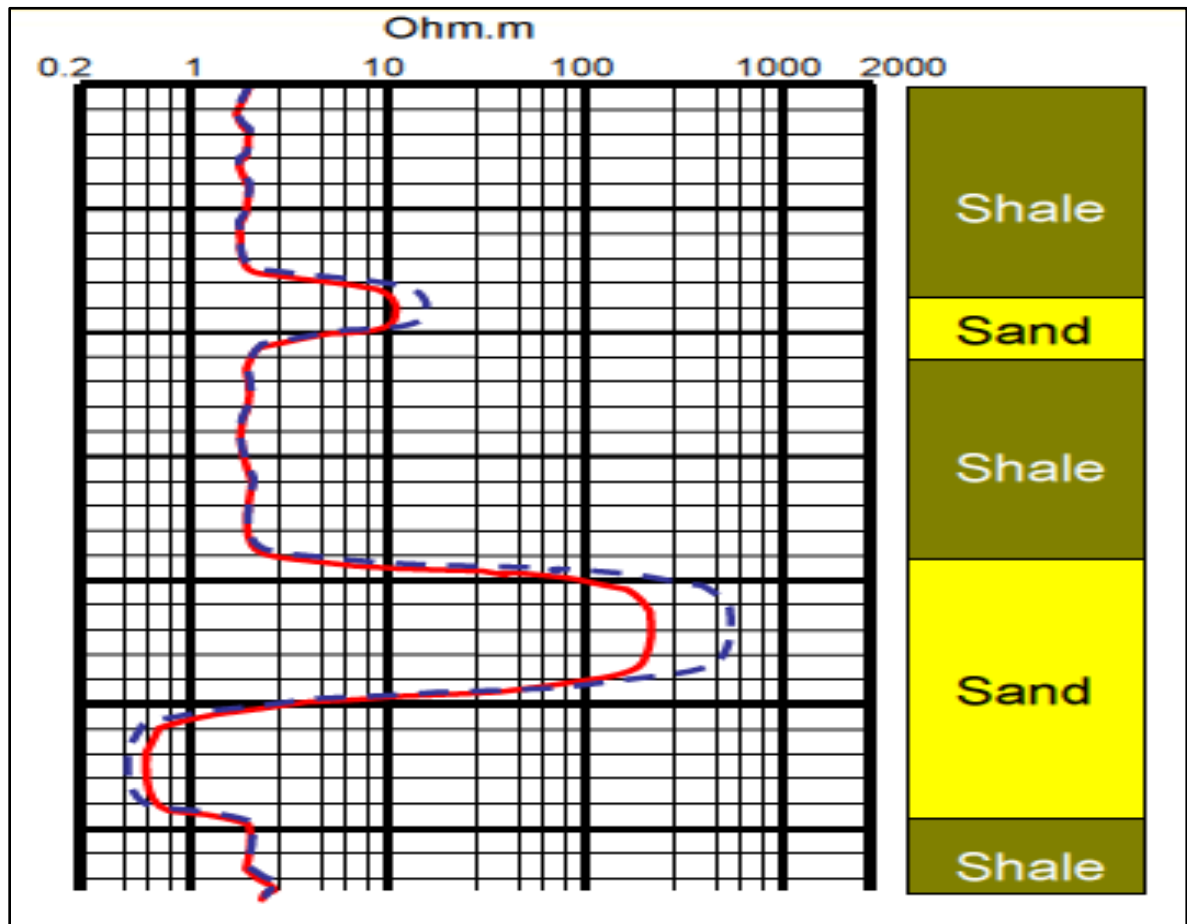
Tabla 1. Resumen de los principios, ventajas y desventajas de las herramientas para medición de la porosidad.

Tipos de Registros de Porosidad			
Atributos	Densidad	Neutrón	Sónico
Principio Básico	Atenuación de Gamma Ray	Captura de neutrones o gamma ray lenta	Tiempos de Transición
Data Requerida	Densidad de la matriz y fluido	Calibración	Tiempos de transición de matriz y fluido
Ventajas	Bajo efecto de la presencia de gas en la Formación	Habilidad para detectar la presencia de gas en la formación, puede ser en hueco revestido	Buena compensación a los efectos del ambiente, combinable con registros de inducción.
Desventajas	Profundidad de investigación somera	Sensible a hueco irregulares, requiere calibración.	Profundidad de investigación, dependiendo del tipo de formación

Fuente: EZEKWE,Nnaemeka. Petroleum reservoir engineering practice, porosity of reservoir rocks. Sep 2010.

2.1.6 Registro de Resistividad. Es una de las mediciones más importantes que se realiza para la evaluación de un yacimiento. Como lo anota Manrique³⁹, su principal uso es para el cálculo de saturación de agua utilizando diferentes modelos, también es usado para la localización de hidrocarburos como se muestra en la **Figura 8**, la identificación de zonas impermeables, diferenciar agua dulce y salada, analizar el perfil de invasión del filtrado del lodo y la correlación con otros registros. Se utiliza la resistividad para calcular la saturación de hidrocarburos y por lo tanto el volumen de reservas. La resistividad de las rocas que están llenas de líquido depende tanto de la resistividad y volumen de los fluidos presentes en la roca.

Figura 8. Registro de Resistividad.



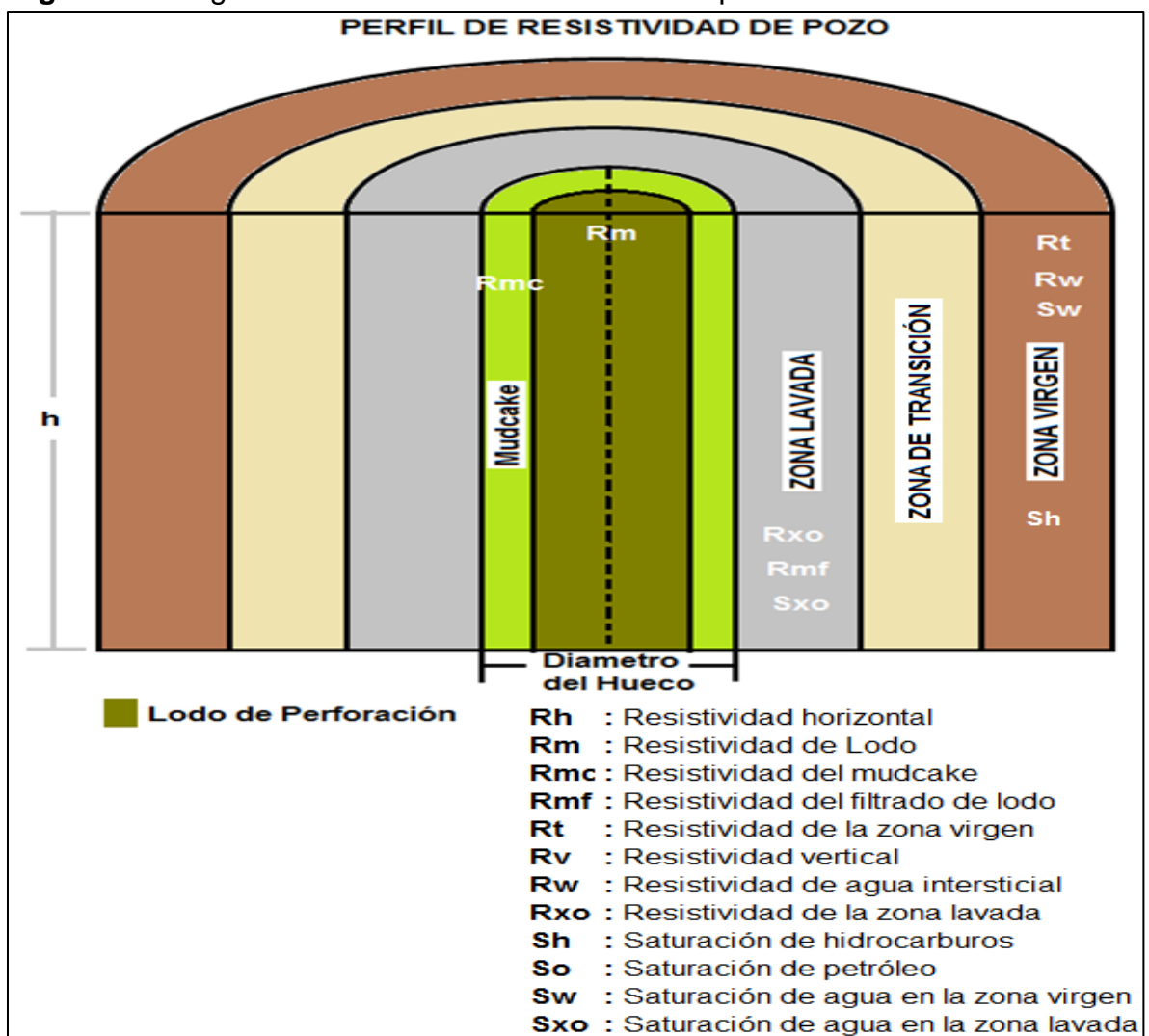
Fuente: BAKER HUGHES INC. Fundamentals of LWD Resistivity & Gamma Logging. Diapositiva 80. Septiembre 2013.

³⁹ MANRIQUE, Jesus & CHAJID, Edgar, Principios de Interpretación de registros de Pozo. Universidad de Caldas, Programa de Geología y Minas. p.13.

Dentro de las aplicaciones de la resistividad se encuentra la medición de la resistividad de la formación (R_t) lo que permite la determinación de la saturación de agua de la formación (S_w). Identifica y cuantifica la capa delgada presentes en las capas delgadas, determinación de espesor entre las capas, interpretación estructural y sedimentológica con imágenes eléctricas (identificación de fallas y fracturas), permite mejorar la interpretación geológica y petrofísica de acuerdo a dispositivos de alta resolución.

A continuación en la **Figura 9** se presentará el diagrama de perfil de resistividad del pozo.








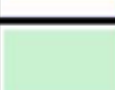
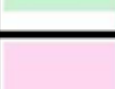
Figura 9. Diagrama de Perfil de Resistividad del pozo.



Fuente. Perfil de resistividad de Pozo, Schlumberger, 1999. Modificado por el Autor.

A continuación en la **Figura 10** se relaciona la respuesta en valor cuantitativo y cualitativo de los registros anteriormente mencionados.

Figura 10. Respuesta de los registros de pozo.

Litología	Codigo	Gamma Ray °API	Densidad g/cm ³	Neutron up	Acustico Delta t	Resistividad Ohm-m	Porosidad
Arenisca		Bajo	2.65	-3.25	53	Alta	1.81
Arcillolita		Bajo	2.71	0	47.5	Alta	5.08
Shale		Alto	2.2 - 2.7 (Contiene Agua)	Alto	50 - 150	Baja	1 - 5
Dolomita		Bajo	2.87	-2.05	43	Alta	3.14
Anhidrita		Muy Bajo	2.98	-1.57	50	Muy Alta	5.06
Sal		Bajo	2.03	-2.75	67	Muy Alta	4.65
Agua		0	1.0 - 1.1	100	189 - 218	0 - Infinito	0.36
Petroleo		0	0.6 - 1.0	70-100	210 - 240	Muy Alta	Baja
Gas		0	0.2 - 0.5	10 - 50	626 - 910	Muy Alta	Baja

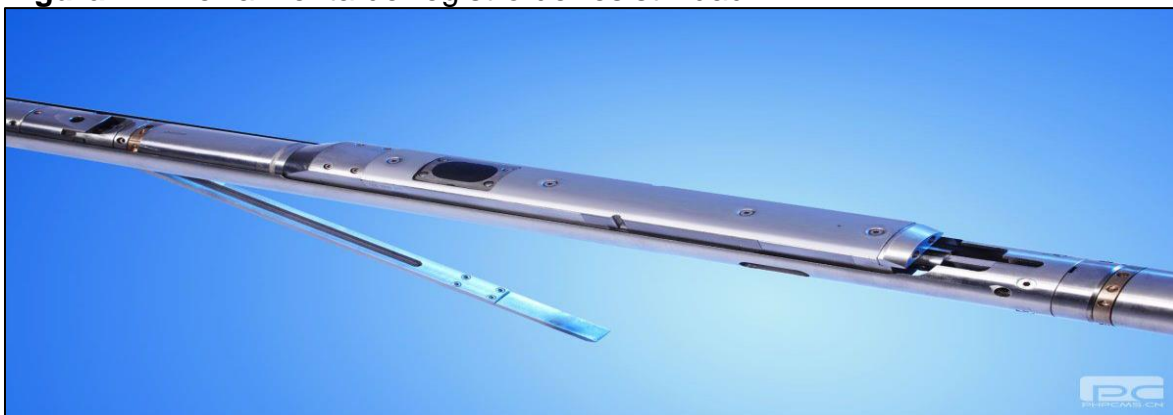
Fuente: BAKER HUGHES INC. Fundamentals of LWD Resistivity & Gamma Logging. Diapositiva 80. Septiembre 2013. Modificado por el autor.

3 MÉTODOS DE MEDICIÓN DE RESISTIVIDAD

La toma de registros de resistividad opera mediante la inducción de una carga eléctrica desde la herramienta hacia la formación, de acuerdo al espaciamiento y configuración de las antenas transmisoras y receptora, produciendo un campo electromagnético. De acuerdo a la Ley de Faraday, se conoce que el campo produce una especie de circuito a tierra desde las antenas transmisoras, que a su vez produce otro campo electromagnético de regreso a las antenas receptoras.

Las herramientas de resistividad mostrada en la **Figura 11**, sirven para investigar el comportamiento de la formaciones, conocer la resistividad dentro del pozo(R_m), resistividad de la zona invadida, resistividad de la zona lavada(R_{xo}), resistividad de la zona virgen(R_t). Además, pueden identificar y establecer zonas permeables, analizar los perfiles de invasión, correlacionar paquetes de arenas en un reservorio con otros registros, identificar zona de agua dulce y salada. Estas mediciones de resistividad tomadas por las herramientas se ven afectadas en la lectura de acuerdo al lodo de perforación utilizado, la anisotropía de la formación, la integridad del pozo, capas adyacentes etc.

Figura 11. Herramienta de registro de resistividad.



Fuente. BAKER HUGHES INC. Introduction to wireline services. Diapositiva 80. Septiembre 2013.

3.1 CLASIFICACIÓN DE HERRAMIENTAS DE RESISTIVIDAD

Los registros de resistividad utilizados en registros eléctricos son clasificados de diferente manera: dependiendo del espaciamiento entre los electrodos, de acuerdo al tipo de lodo que se va a utilizar en la operación se define cual es la herramienta acorde para esas condiciones, según el objetivo de medición. Estos registros son base de correlación, es utilizado para definir tope y base de formaciones

atravesadas, también con los datos proporcionados se correlacionan con datos similares de otros pozos para propósitos de mapeo.

3.1.1 Según el espaciamento de los electrodos. De acuerdo al espaciamento de los electrodos en las herramientas resistividad estas permiten una medición de la resistividad en función de la profundidad de investigación, en la **Tabla 2** se encuentran los tipos de herramientas cuando el espaciamento de los electrodos es de corto o largo.

Tabla 2. Clasificación según el espaciamento de los electrodos.

ESPACIAMIENTO LARGO	ESPACIAMIENTO CORTO
Registro eléctrico convencional	
Dispositivos Normal Largos (LN) Dispositivos Normal Corto (SN) Dispositivo Lateral	Microlog (ML): baja penetración lee Rxo Microlatelog (MLL)
Registro Laterolog y eléctricosenfocado	
LL7 LL3 LL8 Dual Laterolog-DLL Spherical focused Log -SFL	ProximityLog (PL)
Registrote Inducción	
(no tienen electrodos trabajan con bobinas)	Microspherical Focused Log (MSF)

Fuente: EZEKWE,Nnaemeka. Petroleum reservoir engineering practice, porosity of reservoir rocks. Sep 2010.

3.1.2 Según el tipo de lodo usado. De acuerdo al tipo de lodo de perforación utilizado sea base aceite o base agua la herramienta que se va a utilizar deberá cumplir con ciertas condiciones para obtener una medición de resistividad certera. En el **Tabla 3** se muestra que tipos de herramientas en función del lodo de perforación utilizado.

Tabla 3. Clasificación según el tipo de lodo usado.

LODOS (Base Agua)	CONDUCTIVOS	LODOS NO CONDUCTIVOS (Base Aceite)
Dispositivos	Lateral	Inducción con arreglo (AT)
Dispositivos	Normal	Inductivos en arreglo AIT
Dispositivo Enfocado		

Fuente: EZEKWE, Nnaemeka. Petroleum reservoir engineering practice, porosity of reservoir rocks. Sep 2010.

3.1.3 Según el objetivo de medida. De acuerdo a la **Tabla 4** se muestra las características de las herramientas en función al objetivo de medición que se necesite en la operación ya sea para hallar la resistividad de la formación (R_t), de la zona lavada (R_{xo}), de la zona invadida (R_i).

Tabla 4. Clasificación según el objetivo de medida.

Convencionales		Enfocados (LL)		Inducción (IL)	Microresistivos
Normal (Rxo)	Corto	Lectura Profunda (R_t)		Lectura Media (R_{xo})	Lecturas someras y muy someras (R_{xo} , R_{mc})
Normal (Rt)	Largo	Latero Depth (LLD)	Log		MSFL, ML, MLL, Proximity (R_{xo})
Lateral (Rt)		Induction Depth (ILD)	Log		Su lectura es muy cerca del pozo

Fuente: EZEKWE, Nnaemeka. Petroleum reservoir engineering practice, porosity of reservoir rocks. Sep 2010

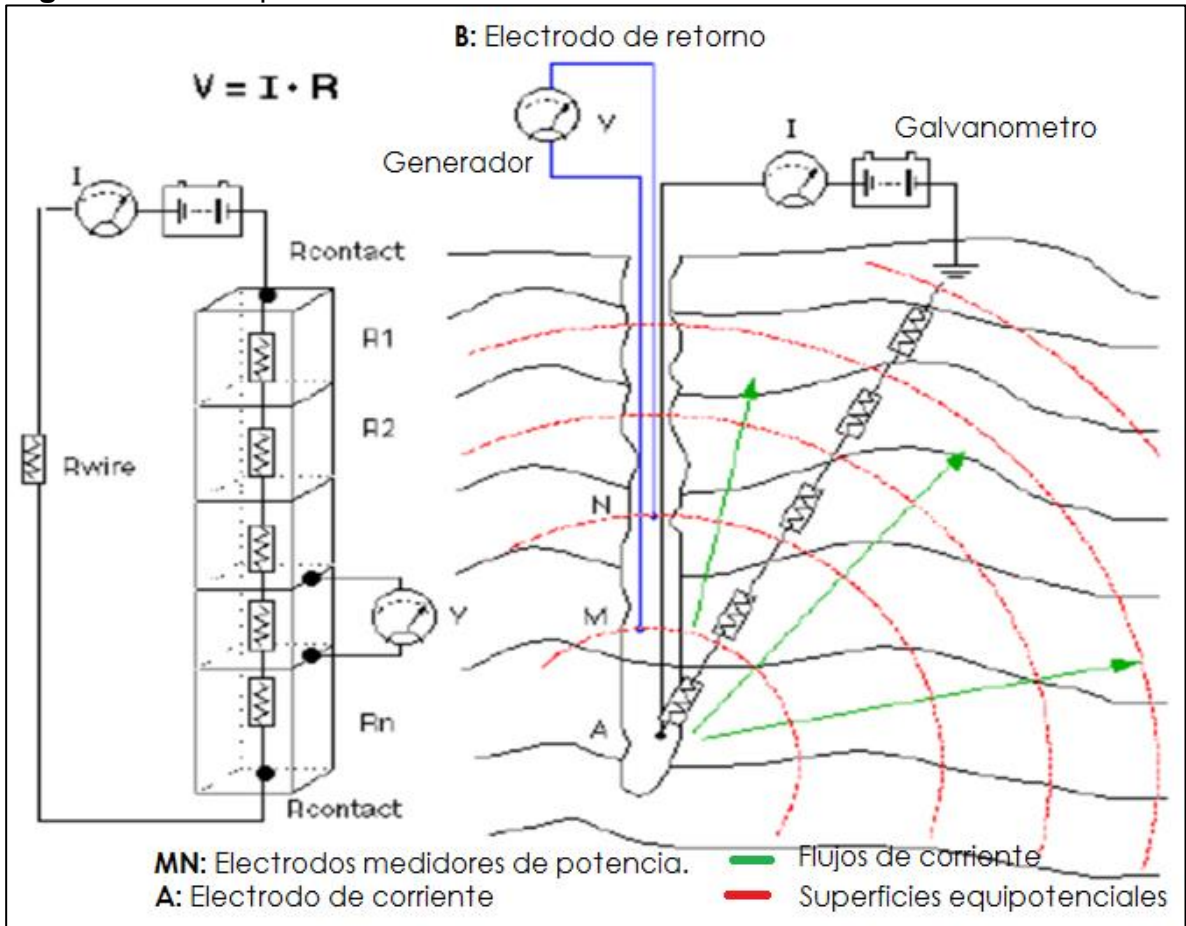
3.2 HERRAMIENTAS CONVENCIONALES

Estas trabajan con la introducción de correinete en la formación por medio de electrodos, se miden la diferencia de potencia entre los electrodos y se asume que la formación es homogénea e isotrópica. A mayor espaciamento mayor la profundidad de medida, mide la resistividad de la formación (R_t), los dispositivos pueden ser normal corto (16 pulgadas) y normal largo (64 pulgadas), y asu vez pueden ser laterales basicos(18 pulgadas).

3.2.1 Componentes. La medida de la resistividad es compleja y para los cálculos se deben tener en cuenta: la geometría del pozo al atravesar varias formaciones, los diferentes medios que afectan la medida, el coeficiente geométrico. En la

Figura 12 se muestra cada uno de los componentes de las herramientas convencionales en donde se pasa una corriente de intensidad del electrodo A al electrodo B, la diferencia de potencial resultante se mide entre los electrodos M-N.

Figura 12. Principio de medición de las herramientas convencionales.



Fuente: Schlumberger. Principio de interpretación de registros eléctricos. 2001

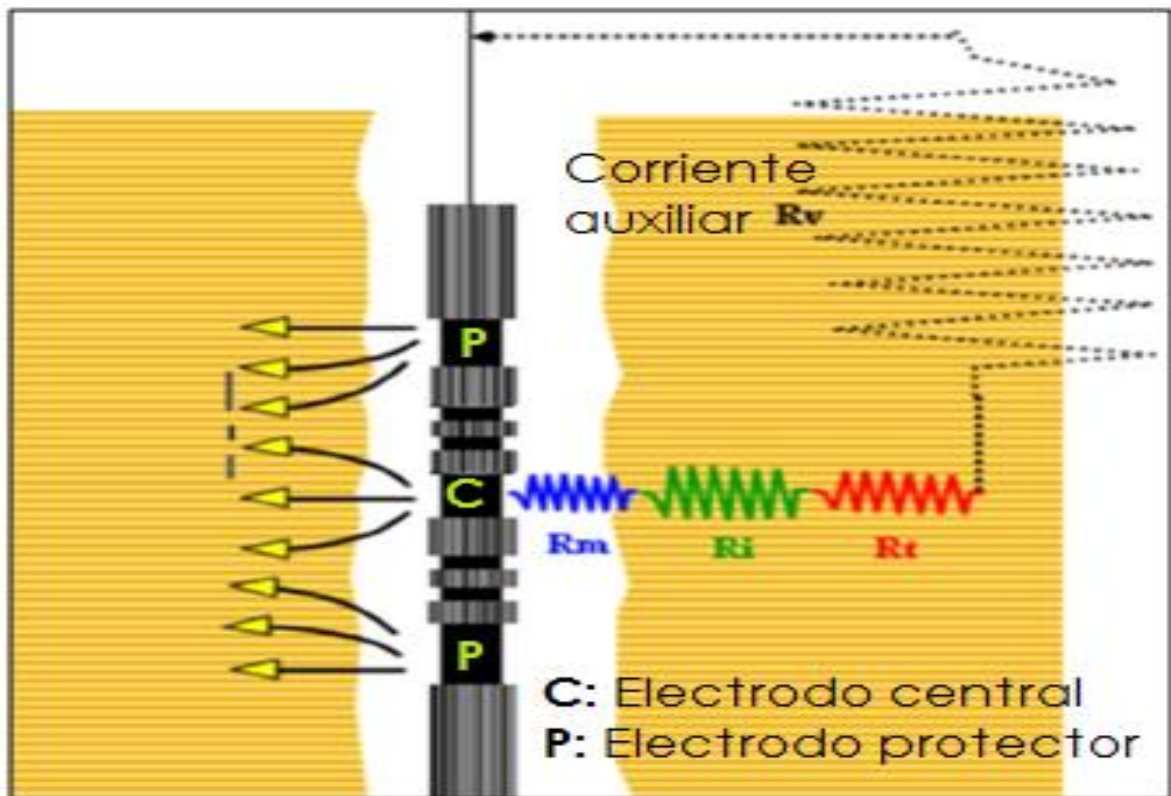
3.2.2 Limitaciones. En capas delgadas la respuesta del registro de resistividad es bastante distorsionada ya que de acuerdo al espaciamiento de los electrodos no hay discriminación entre las capas. Además, en lodos salados la corriente emitida es confinada a la columna de lodo por lo tanto la resistividad del lodo y la resistividad del filtrado del lodo son prácticamente nula, bajo estos parámetros se desarrollaron otras herramientas con corrientes enfocadas.

3.3 HERRAMIENTAS ENFOCADAS

Estas herramientas trabajan con el diseño de un pequeño electrodo que se coloca dentro de dos electrodos largos protectores o de enfoque. Se aplica una corriente

al electrodo del centro y esta es forzada hacia la formación enfocandola radialmente y limitándola dentro de un espesor de aproximadamente 2 pies, luego una corriente auxiliar es aplicada a los electrodos protectores y se ajusta para mantener una diferencia de potencial de cero entre el electrodo del centro y los protectores, así estos miden la caída de voltaje entre ellos causada por el flujo de corriente de la formación, entonces la diferencia de potencial está relacionada a la resistividad de la formación, este comportamiento se puede visualizar en la **Figura 13**.

Figura 13. Herramientas Enfocadas



Fuente: BAKER HUGHES INC. Fundamentals of LWD Resistivity & Gamma Logging. Diapositiva 71. Septiembre 2013

Las herramientas enfocadas se clasifican en: laterolog(LL3, LL7, LL8, dual laterolog), enfoque esférico(SFL, MSFL).

3.3.1 Laterolog. Éstas están diseñadas para trabajar con lodos base sal y formaciones de alta resistividad. La herramienta Laterolog proporciona una mejor resolución vertical que las herramientas de inducción en capas delgadas, se enfoca para minimizar en gran manera la naturaleza conductiva de los fluidos de

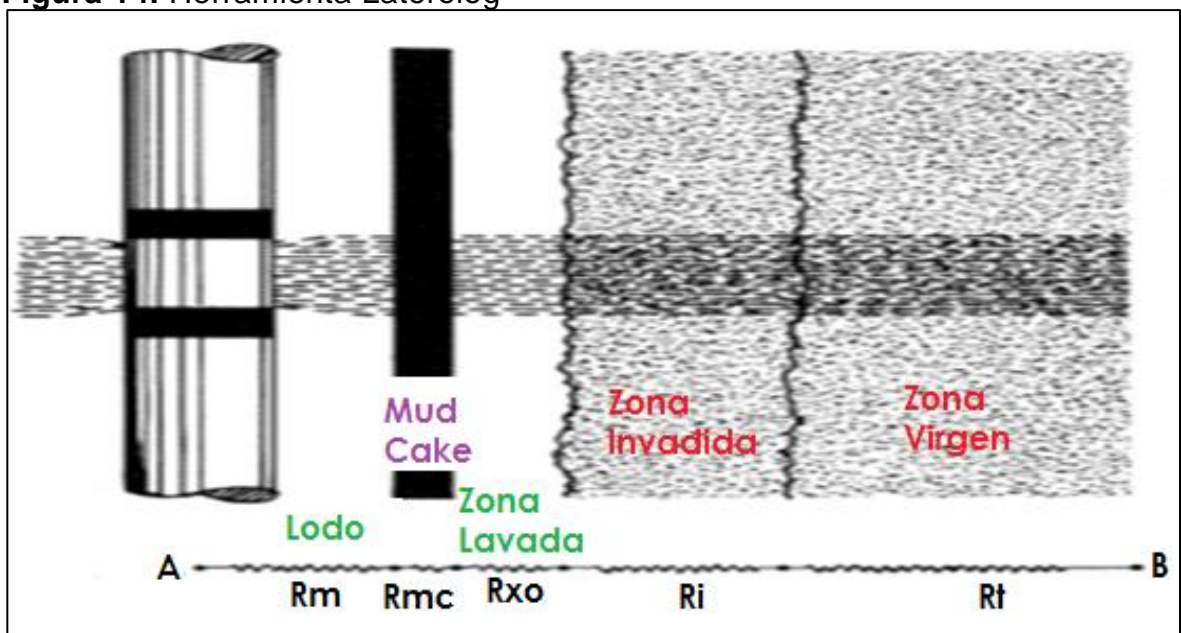
perforación salinos. La trayectoria de la corriente de la herramienta del Laterolog es básicamente un circuito en serie en el que comienza por el fluido de perforación, la retorta, la zona de lavada, la zona invadida y la zona virgen. De acuerdo a la **Figura 14**, la corriente está controlada proporcionando una mejor resolución vertical y mayor profundidad de investigación. Minimiza los efectos de las capas adyacentes altamente resistentes.

En pozos perforados con lodos conductivos (base agua salada) sirve para:

- ✓ Determinar la resistividad de la formación, la resistividad de la zona lavada y el diámetro de invasión.
- ✓ Evaluar cualitativamente la invasión del pozo.
- ✓ Formaciones altamente resistentes mayores a 2000 ohm.m.

La respuesta de la herramienta laterolog es más confiable cuando se perfora en lodos salados y en formaciones de alta resistividad, da una mejor resolución de formaciones de capas delgadas.

Figura 14. Herramienta Laterolog



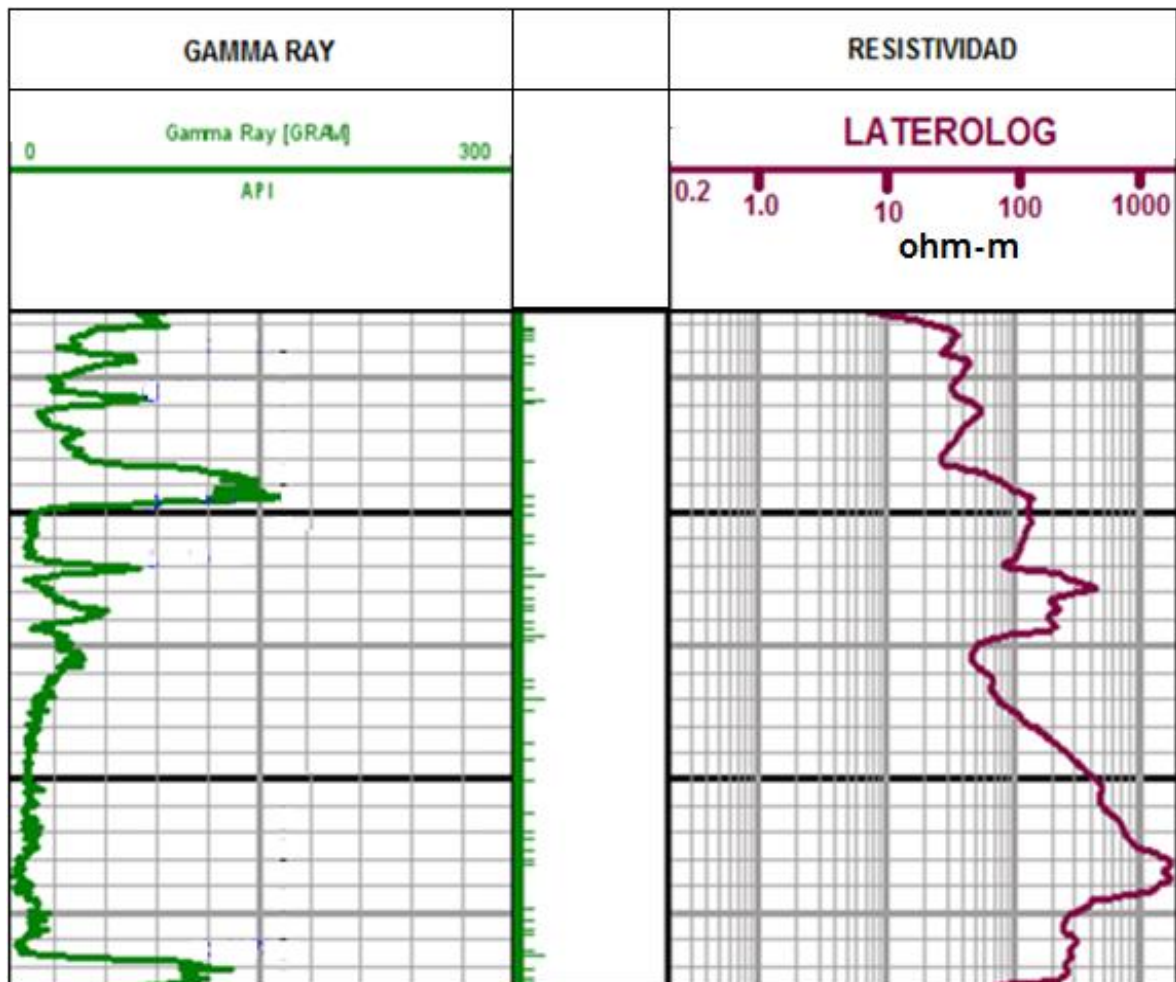
Fuente: BAKER HUGHES. Introduction to Wireline Analysis.2000.

La invasión y el tipo de lodo base agua pueden afectar la medición del Laterolog. Un lodo fresco causa que la medida del registro se pueda ver influenciada por la resistividad de la zona invadida. La herramienta Laterolog generalmente es recomendada utilizarle en lodos base aceite, formaciones de baja porosidad y

altas resistividades. Estos mantienen superioridad comparados con los registros de inducción en lodos de agua dulce si la resistividad de la formación es alta; porque la contribución de la baja salinidad del sistema de lodos en del circuito eléctrico en serie, es despreciable. En formaciones resistivas el registro laterolog tiene buena resolución para capas delgadas.

Seguidamente podemos ver en la **Figura 15** se presenta un registro de resistividad realizado por la herramienta Laterolog

Figura 15. Presentación del registro de resistividad con Laterolog.



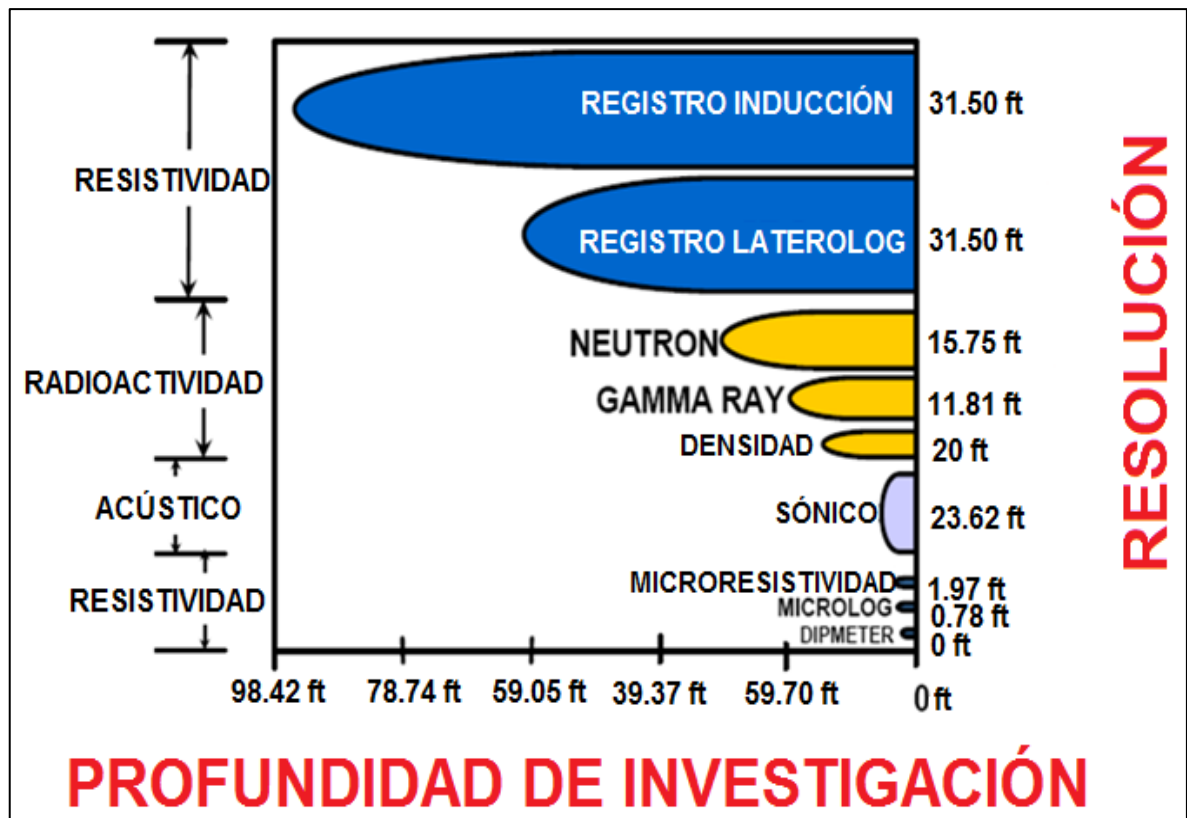
Fuente: BAKER HUGHES. Introduction to Wireline Analysis.2000

Los registros de resistividad son importantes ya que permiten en cálculo de la saturación de agua por diferentes métodos, para luego, con ese valor de saturación tenerlo en cuenta en los cálculos de la ecuación universal de volumen de Petróleo Original In Situ. Además, muestra la localización de hidrocarburos,

intervalos que sean permeables, de acuerdo al valor de resistividad se puede discriminar entre agua dulce y salada.

En la **Figura 16** se muestra de manera general la comparación de los métodos de obtención de la resistividad, radioactividad y acústico, la profundidad de investigación y la resolución vertical de cada método.

Figura 16. Comparación resolución Vertical y Profundidad de Investigación con respecto a los métodos de obtención.



Fuente: PARRA, Rosa. Presentación de clase Registros Electricos.pdf. Bogotá. 2013. p.12.

3.4 HERRAMIENTAS DE INDUCCIÓN

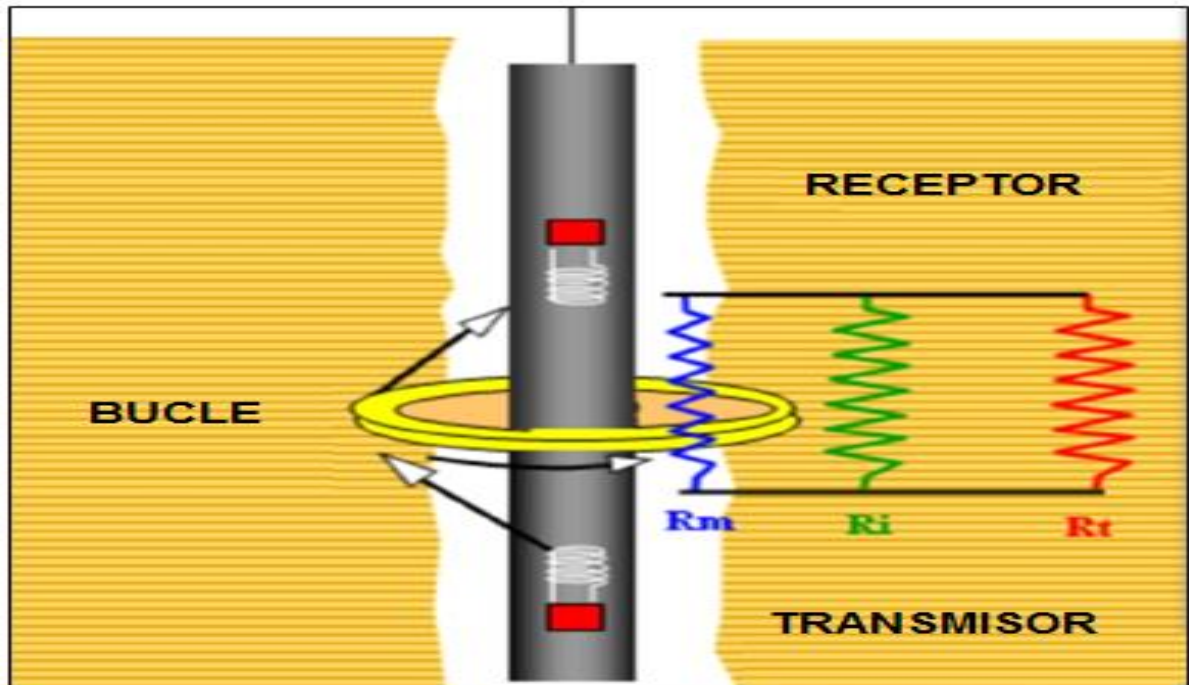
Estas herramientas fueron desarrolladas para medir formaciones resistivas y son la base fundamental para el estudio de este trabajo de grado, los arreglos de electrodos de la herramienta no trabajan con lodos conductivos así que se debe trabajar con lodos base petróleo, al estar diseñados para una investigación profunda, minimizan los efectos de los pozos de gran diámetro, formaciones adyacentes y zona invadida, utilizados para hallar la resistividad de la formación.

3.4.1 Generalidades. Las herramientas de inducción no requieren de un fluido conductivo, estos registran las conductividades dentro de la formación. Además, funcionan mejor que los registros convencionales perforados con lodos base agua. Este disminuye los efectos de la zona invadida y mantiene una buena definición de las capas.

3.4.2 Principio. Estas herramientas comprenden un arreglo de varias bobinas transmisoras y receptoras como se puede observar en la **Figura 17**, donde una corriente alterna de alta frecuencia e intensidad es enviada a través de la bobina transmisora, creando un campo magnético alterno, que produce otra corriente en un anillo imaginario alrededor de la formación a evaluar, la corriente genera un campo magnético secundario que luego se transformará en corriente en la bobina superior. La corriente fluye en anillos de forma circular que son coaxiales (significa que dos o más formas comparten un eje en común) con la bobina de transmisión y crean a su vez un campo magnético que induce un voltaje con la bobina receptora. La corriente alterna en la bobina de transmisión es de amplitud y frecuencia constante. Las corrientes de anillo son directamente proporcionales a la conductividad de la formación.

Esta herramienta presenta ciertas limitaciones cuando leen conductividad que luego es convertida a resistividad, tiene un mejor desempeño en formaciones de baja resistividad, y suele saturarse en formaciones con resistividades mayores de 500 Ohm.m, se ve más influenciada por la zona más conductora y funciona mejor en lodos resistivos base aceite y agua fresca.

Figura 17. Principio de las Herramientas de Inducción.



Fuente: BAKER HUGHES INC. Fundamentals of LWD Resistivity & Gamma Logging. Diapositiva 71. Septiembre 2013

3.4.3 Tipos de Herramientas de Inducción. Las herramientas de inducción tienen poca resolución vertical pero son diseñadas para medir profundidad de investigación. Existen diferentes dispositivos de Inducción que aportan un mejoramiento en la manera de medir la resistividad con características especiales de acuerdo a los requerimientos. Los dispositivos de inducción fueron originalmente diseñados para fluidos de perforación base aceite, pero estos también se realizan en sistemas de lodo base agua fresca. Los dispositivos de inducción usualmente miden lo suficientemente profundo para obtener un valor representativo de la resistividad verdadera (R_t).

3.4.3.1 Registro eléctrico de inducción. Está compuesto por tres curvas que se obtienen simultáneamente durante el registro que son Short Normal, Inducción, SP. El Short Normal mide la resistividad de la zona invadida, el electrodo de espaciado tiene 16 pulgadas y registra resistividades de capas delgadas con espesor de 4 pies, trabaja en lodos conductivos altamente resistivos donde el $R_{mf} > 3R_m$.

La curva de Inducción mide la conductividad y lee la resistividad de la formación (Rt) en formaciones de baja resistividad eliminando posibles errores cuando se calcula la resistividad a partir de la conductividad.

3.4.3.2 Registros de Inducción de fase Dual. De acuerdo a Manrique⁴⁰, estos dispositivos esencialmente miden la conductividad de la formación que bajo condiciones ideales son proporcionales a las señales medidas. La instrumentación permite medir tres frecuencias operativas diferentes que son 10, 20 y 40 kHz; esto permite precisar en la medida de la resistividad. Esta tiene mayor precisión a una frecuencias de 10 kHz cuando se encuentra formaciones de baja resistividad aproximadamente entre 0.2 a 100 Ohm-m, a una frecuencia de 20 kHz cuando se tienen formaciones que posean un rango de resistividad entre 0.5 a 500 Ohm-m, y cuando se presentan formaciones de alta resistividad dentro de un rango de 2 a 2000 Ohm-m se llega a tener más precisión con una frecuencia de 40 kHz.

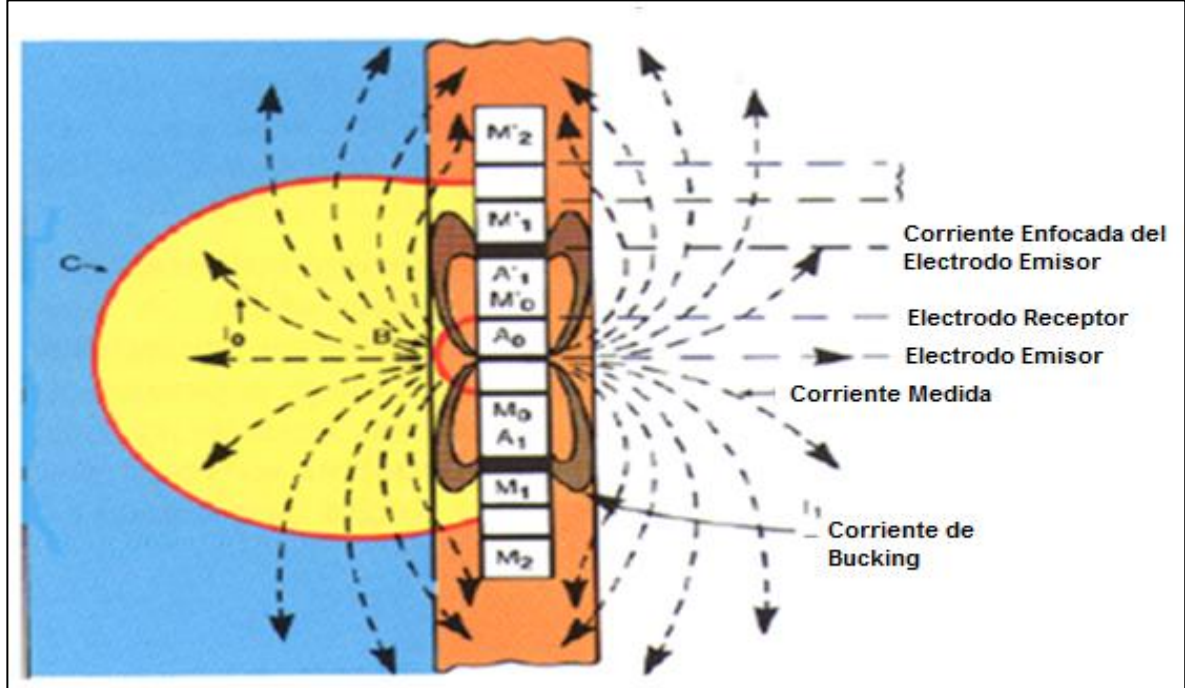
3.4.3.3 Registros esférico enfocado. Es una herramienta de espaciamiento corto que mide la resistividad de la formación cerca de la pared del pozo para evaluar posteriormente los efectos de invasión estableciendo un potencial constante alrededor del electrodo de corriente.

Como se observa en la **Figura 18** la corriente es emitida por los electrodos de corriente y de medida produciendo dos esferas equipotenciales una esfera está a 9 pulgadas del electrodo de corriente y la otra esfera está a 50 pulgadas, la resistividad del volumen de la formaciones determinada por la medida del flujo de la corriente.

La herramienta da tres tipos de curvas con diferentes profundidades de investigación que son dos curvas de inducción una ILD que se ve afectada por la resistividad de la formación, la otra ILM la cual dependiendo del diámetro de invasión puede estar influenciada por la resistividad de la zona lavada y/o la resistividad de la formación; Además, una curva de investigación somera SFL que está afectada principalmente por la zona lavada.

⁴⁰ MANRIQUE, Jesus & CHAJID, Edgar. Principios de Interpretación de registros de Pozo. Universidad de Caldas , Programa de Geología y Minas. p.9.

Figura 18. Herramienta esférica enfocada.



Fuente: BAKER HUGHES. Introduction to Wireline Analysis.2000

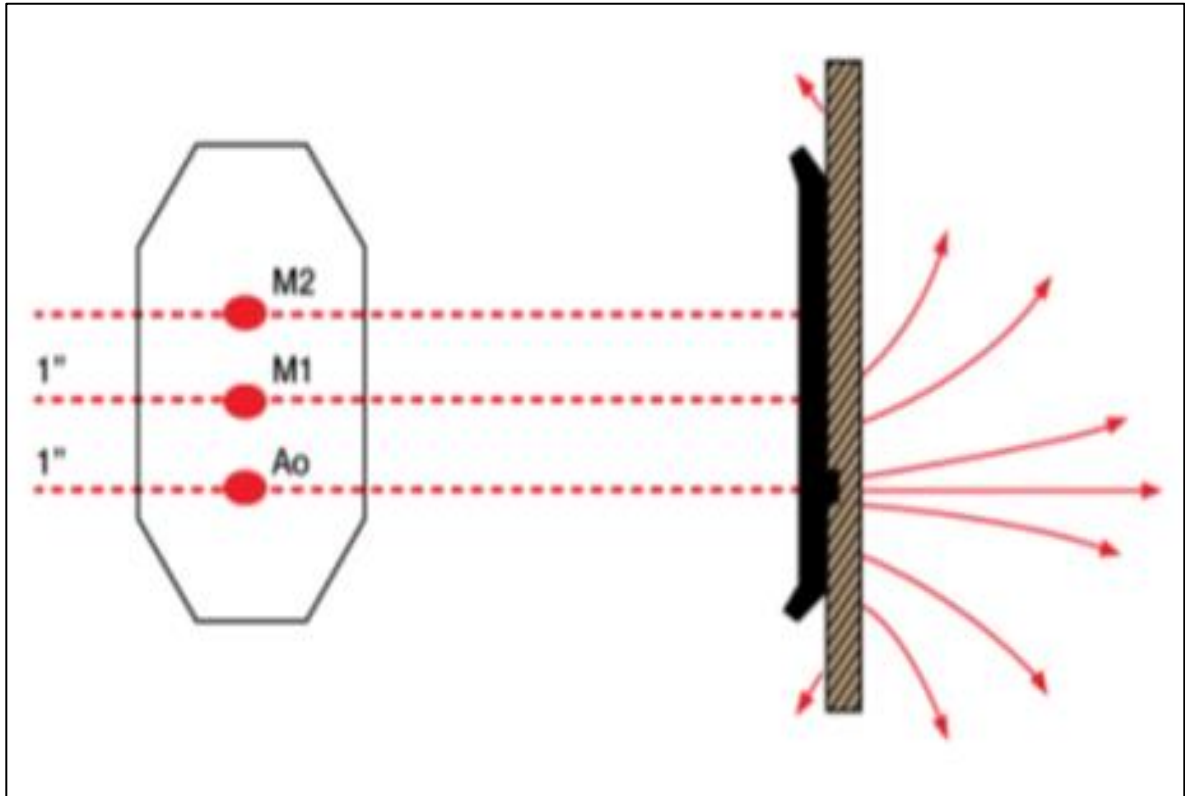
3.5 HERRAMIENTAS MICRORESISTIVIVAS

Son herramientas que tienen una profundidad de investigación muy somera, permiten identificar litologías, zonas porosas, zonas permeables; están diseñadas para medir la resistividad de la zona lavada (R_{xo}), determinar capas permeables detectando la presencia de mudcake, se pueden correr en lodos conductivos. Utilizan un mecanismo de patín aislante que se pega a la pared del pozo, por lo tanto, la corriente pasa de los electrodos a la torta y de esta a la zona invadida, conocer la resistividad de la zona lavada R_{xo} es importante para definir el diámetro de invasión, usualmente son combinados con los registros Laterolog o Inducción con el fin de corregir efectos de invasión y/o saturación.

Las lecturas de las herramientas de microresistividad se ven afectadas por el mudcake, la resistividad del mudcake (R_{mc}), el espesor del mudcake y la anisotropía del mudcake.

3.5.1 Microlog. De acuerdo a la **Figura 19**, la herramienta tiene tres pequeños electrodos alineados con separación de una pulgada entre sí. El electrodo Ao se emite una corriente constante.

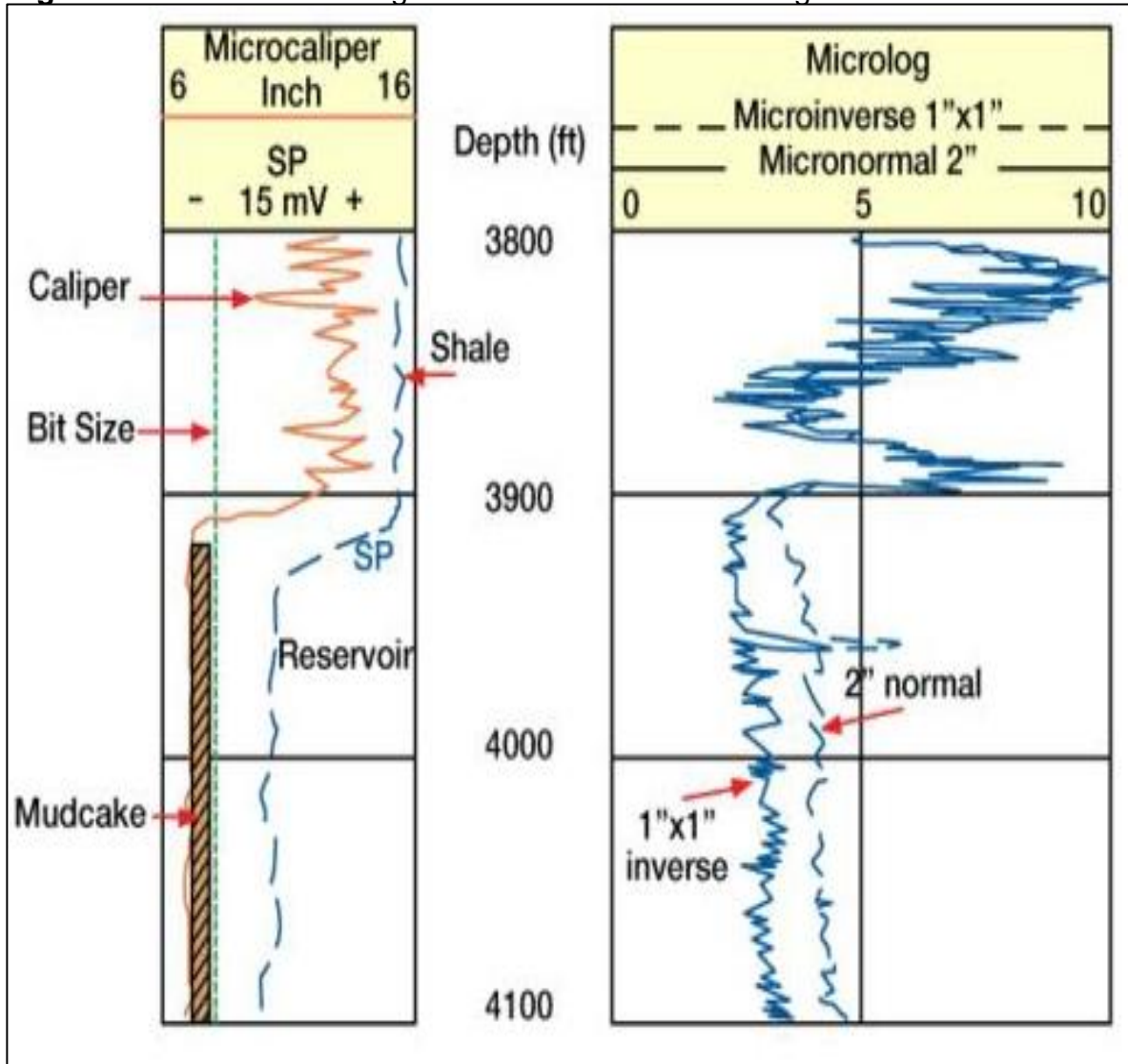
Figura 19.Principio de funcionamiento de la herramienta microlog.



Fuente: BAKER HUGHES. Introduction to Wireline Analysis.2000

En la **Figura 20** se presenta el registro microlog, el cual hace dos medidas simultáneas a diferentes profundidades de investigación, la micro normal la mas profunda tiene mayor profundidad de penetración y mide el Rxo, se ve afectada en menor proporción por el mudcake, da una lectura mayor de resistividad. La siguiente es el micro inverso la cual actúa sobre un volumen muy pequeño de mudcake, mide la resistividad del mudcake.

Figura 20. Presentación registro de resistividad microlog.



Fuente: BAKER HUGHES. Introduction to Wireline Analysis.2000

La separación positiva se da cuando la curva microinversa tiene valores de resistividad menores que los de la curva micronormal, este registro determina la presencia de la torta, lo que a la vez indica zonas permeables o de invasión, cuando hay separación negativa o lecturas iguales o los valores de resistividad son muy altos para ambas curvas está indicando la presencia de zonas permeables. La herramienta no trabaja bien en lodo base agua salada o base yeso.

3.5.1.1 Microlaterolog. Según Manrique⁴¹, este dispositivo tiene mejor la resolución vertical al compararlo con el dispositivo minilog y es mucho más adecuado para trabajar con lodos base sal. Además, es más práctico saber los valores de resistividad de la formación. El instrumento Microlaterolog es un dispositivo enfocado diseñado para medir la resistividad de la zona lavada (Rxo), y si la invasión del lodo es somera, la herramienta podrá leer valor alto de Rxo en yacimientos de gas o de petróleo. El Microlaterolog responde a cambios de resistividades tanto para altas resistividades desde 500 ohm-m a 2000 ohm-m y valores bajos entre 0.2 a 50 Ohm-m. La profundidad de investigación está entre 2 pies y 4 pies , así como la resolución vertical es aproximadamente 2 pies .

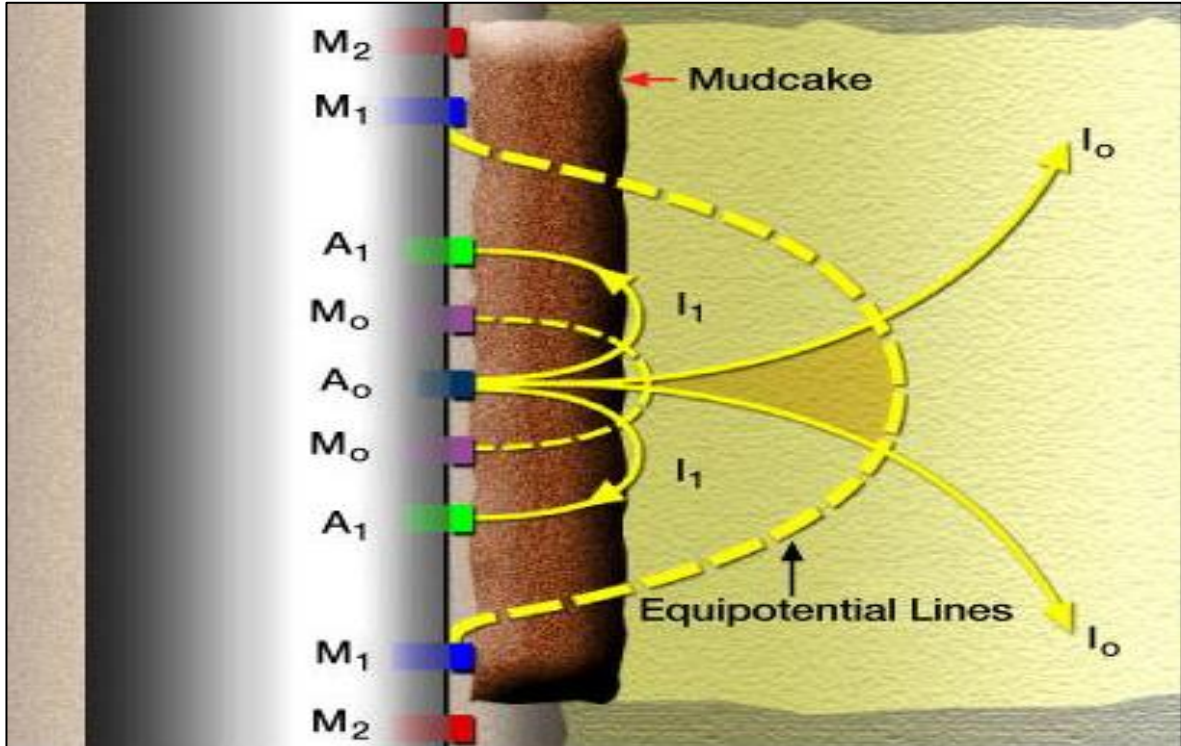
3.5.2 Proximidad. Este dispositivo tiene una resolución vertical de 3 pies y una profundidad de investigación aproximadamente de 4 pies a 6 pies . Este es el menos afectado por el filtrado del lodo a diferencia del Microlog. El objetivo es proporcionar una medida confiable de la resistividad del filtrado del lodo (Rxo) con un lodo fresco. Debido a la profundidad de investigación de la herramienta, los valores de resistividad son casi siempre representativos de la zona de transición (Ri).

3.5.3 Registro microesférico enfocado. Es una versión conjunta del dispositivo enfocado esférico. Se encuentra generalmente entre el microlaterolog y el de proximidad pero puede aprovechar la respuesta de cualquiera de las dos herramientas si las condiciones de salinidad e invasión lo permiten. Es un dispositivo que ofrece resolución vertical y horizontal.

3.5.3.1 Principio. De acuerdo a la **Figura 21**, la corriente fluye hacia el exterior desde un electrodo central, Ao pasando entre electrodos Ao y A1, fluyen en el revoque de filtración y la formación. La corriente de medición lo , se limita a un camino directamente en la formación, donde se extiende y se devuelve a un electrodo remoto rápidamente, al forzar a la corriente medida a fluir inicialmente directamente en la formación, el efecto de la resistividad del mudcake en respuesta de la herramienta se reduce al mínimo, sin embargo la herramienta tiene muy poca resolución de investigación.

⁴¹ Ibid.

Figura 21. Principio de resistividad registro microesferico enfocado.



Fuente: BAKER HUGHES. Introduction to Wireline Analysis.2000

El registro microesferico registramediciones mas exactas de la zona lavada que el microlaterolog y el proximity. La corriente de enfoque depende principalmente del espesor y la resistividad del mudcake.

4. GENERALIDADES DEL REGISTRO DE RESISTIVIDAD EN POZOS TOMADO CON LWD

Anteriormente se mencionaron aquellas herramientas convencionales de WireLine sobre las cuales se han dado los principios de evolución para el desarrollo de registros eléctricos después de terminada la fase de perforación de un pozo, ese principio ahora es llevado a las operaciones de perforación, donde las herramientas LWD brindan la principal ventaja que es tomar la información en tiempo real y memorizado, siendo estas herramientas no tan sensibles a problemas en el hueco, como por ejemplo, el factor de invasión del lodo de perforación hacia la formación permitiendo una mejor interpretación de la resistividad de la formación. También costos adicionales en que puede incurrir la empresa que evalúa los parámetros petrofísicos con otro método.

Estas herramientas LWD se instalan lo más cerca posible de la broca para que de esta forma sean más eficientes las mediciones y el tiempo en que los sensores toman la información sea más corto. Las señales son transmitidas a por pulsos positivos de presión que viajan a través el fluido de perforación y son decodificados en por el equipo receptor que se instala en superficie. La medición del sistema LWD (Logging While Drilling ó Registrar mientras se perfora) proporciona la inclinación, dirección del pozo entre otros, en donde a partir de esa inclinación y dirección que se toma en cada intervalo perforado equivale a la profundidad medida, o longitud total de la sarta de perforación. Con estos valores se derivan la profundidad vertical verdadera (TVD), las coordenadas de cada estación de survey, patas de perro y otros valores que deben ser reportados para la futura toma de decisiones.

4.1 RESISTIVIDAD DE PROPAGACIÓN MÚLTIPLE

Es una técnica que hace múltiples medidas de la resistividad de la formación usando un arreglo de antenas que propaga señales electromagnéticas múltiples a diferentes frecuencias, cada registro de propagación y de inducción se caracteriza por la distancia de la herramienta, el espesor vertical de las capas y por el sistema de compensar los cambios mecánicos, efectos de pandeo y posición.

La herramienta MPR fue la primera en emplear antenas únicas e integrarlas para medir con precisión y fiabilidad la resistividad verdadera de la formación, inclusive en capas delgadas invadidas por el lodo. Se utilizan pares simétricos de antenas de transmisión encima y debajo de las receptoras para compensar las mediciones.

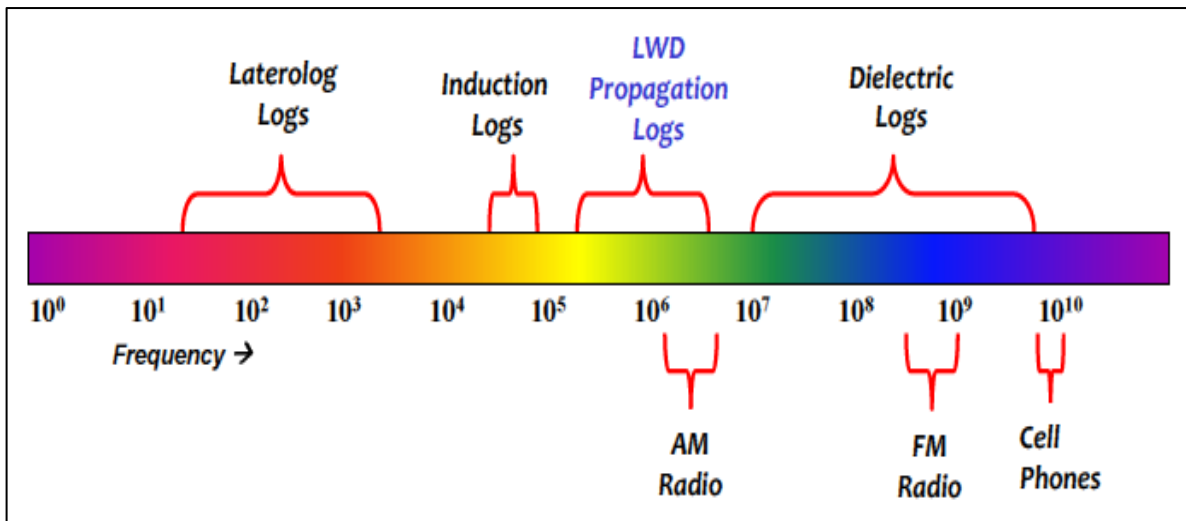
4.2 TECNOLOGIA RESISTIVIDAD DE PROPAGACIÓN MÚLTIPLE(MPRTEQ)

Es una técnica utilizada para procesar la información de resistividad de inducción del LWD derivando las resistividades a diferentes profundidades de investigación. El método de Resistividad de Propagación Múltiple mejora la interpretación de la resistividad, haciendo correcciones por anisotropía, constante dieléctrica y combinación de las resistividades generadas por la profundidad de investigación debido a la variación de resistividades de las formaciones atravesadas.

Según ISH⁴², el sistema MPRTAQ crea 32 curvas diferentes por fase y amplitud usando cuatro transmisores, dos receptores y dos frecuencias (2 MHz y 400kHz) Ver **Figura 22**. A partir de estas mediciones ocho resistividades compensadas en su totalidad y corregidas se derivan; así pues la data corregida presenta menos incertidumbre de la que se adquiere en real time, lo cual genera mayor confiabilidad al tomar un valor de resistividad.

El sensor de resistividad mide de una onda electromagnética es esencialmente la diferencia de fase que es la diferencia de tiempo de llegada de una onda electromagnética entre dos receptores y la atenuación la cual es la diferencia de intensidad de la onda de radio frecuencia en cada uno de los receptores, estos pueden ser utilizados para calcular el valor de la resistividad

Figura 22. Rango de Frecuencias en que operan los registros LWD.



Fuente. BAKER HUGHES INC. Fundamentals of LWD Resistivity & Gamma Logging. Diapositiva 100. Septiembre 2013.

⁴² • ISH, Altintutar. Fundamentals of LWD Resistivity & Gamma Ray Logging. Houston. 2013. 44 pg.

El procesamiento de MP RTEQ usa la data en memoria del LWD que se obtuvo en campo, para que se genere un resultado óptimo en la corrección es necesario por lo menos cuatro muestras por cada pie perforado de densidad de información se tome esto permite tener una mejor apreciación de los cambios presentes en las formaciones de espesor delgado.

4.2.1 Ventajas del procesamiento de resistividad de propagación múltiple.

Las ventajas y beneficios de la información de resistividad con el procesamiento de resistividad de propagación múltiple (MP RTEQ) sobre la resistividad estándar tomada solamente con LWD de acuerdo a ISH⁴³ son las siguientes:

- ✓ Reduce a ocho resistividades discriminando las profundidades de investigación.
- ✓ Las separaciones de las curvas de resistividad observadas en los cambios por profundidad de investigación puede ser debido a la invasión del lodo de perforación, desde hay las ocho curvas de resistividad arrojadas por la herramienta LWD han sido corregidas ambientalmente, debido a de este modo se simplifica el análisis de invasión efectivo a través de la observación del perfil de curva.
- ✓ La profundidad de investigación de la medición de resistividad estándar varía con respecto a la variación de resistividad de cada formación. Las resistividades profundas eliminan esta variable en la interpretación.
- ✓ MP RTEQ proporciona una representación precisa de la resistividad verdadera horizontal de la formación (R_t), esto permite mejorar la estimación de saturación de agua (S_w), que por consiguiente es más exacta la determinación de reservas de hidrocarburos.
- ✓ De acuerdo a la densidad de información tomada para cada intervalo, MP RTEQ proporciona una excelente mejora en la resolución y de este modo permite un análisis preciso en zonas donde se presenta capas delgadas.
- ✓ El procesamiento de resistividad de propagación múltiple usa dos frecuencias (2 MHz y 400 kHz) y una solución en general para la resistividad vertical (R_v) y horizontal (R_h), con empleo de al menos cuatro mediciones, para eliminar la

⁴³ Ibid

incertidumbre donde múltiples soluciones por el efecto de anisotropía pudiera existir.

4.2.2 Resolución Verdadera. Según BAKER HUGHES⁴⁴, es la presencia relativa de capas delgadas en el registro a causa de la separación de curvas de resistividad profunda y somera. El problema que se presenta es que es muy difícil distinguir entre la causa de separación por resolución y la causa de separación por invasión. Una solución convertir todas las resistividades a la misma resolución vertical definida.

Factores que influyen la resistividad de propagación múltiple:

- ✓ Efectos de anisotropía de la formación / Invasión del lodo de perforación
- ✓ Efecto dieléctrico excentricidad
- ✓ Formación- matriz, tipo de fluido

4.3 FACTORES QUE INFLUENCIAN LA MÚLTIPLE PROPAGACIÓN DE LA RESISTIVIDAD

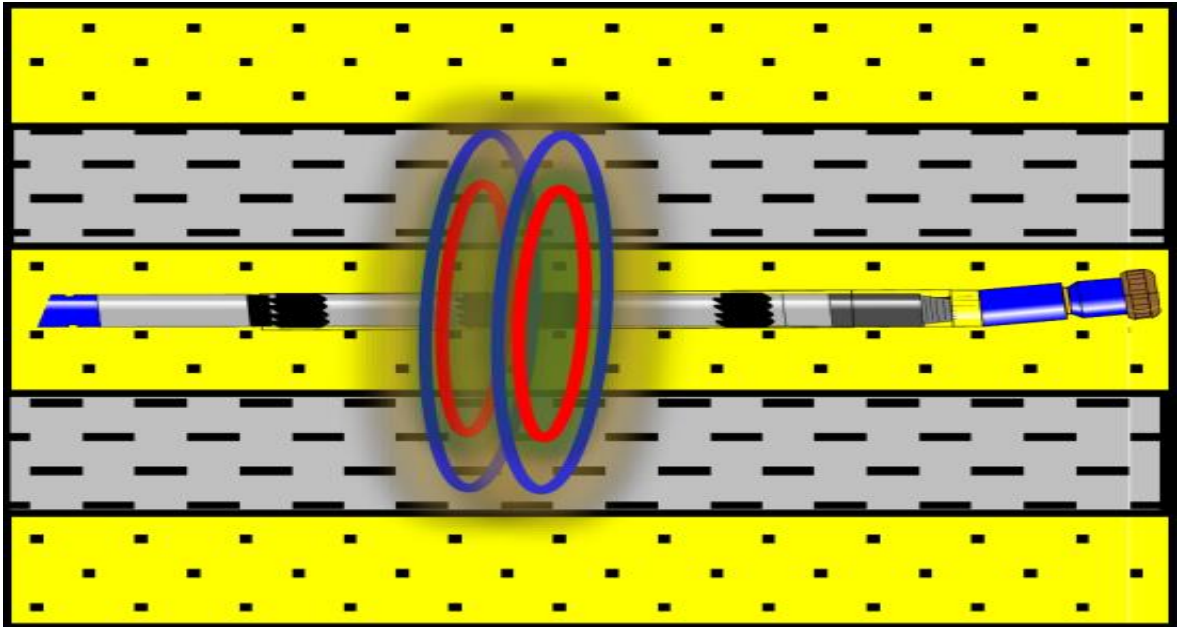
Múltiples factores pueden ocasionar errores en la medición de la resistividad o cualquier propiedad petrofísica. A continuación se presenta los principales factores que afectan la medición de la resistividad y que es necesario corregirlos.

4.3.1 Anisotropía. Según Teruhiko⁴⁵, los efectos de anisotropía ocurren cuando la señal que se induce a los diferentes capas y/o estratos de la formación no son acorde a lo que en realidad debe responder a la realidad ya que dependiendo del ángulo de inclinación de las capas tomaran lecturas diferentes, Ver **Figura 23** y **Figura 24**, esto da como resultado en el registro una combinación entre la medición de la Resistividad Vertical (Rv) y la Resistividad Horizontal (Rh)

⁴⁴ BAKER HUGHES INC. Fundamentals of LWD Resistivity & Gamma Logging. Diapositiva 19. Septiembre 2013.

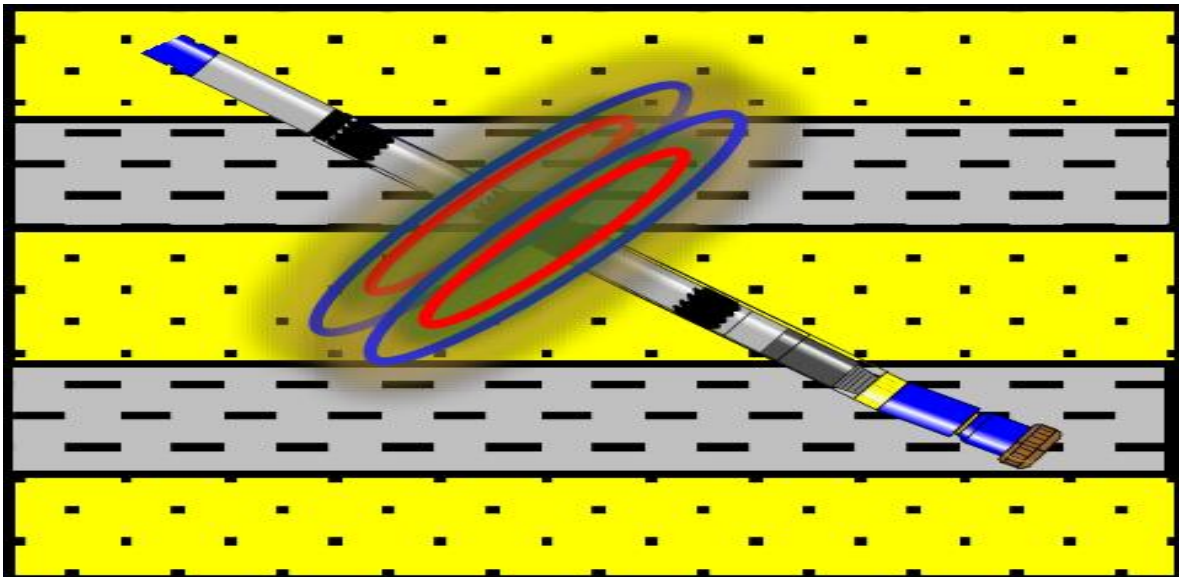
⁴⁵ TERUHIKO, Hagiwara. & ANGUIANO, Pedro. Anisotropy effect geosteering: Anisotropy and D2B estimate from directional resistivity tool. Texas. 2014.

Figura 23. Medición de la resistividad con un ángulo de 180 grados.



Fuente. BAKER HUGHES INC. Fundamentals of LWD Resistivity & Gamma Logging. Diapositiva 111. Septiembre 2013.

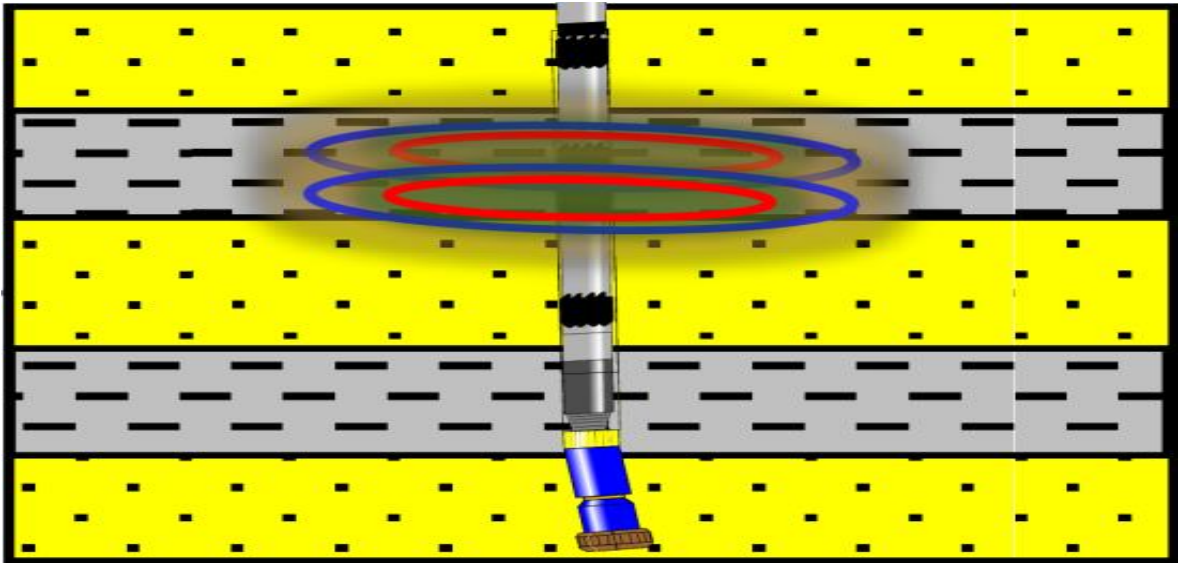
Figura 24. Medición de la resistividad con ángulo de desviación.



Fuente. BAKER HUGHES INC. Fundamentals of LWD Resistivity & Gamma Logging. Diapositiva 111. Septiembre 2013.

En un pozo vertical el ángulo de inclinación es cero grados como se observa en la **Figura 25**, la herramienta solo muestra la resolución horizontal (R_h), a diferencia de la resolución vertical (R_v) que no tiene efecto.

Figura 25. Medición de la resistividad con un ángulo de 0 grados



Fuente. BAKER HUGHES INC. Fundamentals of LWD Resistivity & Gamma Logging. Diapositiva 111. Septiembre 2013.

La anisotropía causa separación en las curvas de resistividad, esto quiere decir que la resistividad profunda es mayor que la resistividad somera ver **Figura 26**, en las mediciones de baja frecuencia como es 400kHz se ven menos afectadas que las mediciones realizadas con 2 MHz. Generalmente, la anisotropía es un indicador de respuesta a altas resistividades en LWD pero este no es un factor determinante en los registros Wireline. El efecto incrementa de acuerdo al ángulo de inclinación que tengan las capas; además de estar influenciada por la transmisión de frecuencias, el tipo de medición si es fase o atenuación y el radio anisotrópico de la formación.

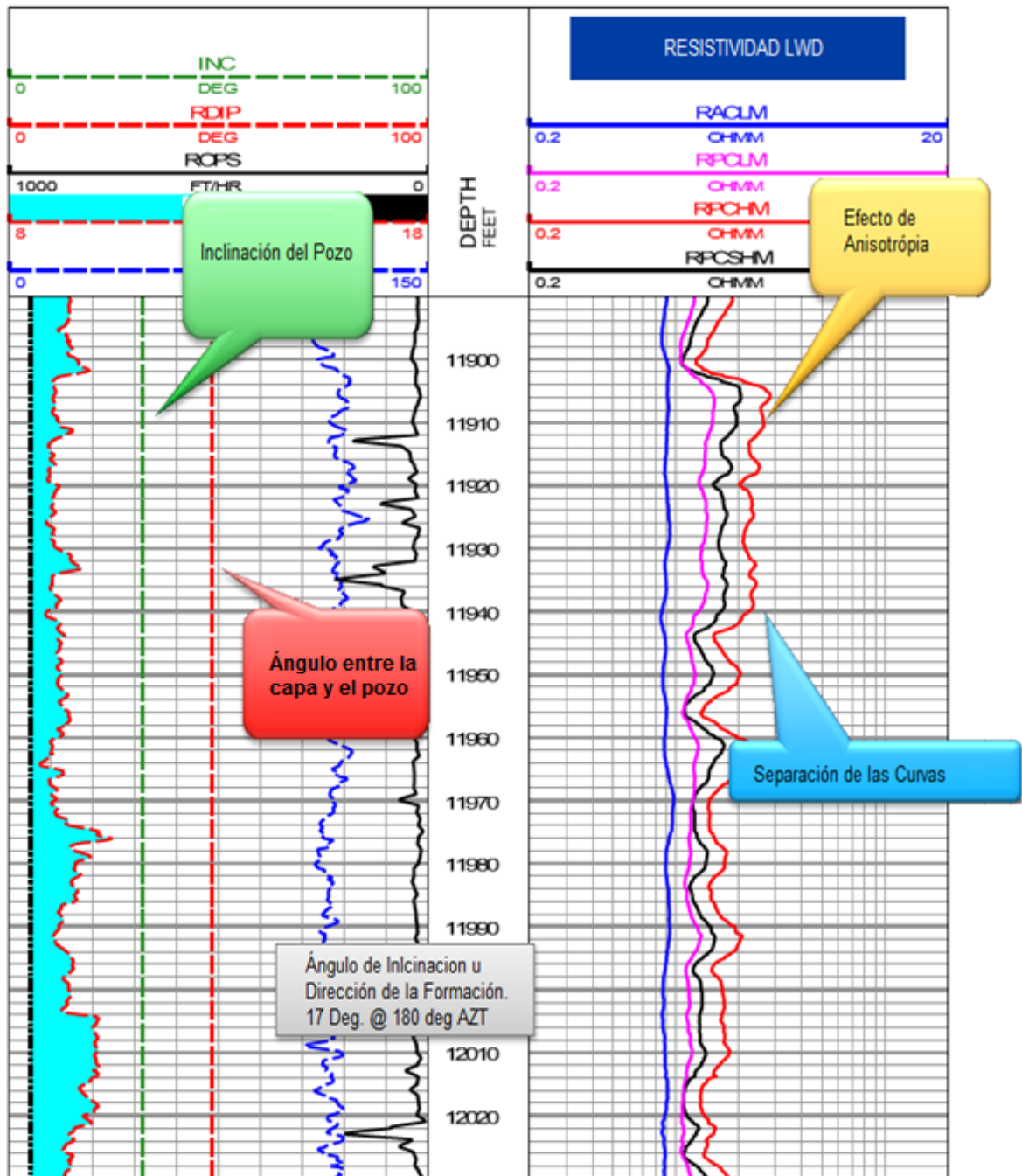
4.3.2 Resolución Vertical. Este refleja la habilidad de la herramienta para resolver capas delgadas y es casi siempre expresada como el mínimo espesor de formación que puede ser medido bajo condiciones operacionales. Esta característica es gobernada por la resistividad de las capas. Es importante tener en cuenta esta resistividad ya que puede presentar errores en las mediciones e interpretación del registro.

Según Frank⁴⁶, la medición de resistividad con 2 MHz tiene mejor resolución que la medición de 400 kHz. Así mismo las mediciones de espaciamiento corto tiene mejor resolución que las mediciones de largo espaciamiento y las resistividades de diferencia de fase tienen mejor resultado que la resistividad de atenuación. Los

⁴⁶ FRANK,Hearn. Guide to Measurement While Drilling. Houston. 2007. 12 pg.

métodos de inversión en el post procesamiento (Wireline & LWD) mejoran la resolución vertical y proporciona mayor exactitud de la resistividad de la formación para capas delgadas

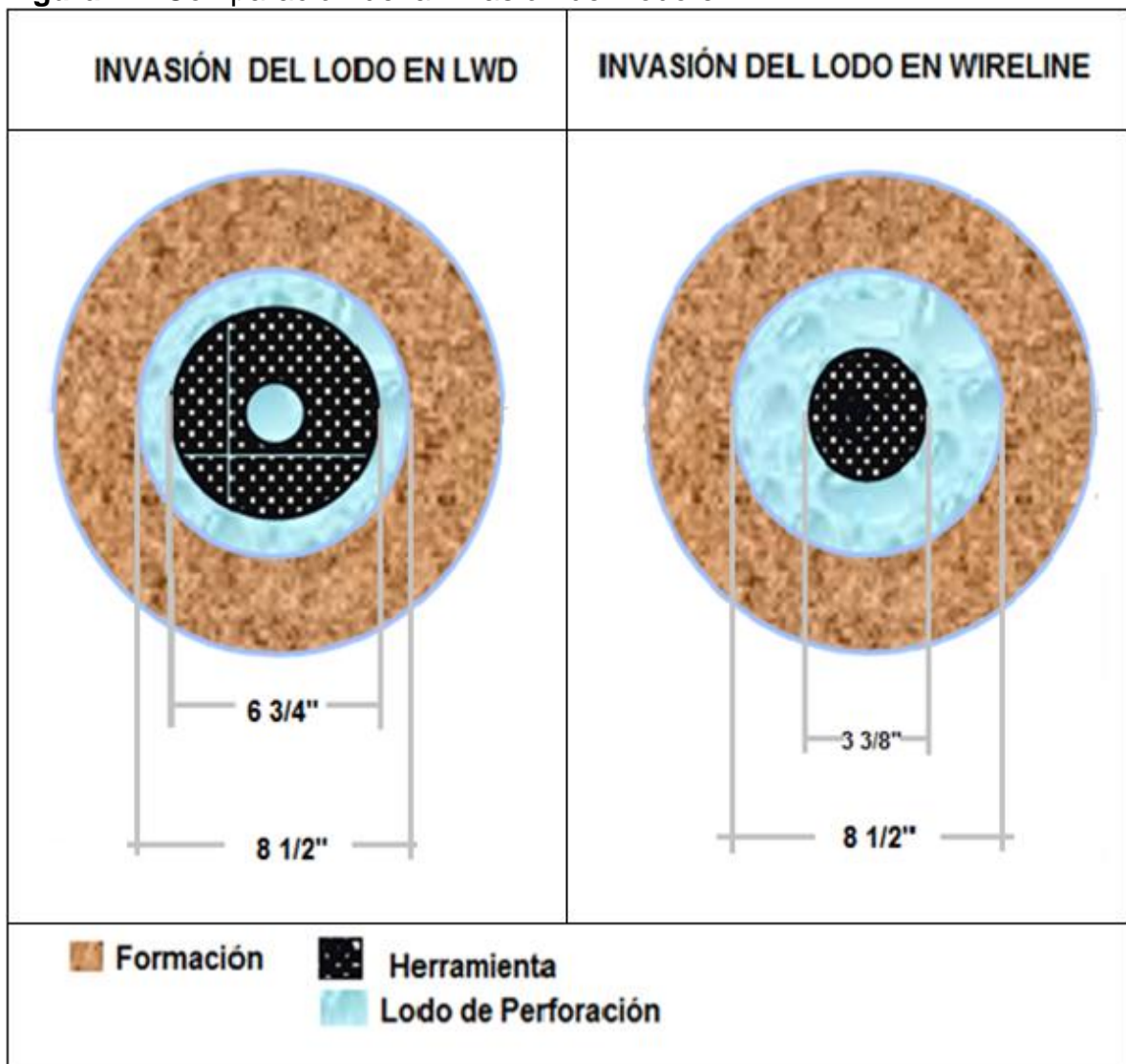
Figura 26. Efecto de Anisotropía en el registro de resistividad.



Fuente. BAKER HUGHES INC. Fundamentals of LWD Resistivity & Gamma Logging. Diapositiva 64. Septiembre 2013.

4.3.3 Efecto de Pozo. Los efectos de pozo son influenciados por el tamaño del hueco, el fluido de perforación y la resistividad de la formación. Como se puede apreciar en la **Figura 27**, el efecto de invasión por el lodo de perforación es mucho menor en LWD que en Wireline ya que a medida que se está perforando se va registrando esto hace que el tiempo de invasión del lodo a la formación sea corto, una de las ventajas del LWD es que toma valores de resistividad más precisos y con menores correcciones a la información de resistividad, a diferencia de Wireline ya que el tiempo de espera para poder registrar es mucho mayor debido a las condiciones de operación en pozo.

Figura 27. Comparación de la Invasión del Lodo en LWD



Fuente. BAKER HUGHES. Drilling Services. 2012. Modificado por el Autor

4.3.4 Efecto Dieléctrico. La propagación de una onda electromagnética es gobernada por tres propiedades intrínsecas del medio a través del cual se propaga, estas son:

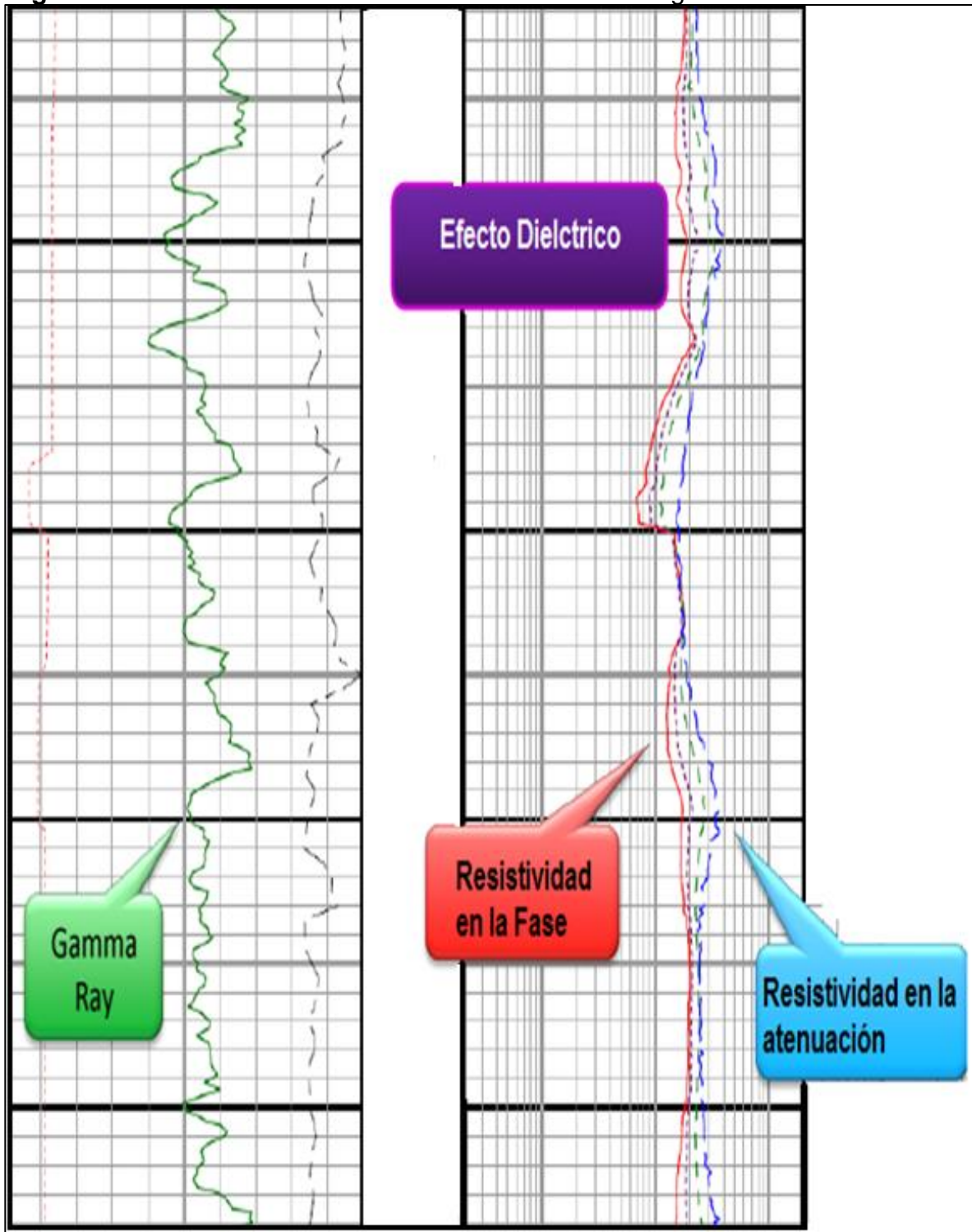
- ✓ Conductividad Eléctrica. Es la habilidad que tiene un material para conducir una corriente eléctrica
- ✓ Permeabilidad Magnética. es la habilidad de un material de poder ser magnetizado
- ✓ Permeabilidad Dieléctrica. Es la capacidad de almacenar energía eléctrica. Surge de la capacitancia de la formación en donde la orientación de las moléculas polares por ejemplo el agua (H₂O) obstruye la migración de iones restringiendo el paso de iones entre la superficie de las arcillas. En formaciones sedimentarias, la permeabilidad dieléctrica es altamente dispersible.

Según NASR⁴⁷, los efectos dieléctricos causan separación en la medida de resistividad respecto a la diferencia de fase y atenuación. La diferencia de onda es menor que la atenuación en la medida de la resistividad, es opuesta a la anisotropía. En la **Figura 28** se muestra el comportamiento de la curva de resistividad bajo el efecto dieléctrico en el cual se evidencia la separación de las curvas, las lecturas

La resistividad de atenuación es mayor que la resistividad en diferencia de fase, las lecturas son levemente mas bajas que la resistividad verdadera.

⁴⁷ NASR, Hatem. MPR (Probe & Collar Based). Houston:Technical Publications Group, 1999. 20 pg

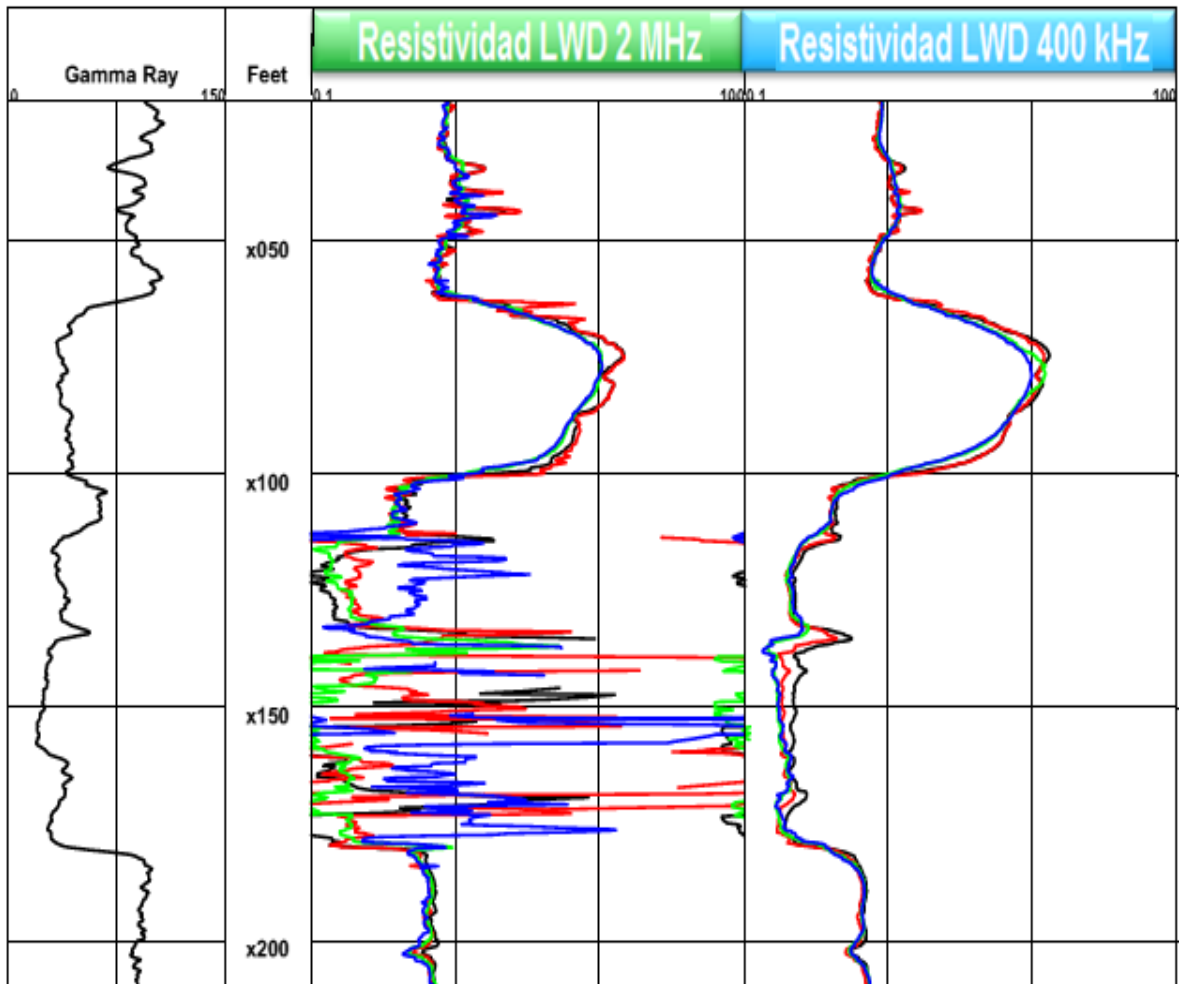
Figura 28. Presentación del Efecto Dieléctrico en el registro de Resistividad.



Fuente. BAKER HUGHES INC. Fundamentals of LWD Resistivity & Gamma Logging. Diapositiva 64. Septiembre 2013.

4.3.5 Efecto por excentricidad. Este efecto ocurre cuando la herramienta no está centrada en el pozo y produce un contraste de alta resistividad entre el fluido de pozo y la formación. Este efecto se presenta en su mayoría para pozos desviados u horizontales en los que por efecto de la gravedad la herramienta tiende a sentarse en el pozo tomando un valor erróneo de medición, Si la herramienta no está centrada toda la propagación de la resistividad se ve afectada; por ejemplo, en la **Figura 29** se observa que la medición de resistividad con LWD de alta frecuencia 2MHz está más afectada por el efecto de excentricidad que la medición de la resistividad de baja frecuencia 400 kHz.

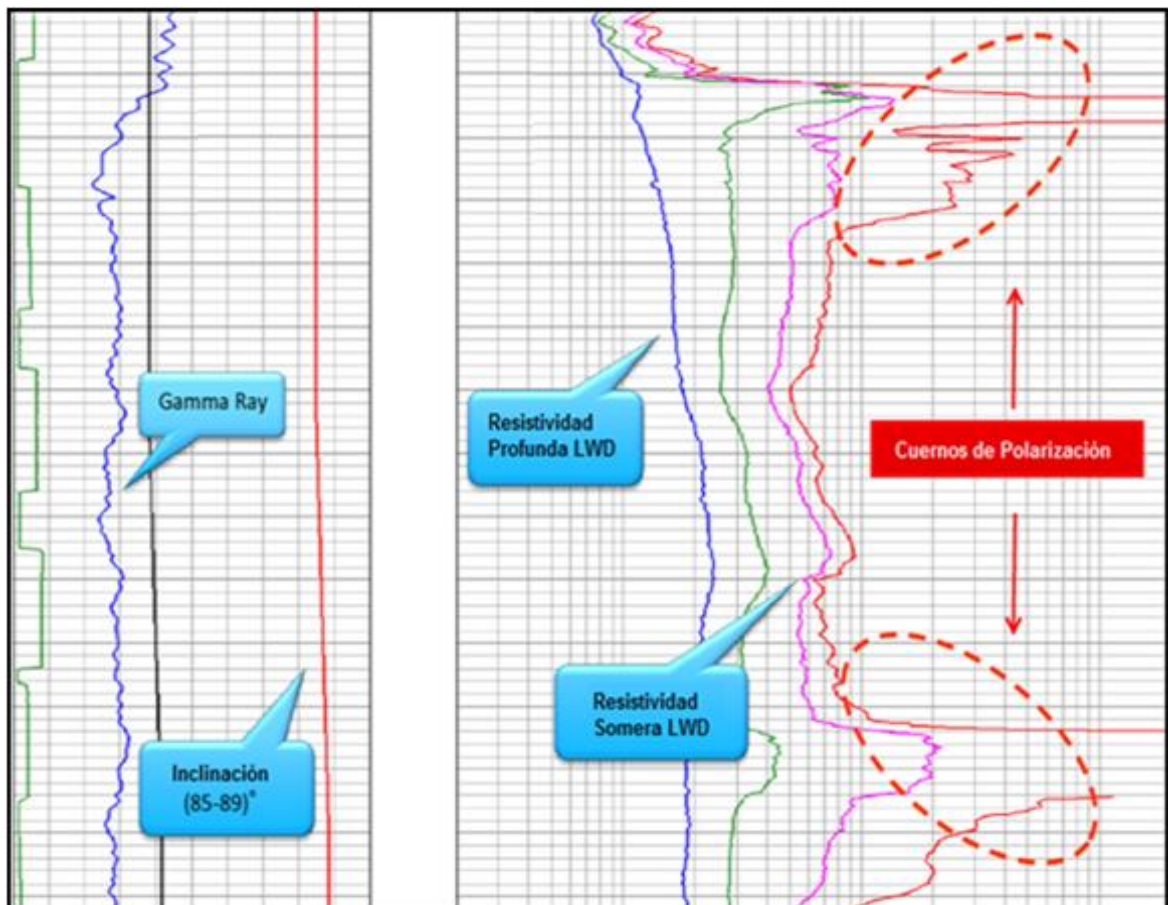
Figura 29. Presentación del registro de Resistividad cuando se ve afectado por excentricidad del pozo.



Fuente. BAKER HUGHES INC. Fundamentals of LWD Resistivity & Gamma Logging. Diapositiva 64. Septiembre 2013.

4.3.6 Cuernos de Polarización. Según lo anota Frank⁴⁸, es el resultado de la carga de capacitancia acumulada en los estratos. Cuando la herramienta tiene un ángulo de incidencia menor al plano de la capa ocurre una sobreestimación de la resistividad. Los Efectos de la polarización dependen principalmente del ángulo de incidencia, del contraste de la resistividad y la frecuencia de propagación. Los aspectos de la polarización empiezan a ser más prominentes con conforme al ángulo de incidencia empieza a hacerse más pequeño y el contraste de la resistividad entre las capas comienza a hacerse más largo. En la **Figura 30** se muestra el comportamiento de la curva de resistividad de acuerdo a los efectos producidos por los cuernos de polarización.

Figura 30. Comportamiento de la resistividad debido a los cuernos de polarización.



Fuente. BAKER HUGHES INC. Fundamentals of LWD Resistivity & Gamma Logging. Diapositiva 64. Septiembre 2013.

⁴⁸ FRANK,Hearn. Guide to Measurement While Drilling. Houston. 2007. 12 pg.

4.4 TEORIA DE OPERACIÓN

Como las ondas viajan a través de la formación, los cambios entre la fase y la amplitud son largos y relativamente fáciles para la lectura. Como la resistividad de la formación incrementa, la velocidad de la onda incrementa en el eje x, pero la amplitud disminuye. Cualquier cambio en la señal de la fase y/o atenuación que sean pequeños se pueden confundir con ruido, por lo tanto la herramienta pierde exactitud en formaciones altamente resistivas.

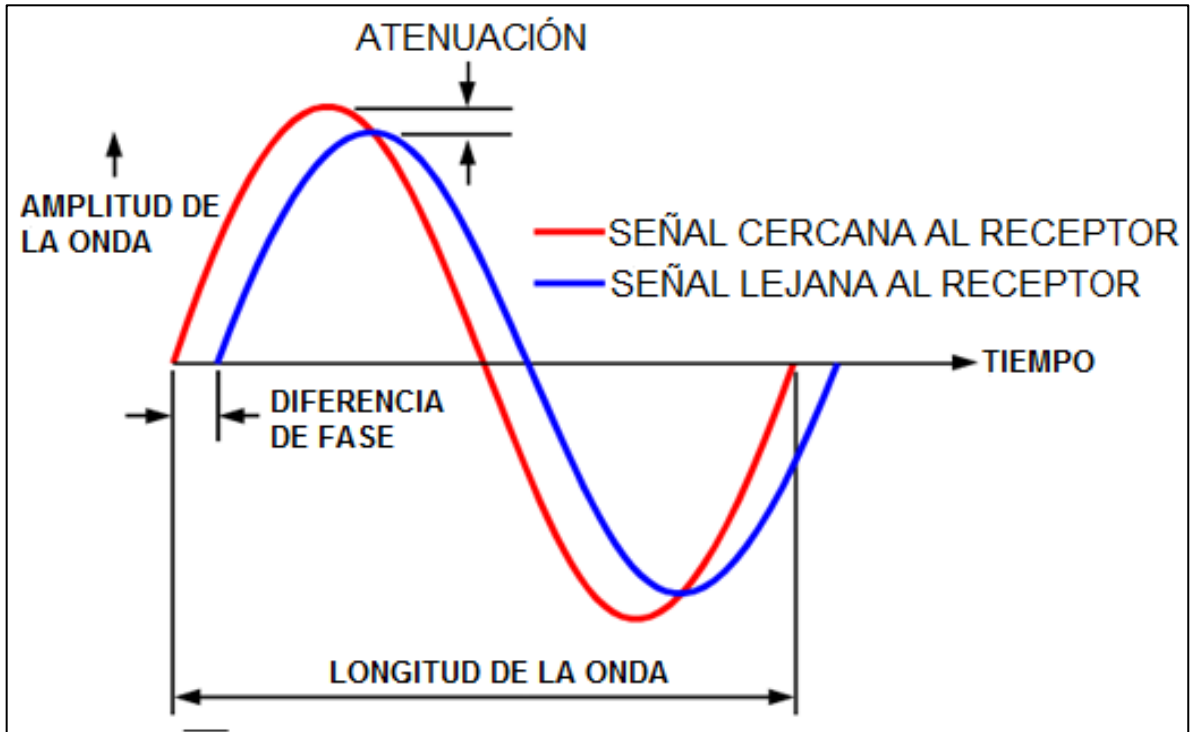
Por esto, la herramienta tiene una relación inversa entre la diferencia de fase, radio de amplitud y resistividad. Como la resistividad de la formación se hace mas grande, el valor de diferencia de fase o radio de amplitud registrados por la herramienta se hacen más pequeños. La profundidad de investigación para las herramientas de propagación de resistividad disminuye con la disminución de la resistividad. La Fase y la amplitud de las ondas transmisoras son afectadas por la conductividad del medio a través del cual viajan.

La frecuencia de 2 MHz provee una resolución vertical óptima para definir capas delgadas y definir contactos agua/petróleo. La señal de 400 kHz provee una extensa profundidad de investigación y permite la temprana detección de los límites de las capas para la geo navegación, y con mayor inmunidad a efectos de formación y del entorno, según Frank.⁴⁹

La frecuencia de la señal transmitida no cambia a medida que viaja a través de la formación, sin embargo la velocidad y amplitud de la onda varia dependiendo de la resistividad de la formación. En formaciones altamente resistivas, la propagación de las señales tienen altas velocidades y son menos atenuadas a medida que viajan desde el transmisor ver **Figura 31**. Como en formaciones de resistividad baja, la propagación de las señales son más lentas y más fácilmente atenuadas tal como se observa en la **Figura 32**.

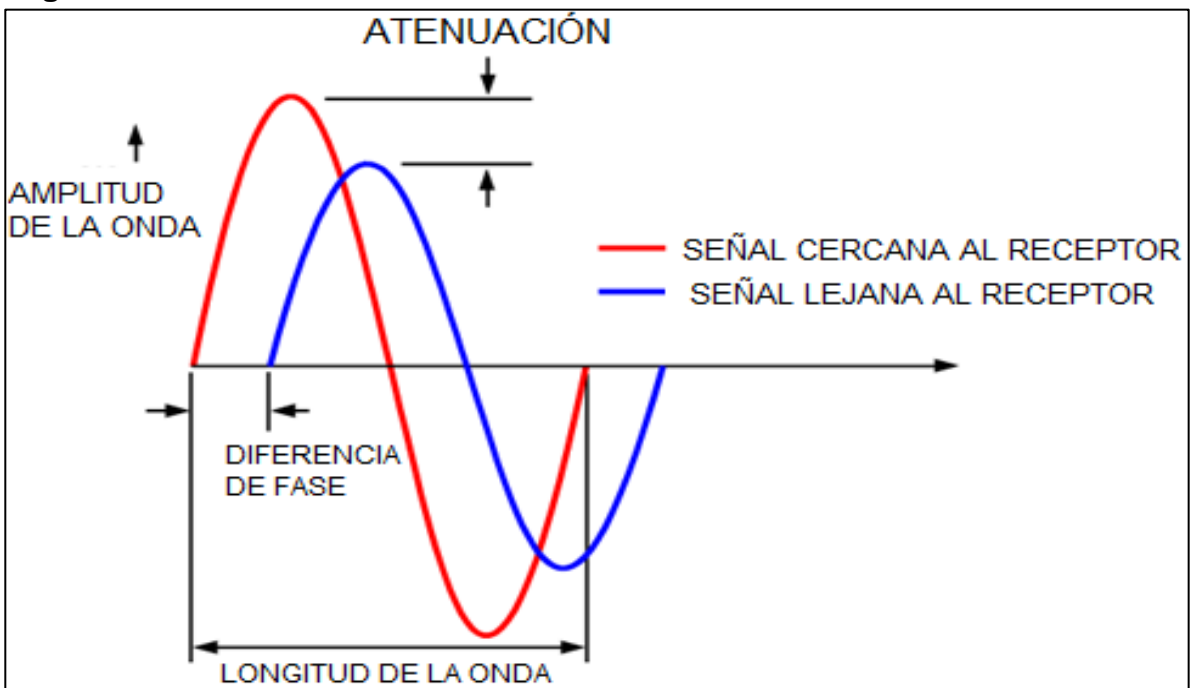
⁴⁹ FRANK, Hearn. Multiple Propagation Resistivity. Houston: Technical Publications Group, 1999. 43pg.

Figura 31. Característica de la Señal en un medio de Alta Resistividad.



Fuente. BAKER HUGHES. Multiple Propagation Resistivity. Technology Guide. 1998

Figura 32. Característica de la Señal en un medio de Alta Resistividad.

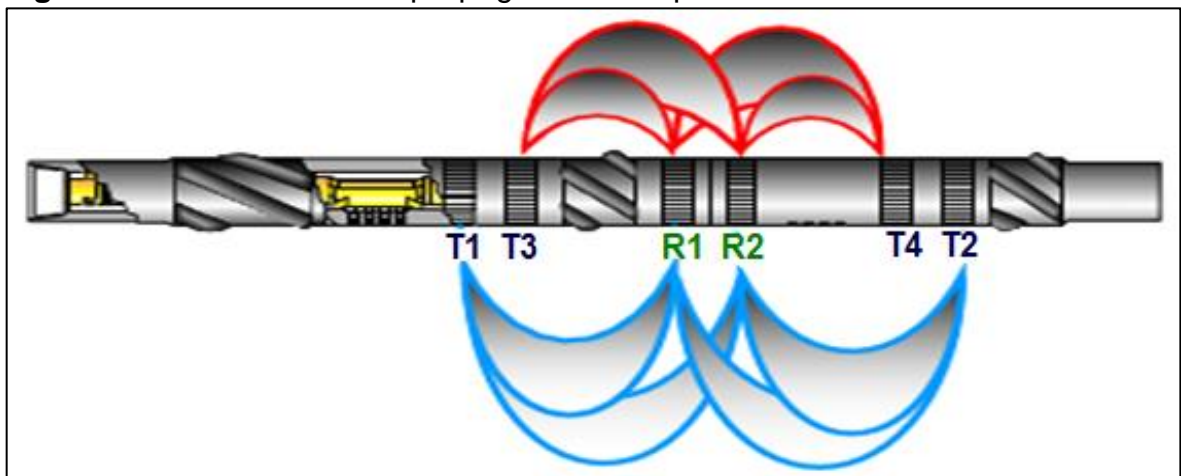


Fuente. BAKER HUGHES. Multiple Propagation Resistivity. Technology Guide. 1998

4.5 HERRAMIENTA DE PROPAGACION MULTIPLE.

Un par de receptores (R1 y R2) de ocho pulgadas de diametro que estan delimitadas por dos pares de antenas Transmisoras (T1,T3 y T4,T2) , las cuales estan espaciadas a 23 pies y 35 pies respectivamente del punto medio entre las dos antenas receptoras. Ver **Figura 33**. Las antenas fueron diseñadas de manera simétrica respecto a los receptores para redundar en las mediciones de resistividades y de este modo reducir la cantidad de influencias provenientes del pozo y compensar dichas mediciones. Esta herramienta mide la diferencia de fase y radio de amplitud reflejado en atenuación. Segun Frank.⁵⁰

Figura 33. Herramienta de propagacion multiple.



Fuente: BAKER HUGHES INC. Fundamentals of LWD Resistivity & Gamma Logging. Diapositiva 99. Septiembre 2013. Modificada por el autor.

La teoría de operación en la herramienta LWD de propagación múltiple es la misma que gobierna a las herramientas de inducción wireline. Las herramientas de inducción son herramientas que leen conductividad. Esta lectura es más precisa en formaciones conductoras las cuales generan ondas con bajas velocidades y altas amplitudes

Las herramientas de resistividad de propagación envían ondas de radiofrecuencias electromagnéticas desde un transmisor, y mide el cambio de fase (velocidad) y atenuación (radio de amplitud) entre dos antenas receptoras. La medición del cambio de fase y la atenuación son sensibles a la conductividad de la formación y relativamente insensibles al ambiente del pozo.

⁵⁰ Ibid

Los sensores de resistividad azimuthal de lectura profunda pueden estar diseñados de diferentes maneras según la necesidad de los clientes ,la herramienta consiste en tres pares de transmisores que se encuentran ubicados simetricamente, estos emiten ondas electromagneticas a diferentes espacios y diferentes frecuencias , un par de receptores se localizan en la mitad del arreglo de transmisores , para medir la diferencia de atenuacion de las ondas electromagneticas.Los receptores centrales responden a la resistividad del medio, una de las habilidades mas interesantes de esto es la capacidad de detectar eventos geologicos , incluidos zonas de agua, capas de roca entre otros. Los transmisores en conjunto con las antenas remotas son capaces de detectar cualquier aproximación a los limites de las capas hasta con 18 pies de anticipacion bajo condiciones favorables

El MPR utiliza la electronica digital para la medicion absoluta o brutas de fases y amplitudes de las senales desde la combinacion de cada receptor con cada transmisor.Las lecturas profundas que la herramienta ofrece permiten la prediccion de zonas aún no perforadas y estar alerta al acercarse a zonas no productivas, al estar expuestos a la zona de interes permiten descartar las formaciones que no sean de interés alrededor del pozo, se considera bastante útil en formaciones con altos ángulos de desviación e incertidumbres geológicas.

4.5.1 Profundidad de Investigación. De acuerdo con Arve⁵¹, la profundidad de investigacion es definida como la distancia a la cual el 50 porciento de la señal es recibida.Para las mediciones de propagación electromagnética la profundidad de investigación puede cambiar dependiendo la frecuencia de medición 2 MHz o 400 kHz, tipo de medición, las propiedades de medio y las propiedades del fluido de perforación en el pozo.

Las curvas de resistividad de atenuación y diferencia de fase proporcionan una profundidad de investigación profunda y somera, esto puede ser entendido desde la geometría del campo electromagnético, donde las superficies constantes de fase son en forma esférica por que las ondas viajan con la misma velocidad en todas las direcciones. Las superficies contantes de amplitud toman forma de toroides, porque la onda es más fuerte en la dirección radial que en la dirección vertical. Esto es característico de una antena dipolo magnética, la cual se asemeja a las bobinas.

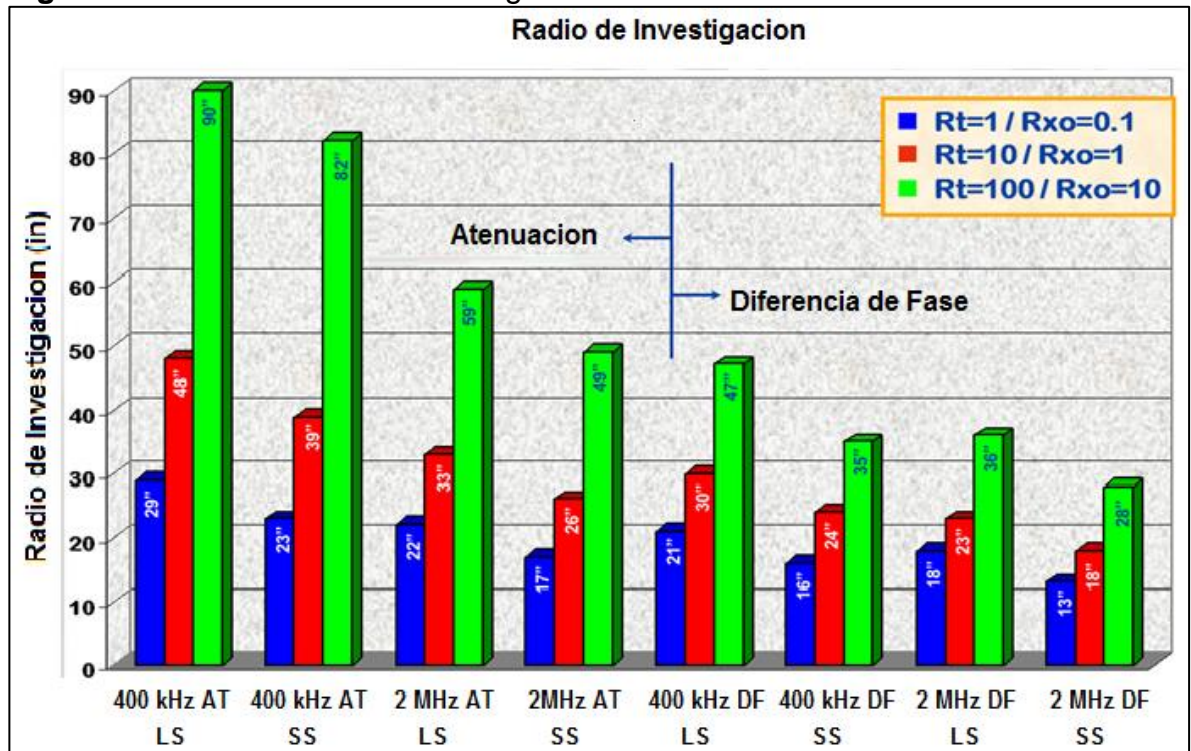
Extensos estudios han confirmado que la resistividad de atenuación (Rat) es siempre mucho más profunda que la resistividad por diferencia de fase, basado

⁵¹ ARVE Thorsen, TOR Eiane & JONSBRAATEN Fredrik, A method to interpret multiple propagation resistivity data in enelarge holes to reveal true resistivity. Texas, 2007. 3 pg.

una vez en el perfil de invasión, con R_{xo} para la zona invadida, R_t para la zona virgen y R_m para el pozo. La profundidad de investigación depende de la resistividad de la formación, la frecuencia de medición y el espaciamento de los transmisores a los receptores.

A continuación en la **Figura 34**. se muestra la relación entre resistividad de la zona Virgen y resistividad de la zona lavada

Figura 34. Profundidad de investigación.

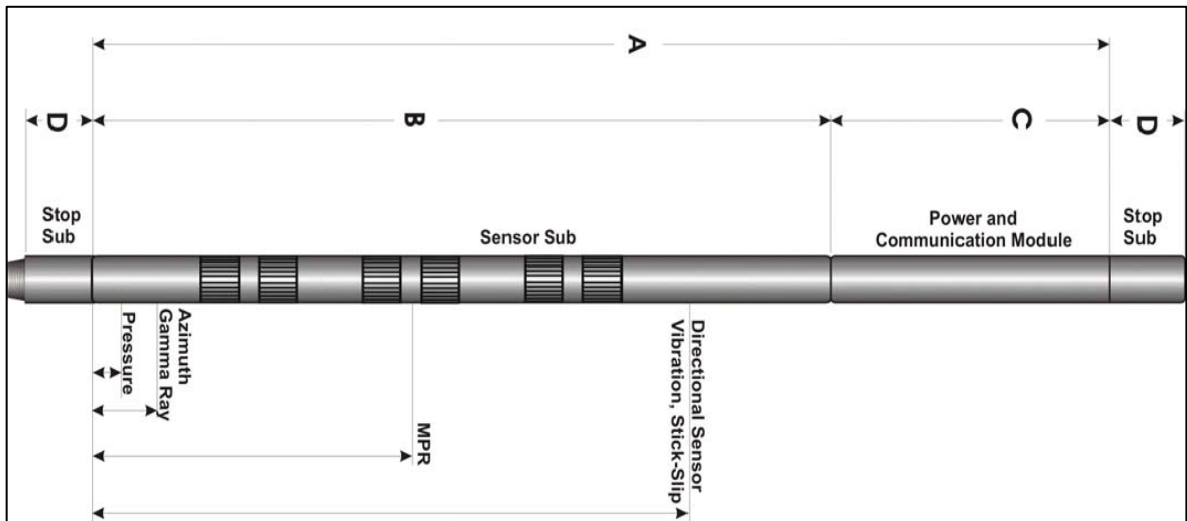


Fuente: BAKER HUGHES INC. Fundamentals of LWD Resistivity & Gamma Logging. Diapositiva 120. Septiembre 2013. Modificada por el autor.

La resistividad de 2 MHz diferencia de Fase Long Space es la recomendada para los cálculos petrofísicos y para hallar R_t . La curva de resistividad de 2 MHz Diferencia de Fase Short Space (RPCSHM) indica la resistividad más somera. A diferencia de la curva de 400 kHz Atenuación Long Space (RACLM) muestra la resistividad más profunda esta es esencial para la geo navegación pero presenta mayor incertidumbre y más baja resolución vertical no es recomendable para la petrofísica.

4.5.2 Herramienta Ontrak. La herramienta integrada MWD/LWD proporciona en tiempo real mediciones de Direccional, Gamma Ray, Resistividad de Propagación Múltiple (MPRTEQ), presión de fondo y vibraciones. En la **Figura 35** se muestra la localización de los transmisores y receptores y todo lo que compone la herramienta Ontrak.

Figura 35. Herramienta Ontrak.



Fuente: BAKER HUGHES INC. "Technical Data Sheet ONTRAK".2013

Ahora bien, en la **Figura 36** se visualizan las especificaciones y los parametros que hacen que la herramienta de resistividad funcione adecuadamente.

Figura 36. Especificaciones de la Herramienta Ontrak con respecto a la Resistividad.

Resistividad	Resistividad 2 MHz Diferencia de Fase	Resistividad 2 MHz Atenuacion	Resistividad 400 KHz Diferencia de Fase	Resistividad 400 KHz Atenuacion
Rango	0.1 - 3,000 ohm-m	0.1 - 500 ohm-m	0.1 - 1,000 ohm-m	0.1 - 200 ohm-m
Exactitud	±0.85% (0.1 - 50 ohm-m)	±1.75% (0.1 - 25 ohm-m)	±0.85% (0.1 - 25 ohm-m)	±4% (0.1 - 10 ohm-m)
	±0.4 mmho/m (>50 ohm-m)	±0.85 mmho/m (>25 ohm-m)	±0.8 mmho/m (>25 ohm-m)	±4.0 mmho/m (>10 ohm-m)
Resolucion	8" (20 cm) for 90% response in conductive beds		12" (30 cm) for 90% response in conductive beds	

Fuente: BAKER HUGHES INC. "Technical Data Sheet ONTRAK".2013.Mpodificado por el autor.

4.6 TELEMETRIA

Con los avances tecnológicos, la industria exige información en tiempo real, pero las dificultades que esto generaba eran bastantes, es por esta razón que se crean sistemas que permiten enviar la información a superficie, a la tecnología que permite este objetivo se le llama **telemetría**. La telemetría es una tecnología, que permite tomar mediciones de magnitudes físicas y luego llevar estas a superficie a manos del operador, permitiendo tomar decisiones en tiempo real.

4.6.1 Sistemas para enviar la información a superficie. Anteriormente, las herramientas de medición se instalaban en un pozo y posteriormente se retiraban, para obtener las mediciones, luego se trabajó mediante un cable eléctrico para llevar la información a superficie, pero con la llegada de los pozos horizontales, todo presentaba más dificultad debido a tortuosidad y trayectoria de un pozo de este tipo, entonces se tomó la decisión de convertir la medición en parte de la sarta, para evitar choques y obstrucciones y además favorecer el desplazamiento, pero el requerimiento de tomar datos constantemente no se cumplía, así que se creó la idea de sistemas que permitieran enviar la información de fondo a superficie sin cableados, y es cuando aparece la Telemetría. Como lo describen Jaramillo y Delgado⁵² la Telemetría tuvo sus inicios en 1915, durante la primera guerra mundial, por el alemán Khris Osterhein y el italiano Franchesco Di Buonanno, se utilizó en esta época para medir la distancia de los objetivos de artillería. Normalmente el envío de información se realiza en forma inalámbrica, pero también puede darse por medio de dispositivos (teléfonos, redes de ordenadores, fibra óptica) los sistemas reciben las ordenes por medio de telecomandos.

Los avances y la necesidad de monitorear el proceso de perforación en pozos complejos, como direccionales y horizontales, ha hecho que se ofrezcan sistemas de telemetría más completos, y que se desplacen los registros convencionales que utilizaban memorias, generando sobrecostos y aumento de tiempos. Los sistemas de Telemetría a utilizar deben ser elegidos por el operador dependiendo de las características del pozo, buscando cuál de los sistemas que actualmente se manejan es el adecuado para el caso.

⁵² JARAMILLO, Daniel, DELGADO, Johan, Registro y monitoreo de dirección durante la perforación (MWD). 2009.p.2

4.6.1.1 Pulso de lodos. Este sistema origina variaciones de presión por medio del fluido de perforación en el interior de la sarta, el sistema de generación de pulsos se clasifica por la capacidad de flujo volumétrico que es capaz de manejar, generalmente es 250, 650,950 y 1200 (Galones por minuto).

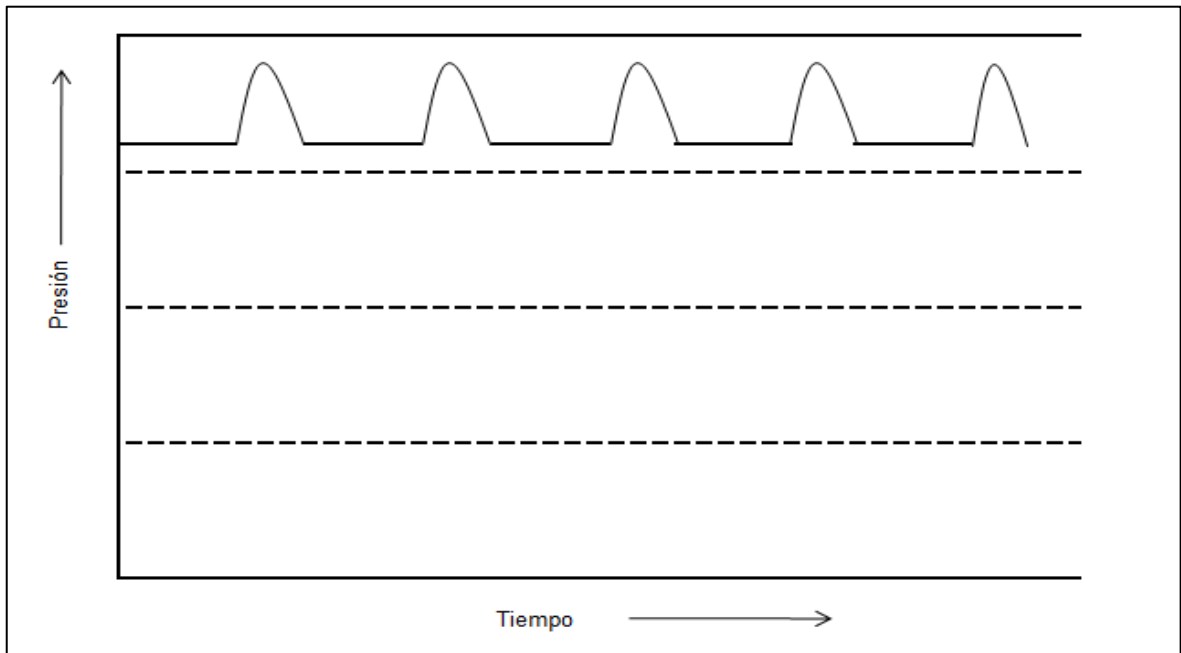
La telemetría en este sistema se ejecuta por señales generadas dentro de la sarta, una onda viaja a superficie, a una velocidad que depende de las propiedades del lodo, luego la medición es registrada por sensores, codificada en el fondo del pozo por el software y descifrada en superficie.

Dentro de las ventajas de este sistema cabe destacar que es el más económico del mercado, de fácil mantenimiento, se actualiza contantemente lo que le da confiabilidad en el mercado. Pero también presenta desventajas como su dependencia de las propiedades del fluido de perforación, no es capaz de competir con otros sistemas como el de tubería inteligente debido a la magnitud de los canales que se requieren actualmente para el paso de información, requieren técnicas de procesamiento de datos avanzadas para evitar ruido y pérdida de información.

4.6.1.2 Pulso positivo de presión. Los pulsos son generados por una válvula en el interior de la sarta de perforación, esta se encuentra en la parte superior de la herramienta y la selección del diámetro se basa en las condiciones de profundidad y en las características del fluido de perforación, estos se relacionan también con el tamaño de la onda o pulso de presión. **Ver Gráfica. 3**

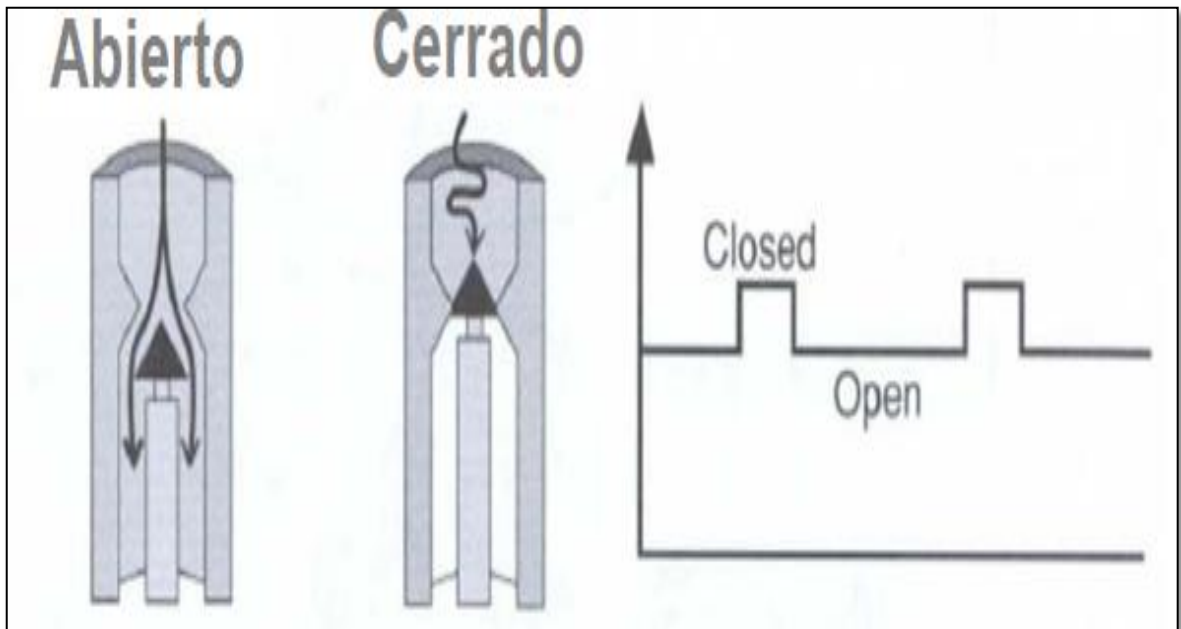
Un sensor electrónico codifica la información y la envía por medio de señales eléctricas al impulsor que con un pistón en su interior realiza movimientos, durante ciertos intervalos de tiempo, generando cambios en la presión del interior de la tubería, cuando el pistón se extiende restringe el paso del lodo y esto aumenta aún más la presión, los cambios de presión se detectan en superficie por transductores de presión , luego estos pulsos se transforman en señal eléctrica y posteriormente esta señal es procesada para permitir las lecturas. Ver **Figura 37**.

Gráfica 3. Pulsos de presión generados por sistemas de presión positivos.



Fuente: JARAMILLO, Daniel, DELGADO, Johan. Registro y monitoreo de dirección durante la perforación (MWD). 2009. p.2

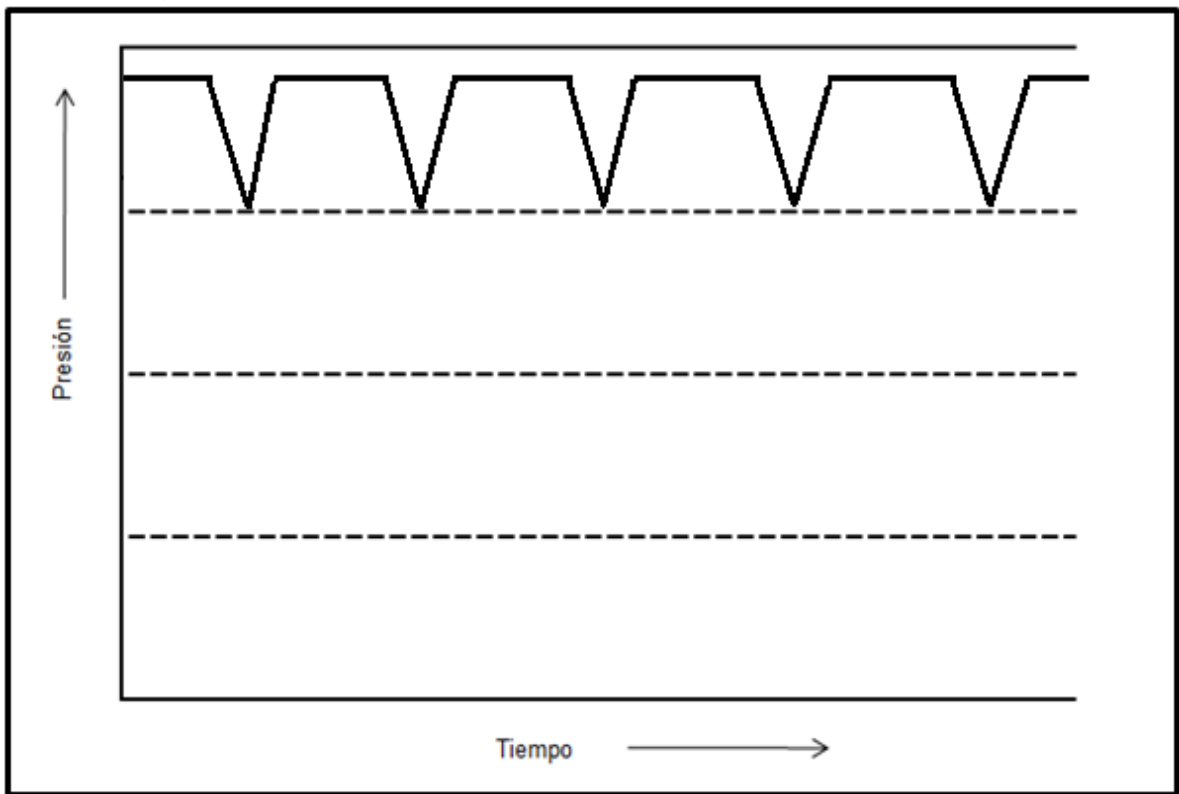
Figura 37. Sistema de telemetría por pulsos positivos.



Fuente: ZARATE, German. Presentación de clase perforación direccional.pdf. Bogotá. 2013. p.7.

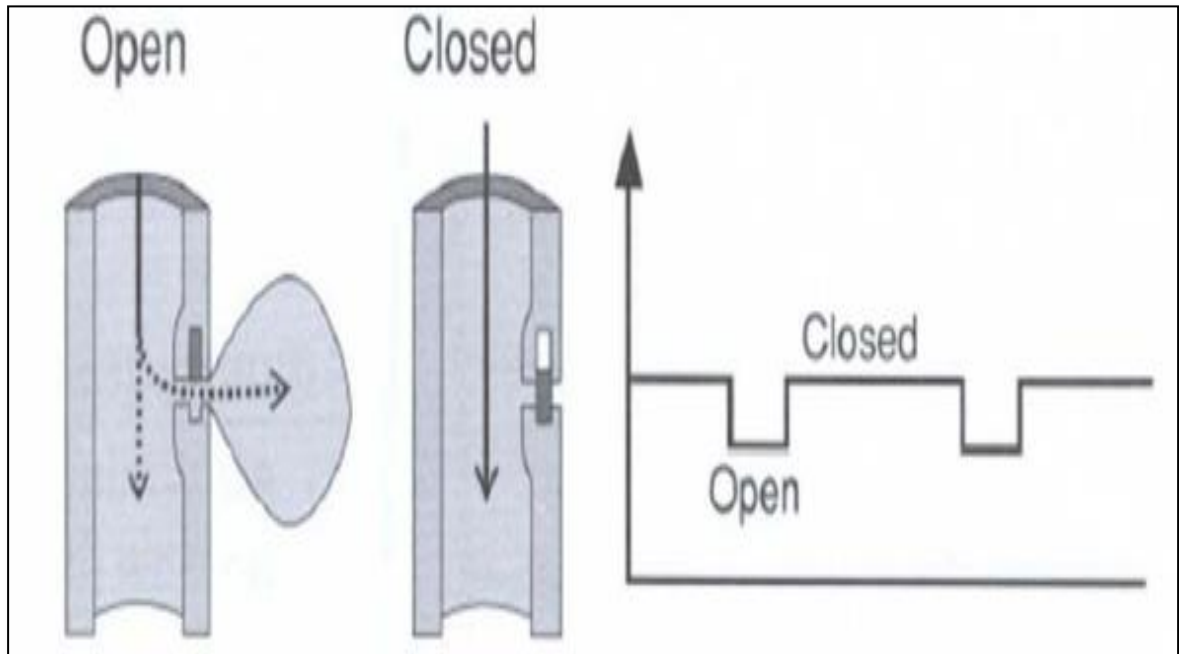
4.6.1.3 Pulso negativo de presión. Este sistema trabaja con una válvula de alivio, este sistema trabaja con un accionador que basado en la señal enviada por el sensor electrónico abre o cierra una válvula y de esta forma permite que se libere fluido desde la columna de perforación al anular, así la presión de la tubería disminuye, y se genera el pulso negativo de presión, la duración de este depende del tiempo en que se encuentre abierta o cerrada la válvula. Ver **Gráfica 4**. Ver **Figura 38**

Gráfica 4. Pulsos de presión generados por el sistema de telemetría de pulsos negativos.



Fuente: JARAMILLO, Daniel, DELGADO, Johan. Registro y monitoreo de dirección durante la perforación (MWD). 2009. p.2.

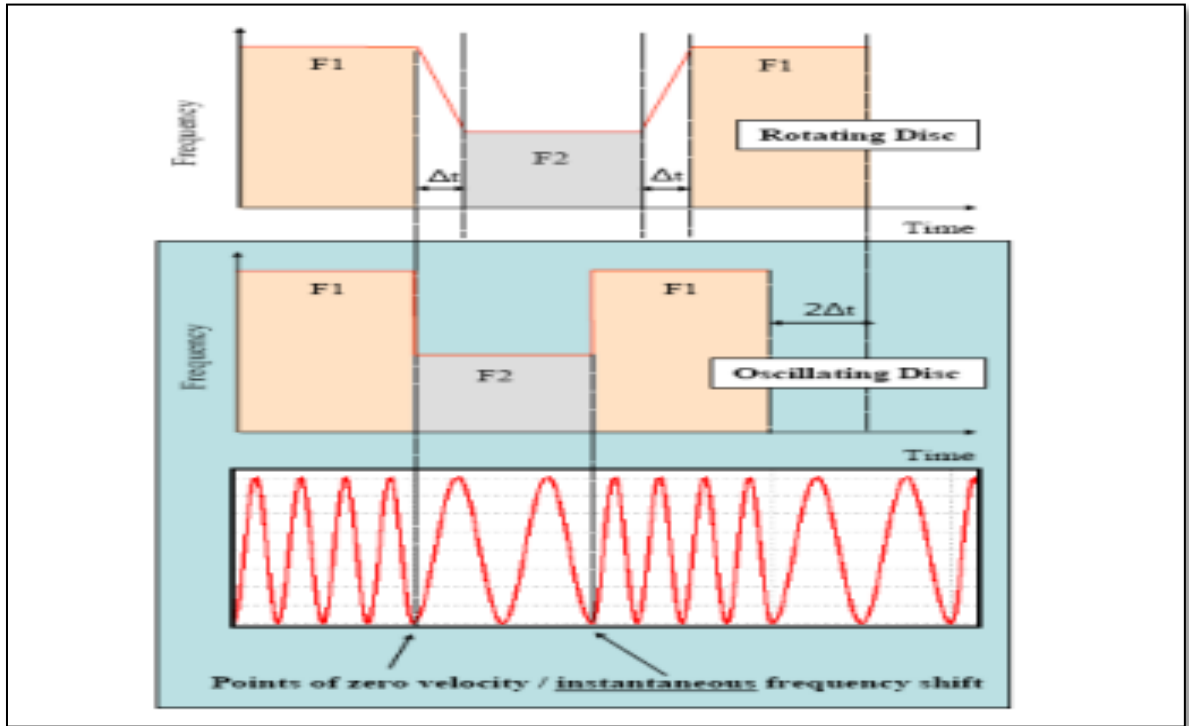
Figura 38. Sistema de telemetría por pulsos negativos.



Fuente: ZARATE, German. Presentación de clase perforación direccional.pdf. Bogotá. 2013. p.7.

4.6.1.4 Pulso de lodos modificado. El sistema de pulso de lodos convencional maneja tasas de transmisión de señal normales menores a 3 bits/seg, este sistema modificado se ha corrido hasta en tasas de 20 bits/seg, con buenos resultados, incrementando de esta forma la eficiencia de transmisión de datos, esto se da porque el sistema tradicional utiliza un disco rotario cuyas pulsaciones se imprimen en el lodo, el sistema modificado utiliza un disco que oscila, el disco rotario para lograr el cambio de frecuencia acelera o desacelera utilizando un Δt que no es apropiado para el tiempo real, ya que entre mayor sea la velocidad de transmisión de datos este Δt aumentara y se considerara tiempo perdido, el disco oscilatorio por lo contrario cambia de una frecuencia a otra de forma instantánea, lo que aumenta la velocidad de transmisión sin pérdida de tiempo. (Ver **Gráfica 5**).

Gráfica 5. Comparación entre disco oscilatorio y rotatorio.



Fuente: JARAMILLO, Daniel, DELGADO Johan. Registro y monitoreo de dirección durante la perforación (MWD). 2009.

Este sistema presenta ventajas, como la entrega de datos claros y entendibles libres de ruido, aumento de velocidades de transmisión mayores a las del sistema convencional, es de fácil mantenimiento, económico, transmisión en tiempo real, en cuanto a desventajas al igual que el sistema convencional presenta limitantes por las propiedades del lodo, la velocidad de transmisión no es tan alta como la de otros sistemas, no puede existir presencia de aire en la columna de lodo.

4.6.2 Telemetría Electromagnética. Los estudios muestran que las ondas son capaces de penetrar y propagarse en todos los medios incluidos los más conductivos, la profundidad de penetración es inversamente proporcional a la frecuencia de la onda y conductividad del medio, en el pozo existen medios conductores como tubería de perforación y revestimiento, que permiten aproximar la atenuación de la señal al cuadrado de la distancia a la que debe viajar la onda, haciendo así que la transmisión electromagnética pueda ser modelada como si fuera un cable coaxial.

Este sistema no necesita cables, transmite las señales desde fondo a superficie por medio de la tubería o de las formaciones adyacentes. En el sistema se utilizan baterías, que permiten la transmisión de paquetes de datos, se dice que estos

sistemas han llegado a transmitir desde una profundidad de 10000 pies sin tener la necesidad de utilizar repetidores, dentro de sus aplicaciones principales se incluye el comportamiento como sistema de monitoreo de reserva, además es capaz de transmitir datos de intervalos específicos mejorando así la calidad de la información, cabe destacar también que no presenta restricciones relacionadas al fluido de perforación, posee comunicación en dos vías con la herramienta de fondo, pero dentro de sus desventajas se encuentran que posee una tasa de transmisión lenta de 1-3 bits/seg, en aplicaciones bajo balance requiere centralización adicional para atenuar altas vibraciones, la señal se atenúa en profundidades excesivas o resistividades de formación mayores a las de la antena emisora.

4.6.3 Telemetría acústica. Este sistema se basa en el principio de propagación elástica de las ondas, el desarrollo fue un poco complicado debido que para el funcionamiento requiere frecuencias bajas y a las condiciones de perforación es difícil obtenerlas, el sistema utiliza un material magnetotristivo un oscilador en el transmisor, este material se distorsiona por la aplicación del campo magnético y el oscilador genera una onda elástica, que se propaga y transmite a través de la sarta de perforación, ha tenido buenos resultados hasta en profundidades de 6400 pies sin presentar limitaciones en cuanto al grado de inclinación. Este sistema tiene unos componentes como un transmisor que consiste en un oscilador, un mecanismo de manejo, una fuente de poder y un circuito eléctrico, el oscilador y el mecanismo al estar instalados alrededor de las herramientas permiten la propagación de la onda acústica, la energía se transmite por una turbina generadora accionada por el fluido de perforación, los datos los controla un microprocesador que programa el oscilador a las condiciones deseadas. Un receptor que maneja altas sensibilidades del mecanismo receptor, filtra el ruido que acompaña a la señal, las atenuaciones las causa el fluido de perforación. El sistema de telemetría acústica, se aplica en ambientes complejos como costa afuera, pozos profundos, perforación alcance extendido, además sus herramientas ofrecen un manejo fácil y es capaz de recibir en superficie información enviada por diferentes herramientas de manera simultánea. Presenta ciertas desventajas como la adquisición, el mantenimiento, al manejar bajas frecuencias se corre el riesgo de perder la información.

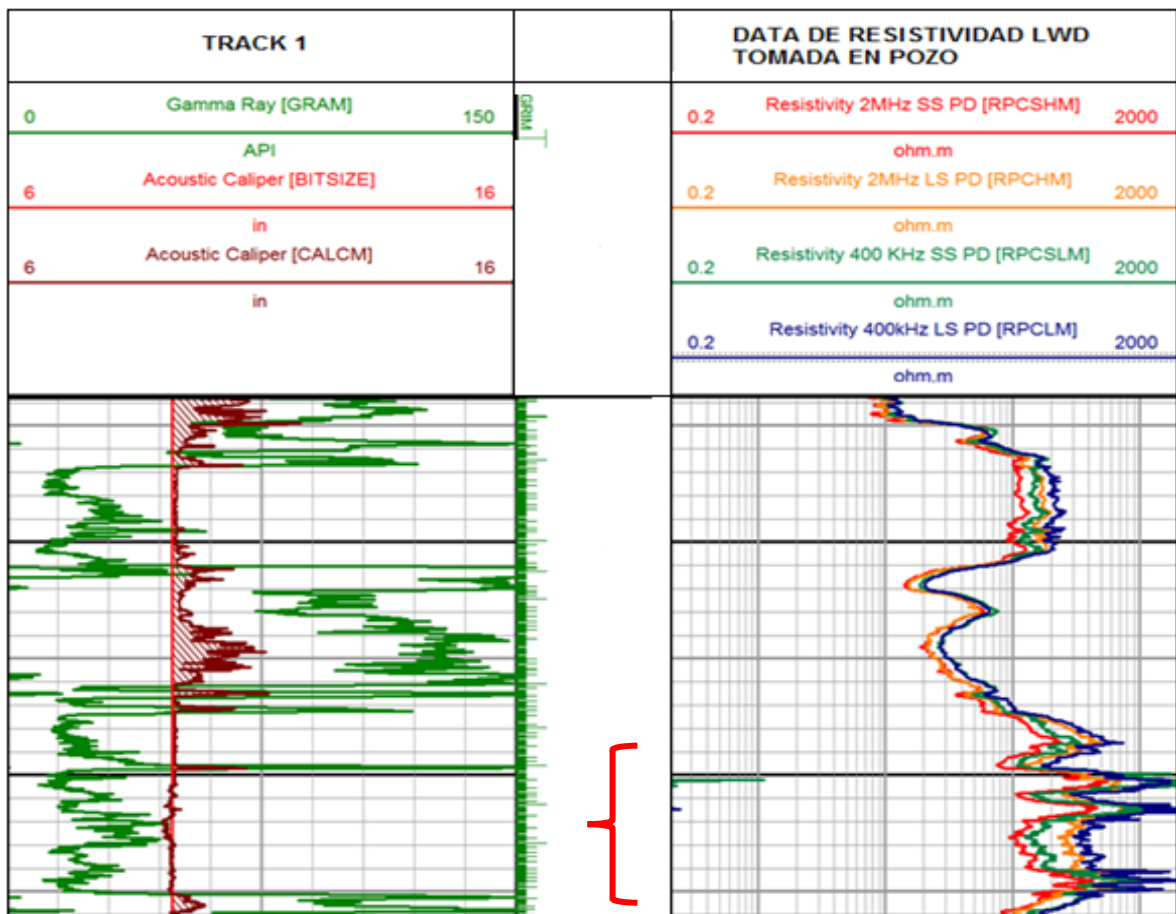
5 PRESENTACIÓN Y CORRECCION DE LOS REGISTROS DE RESISTIVIDAD LWD.

A continuación se presenta los registros de resistividad tomados en los pozos, ST-16, Jinebra-2 y Esperanza 1 de la sección de 8 ½” respectivamente; esta data pertenece a la información obtenida en campo por el LWD y se especifica la zona en la cual se presentó incertidumbre en la medición de la resistividad. Además, se muestra el registro Gamma Ray de la zona de estudio para efecto de verificación entre el registro Wireline con la corrección propuesta en LWD.

5.1 REGISTRO DE RESISTIVIDAD LWD - Pozo ST-16

En la **Figura 39**, se muestra el registro de resistividad tomado en campo presentando una variación considerable en las curvas de resistividad, se observa

Figura 39. Registro de resistividad Pozo ST-16



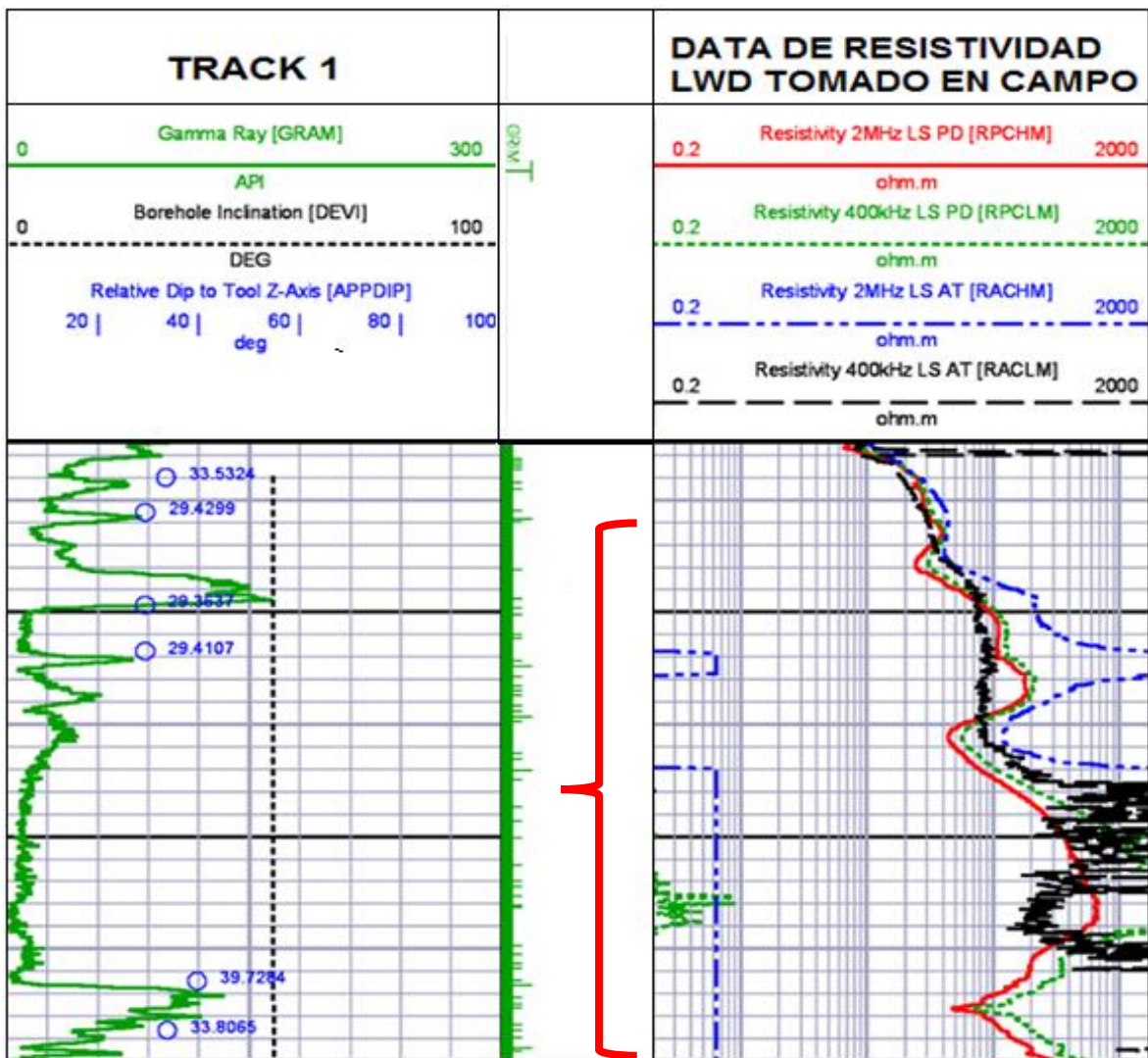
Fuente: BAKER HUGHES, Drilling Services, Septiembre 2014.

la separación atípica en algunas de las curvas de resistividad, arrojando un valor de resistividad de 800 Ohm-m en promedio.

5.2 REGISTRO DE RESISTIVIDAD LWD – Pozo Jinebra-2

En la **Figura 40**, se puede observar en la sección del registro señalada una variación de las curvas de resistividad, e inclusive se aprecia saturaciones de algunas de estas curvas, mostrando una resistividad promedio de 700 Ohm-m. esta separación de curvas indica que la resistividad leída por la herramienta necesita ser corregida por diversos factores entre los cuales podemos mencionar:

Figura 40. Registro de Resistividad Pozo Jinebra 2



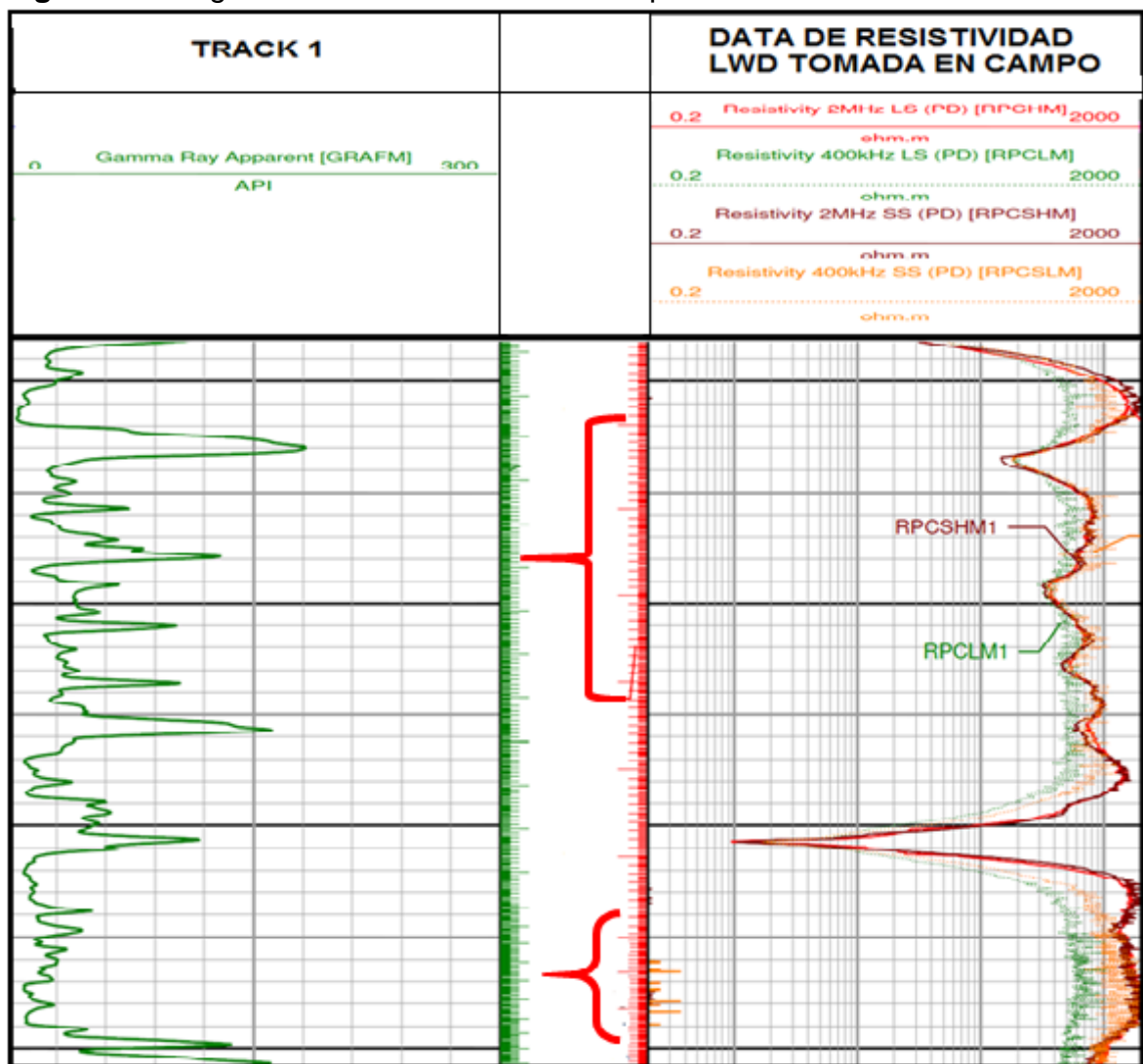
Fuente: BAKER HUGHES, Drilling Services, Septiembre 2015.

la anisotropía de la formación, efecto de capa adyacente, ángulo relativo entre la capa y el eje simétrico de la herramienta, efecto dieléctrico y el ambiente de alta resistividad presente en la zona mayor a 200 Ohm-m.

5.3 REGISTRO DE RESISTIVIDAD LWD – Pozo Esperanza-1

En la **Figura 41**, aunque a simple vista no se muestra una gran variación de las curvas de resistividad, de acuerdo a los eventos presentados en pozo al momento de la operación de perforación la data mostrada requiere corrección debido a

Figura 41. Registro de Resistividad Pozo Esperanza -1



Fuente: BAKER HUGHES, Drilling Services, Septiembre 2015.

factores como la anisotropía, el ambiente de alta resistividad presente mayor a 200 Ohm-m, efecto dieléctrico y se asocia la separación de las curvas a un efecto de invasión del lodo de perforación lo cual es errónea esta información presentada ya que el efecto de invasión del lodo debe ser muy mínimo y no debe presentar incertidumbre en la medición.

5.4 CORRECCIÓN DE LA MEDICIÓN DE RESISTIVIDAD LWD PARA AMBIENTES DE ALTA RESISTIVIDAD.

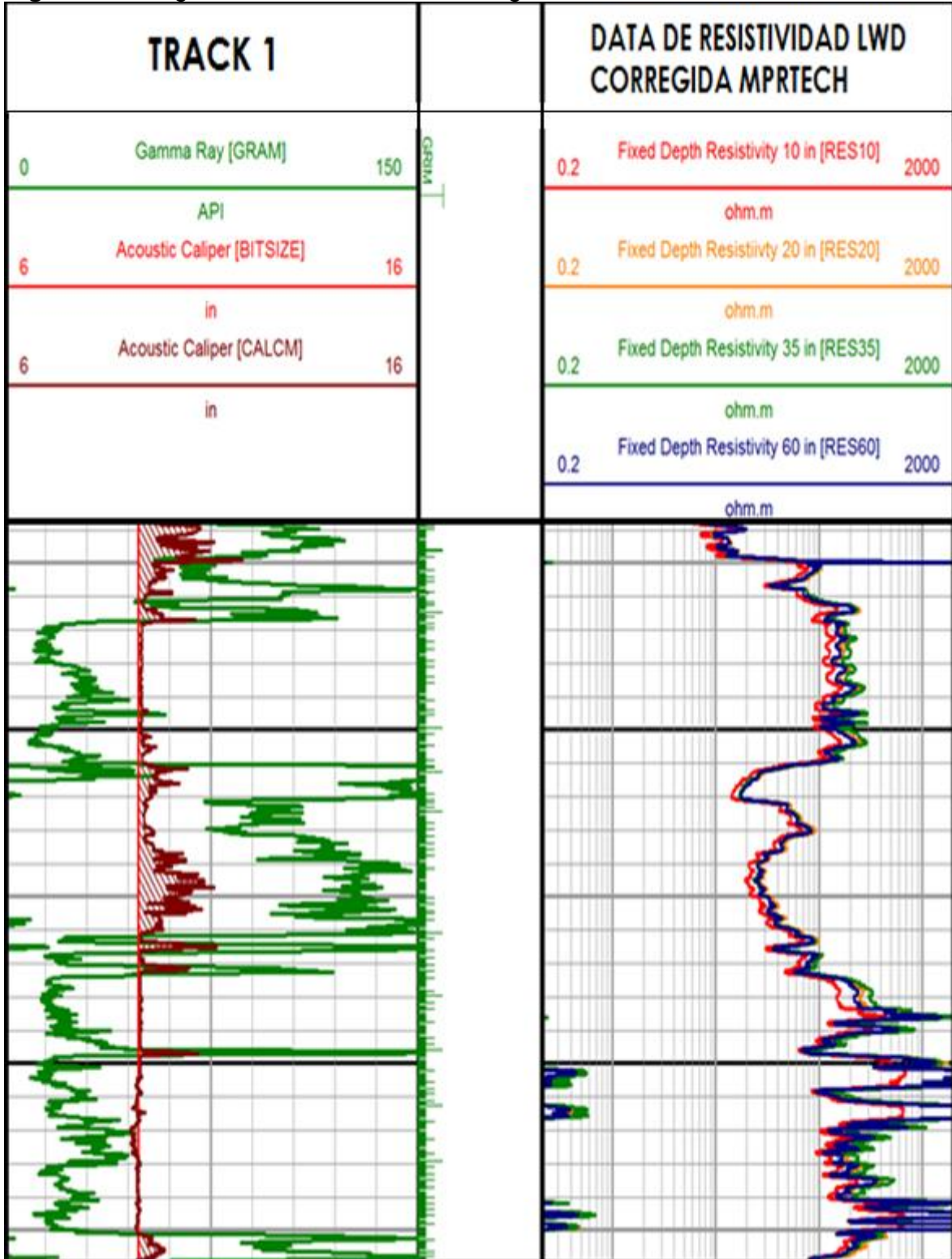
Para la corrección de los registros de resistividad LWD tomados en campo de los pozos analizados anteriormente, se realizó la simulación para corrección bajo el software WorkFlow Manager aplicando el procesamiento de resistividad de propagación múltiple MP RTEQ enfocado para ambientes de alta resistividad.

Debido a ese ambiente de resistividad presente en las zonas estudiadas con valores de resistividad mayores a 200 Ohm-m y a la saturación del registro de resistividad captado por la herramienta LWD, es necesario hacer la corrección a estos registros teniendo en cuenta los factores que afectan en la medición en LWD.

A continuación se muestra para los tres pozos estudiados la corrección propuesta por el procesamiento de resistividad de propagación múltiple MP RTEQ aplicado a ambientes de alta resistividad.

5.4.1 Resistividad corregida Pozo ST-16. Después de realizada la corrección bajo el procesamiento de MP RTEQ. En la **Figura 42**, se observa una data de resistividad más confiable proporcionando un valor de resistividad promedio de 7000 Ohm-m a diferencia de cómo se mostraba en la data de campo dando un valor de resistividad promedio de 800 Ohm-m.,

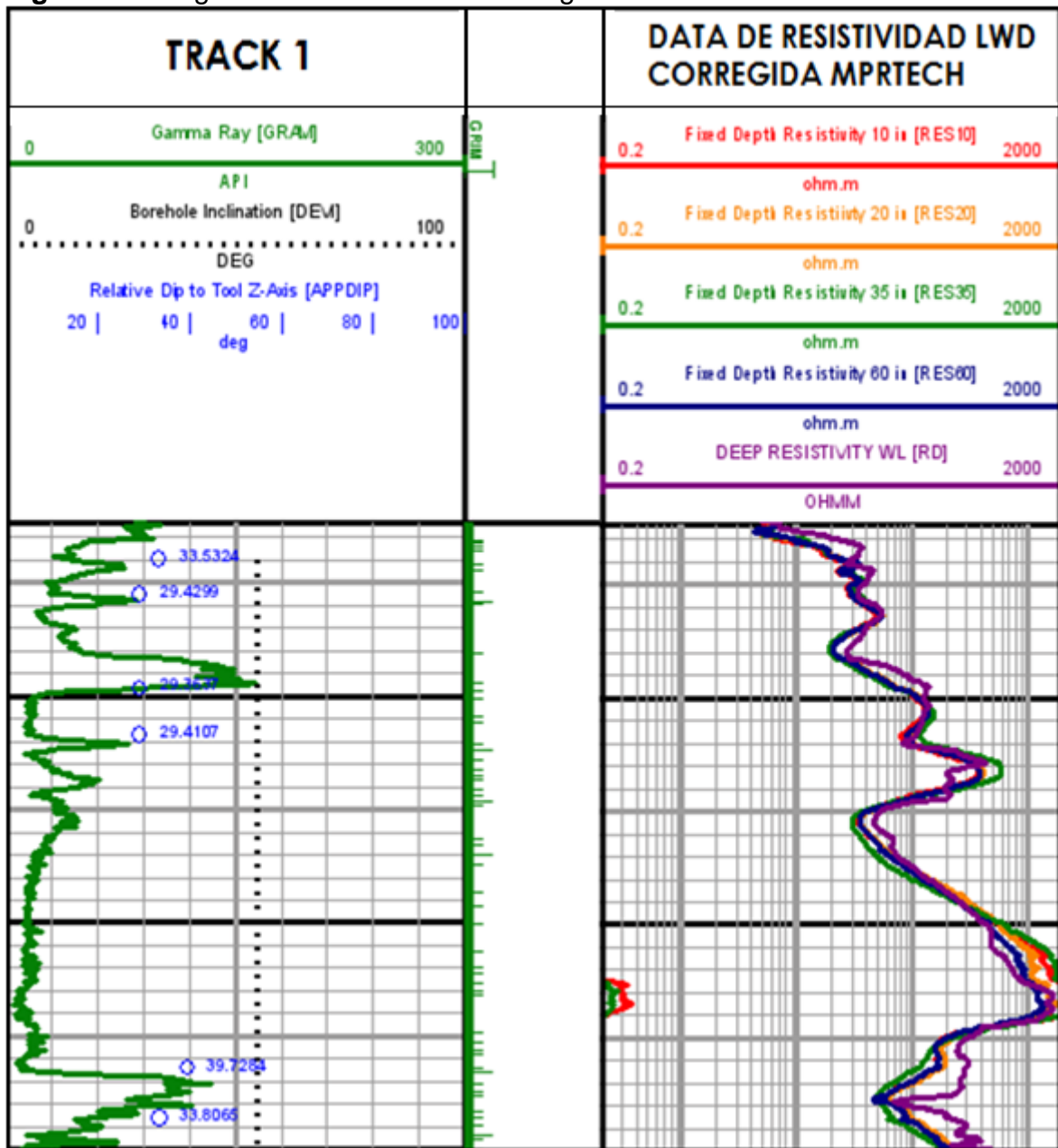
Figura 42. Registro de Resistividad Corregido Pozo ST-16



Fuente: BAKER HUGHES, Drilling Services, Abril 2016.

5.4.2 Resistividad corregida Pozo Jinebra-2. Después de realizada la corrección bajo el procesamiento de MPRTAQ. En la **Figura 43**, se observa la información de resistividad proporcionando un valor de resistividad promedio de 3500 Ohm-m a diferencia de cómo se mostraba en la data de campo dando un valor de resistividad promedio de 700 Ohm-m.

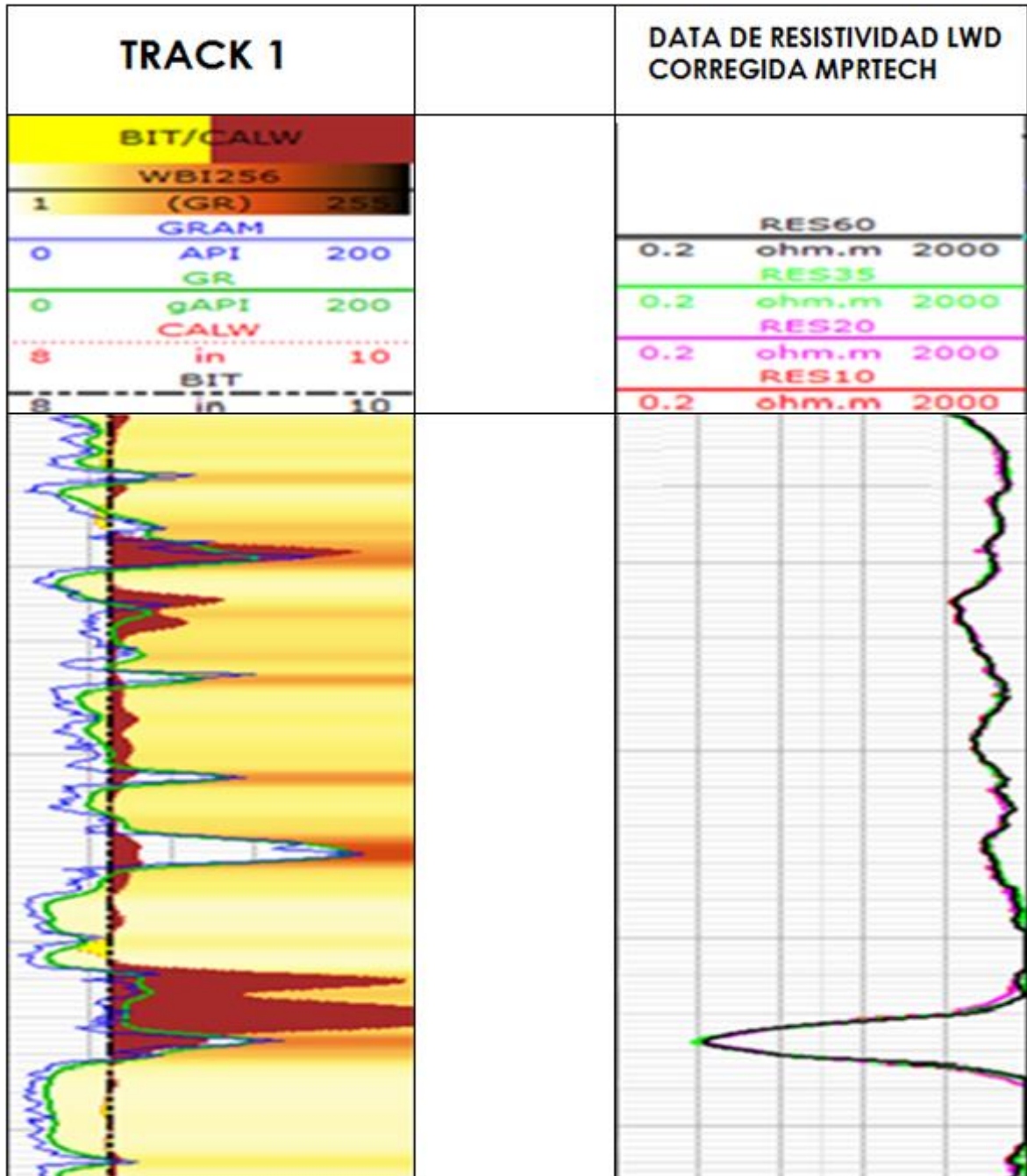
Figura 43. Registro de Resistividad corregido Pozo Jinebra-2



Fuente: BAKER HUGHES, Drilling Services, Abril 2016.

5.4.3 Resistividad corregida Pozo Esperanza-1. Una vez realizada la corrección bajo el procesamiento de MP RTEQ. En la **Figura 44**, se muestra un valor de resistividad promedio de 2500 Ohm-m a diferencia de cómo se mostraba en la data de campo dando un valor de resistividad promedio de 1700 Ohm-m.

Figura 44. Registro de Resistividad corregido Esperanza-1.



Fuente: BAKER HUGHES, Drilling Services, Abril 2016.

6 VALIDACIÓN DEL RESULTADO DE LA CORRECCIÓN DE RESISTIVIDAD MPRTEQ CON EL REGISTRO WIRELINE

Conociendo el funcionamiento, la utilidad, los principios básicos, los fundamentos de las tecnologías y herramientas, en este capítulo se hace la comparación de la información de resistividad lograda en la corrección propuesta en LWD bajo el procesamiento de resistividad de propagación múltiple y los registros de Wireline tomados en el mismo pozo.

En este capítulo se concentra la información más importante para dar resolución a uno de los objetivos específicos que es comparar el resultado de las resistividades obtenidas con las resistividades adquiridas con los registros Wireline.

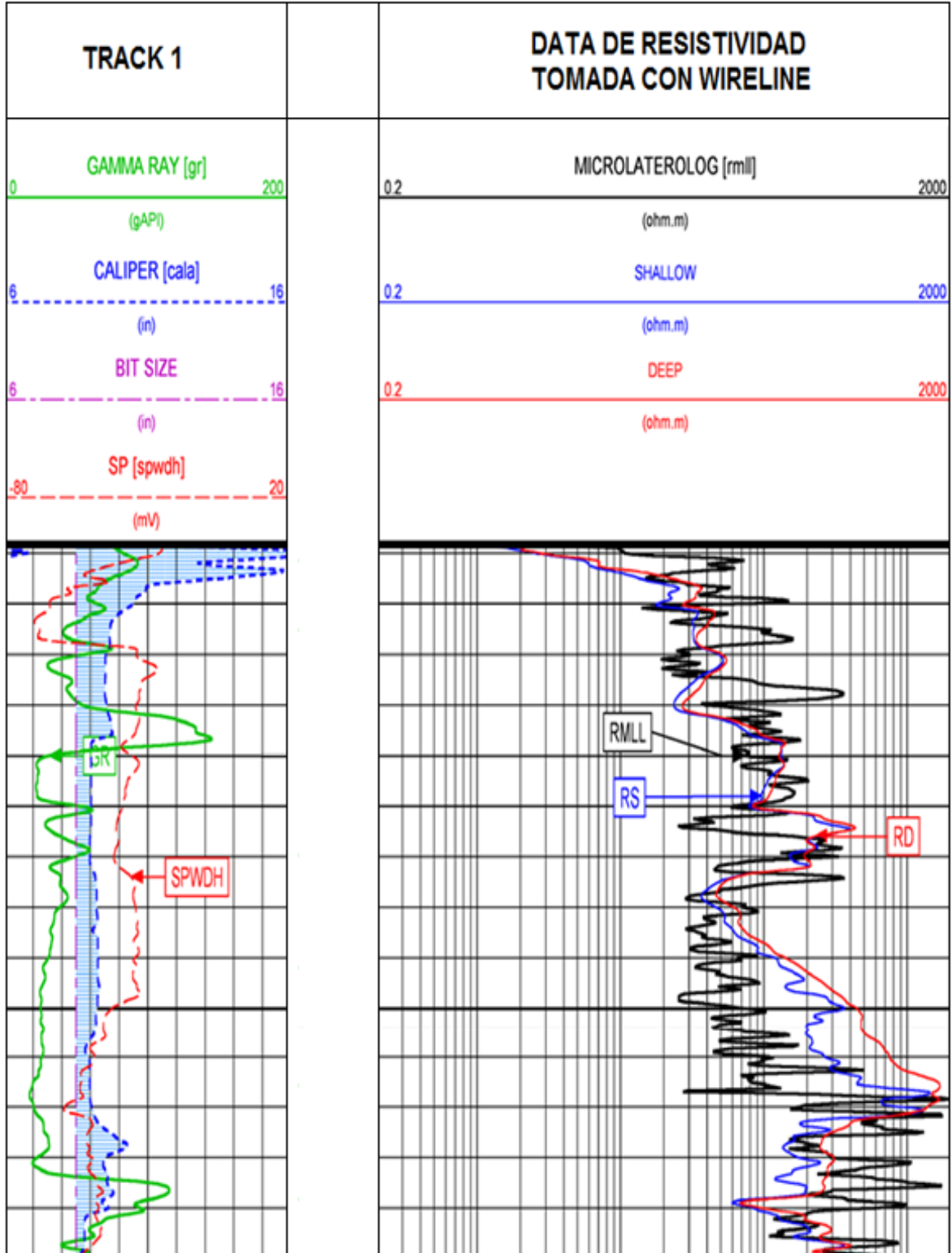
6.1 PRESENTACIÓN DE LOS REGISTROS WIRELINE

A continuación se presenta la información de los registros de resistividad tomados bajo el mecanismo de inducción en registros eléctricos wireline para los pozos ST-16, Jinebra-2 y Esperanza 1.

Es importante mencionar que la información recolectada por las herramientas de Wireline se ven afectadas por diferentes factores similares a los mencionados en LWD unos más que otros y requieren corrección, como por ejemplo, el efecto de invasión del lodo es mucho más crítico cuando se registra en hueco abierto con las herramientas Wireline ya que tiene un mayor tiempo de invasión.

6.1.1 Resistividad Wireline Pozo ST-16. En la **Figura 46** se muestra el comportamiento de la resistividad con un valor promedio de 2000 Ohm-m

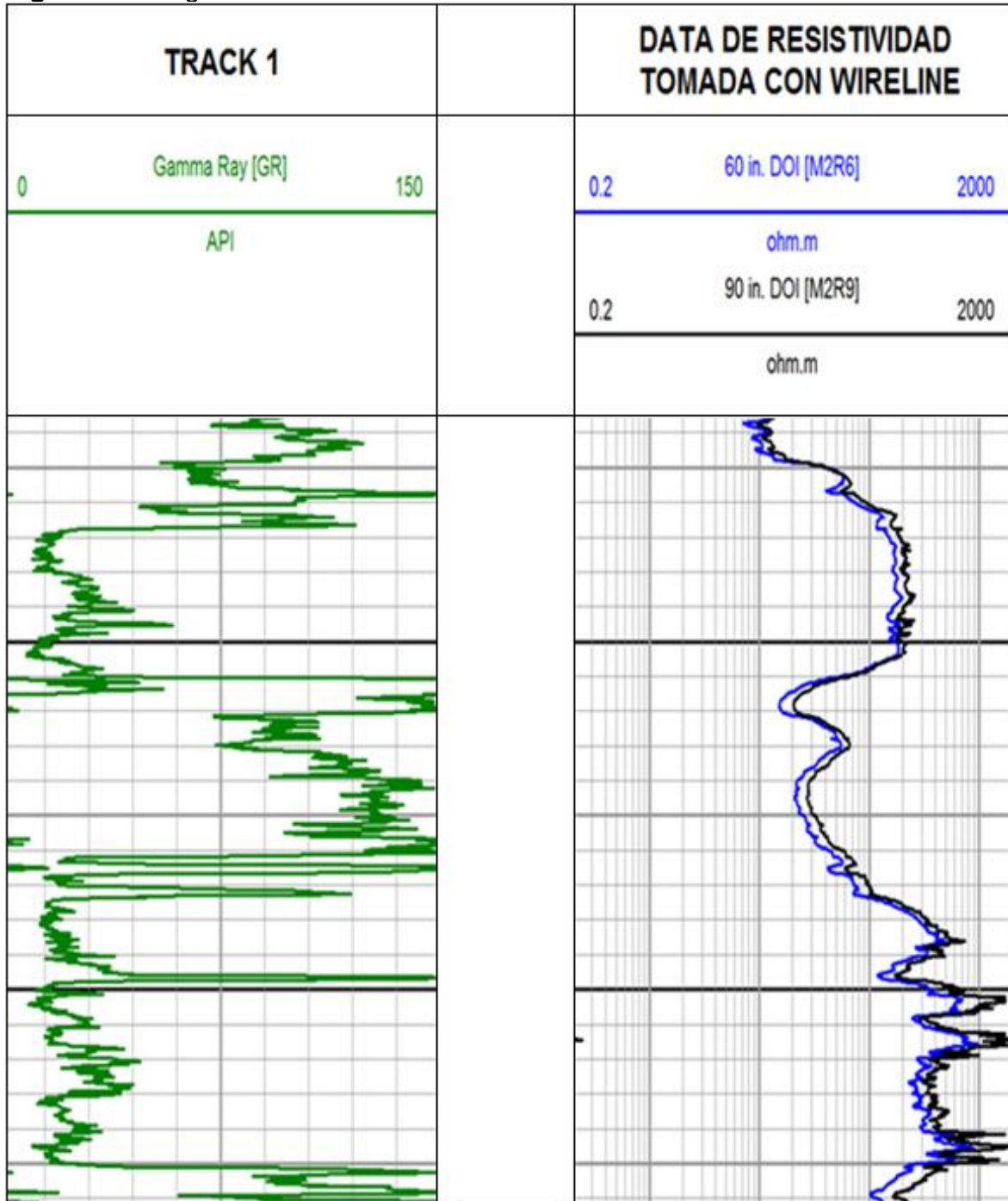
Figura 46. Registro de Resistividad Wireline Pozo ST-16



Fuente: BAKER HUGHES, Wireline Services, Septiembre 2014.

6.1.2 Resistividad Wireline Pozo Jinebra-2. En la **Figura 47** se muestra el comportamiento de la resistividad tomada con Wireline con un valor promedio de 1700 Ohm-m.

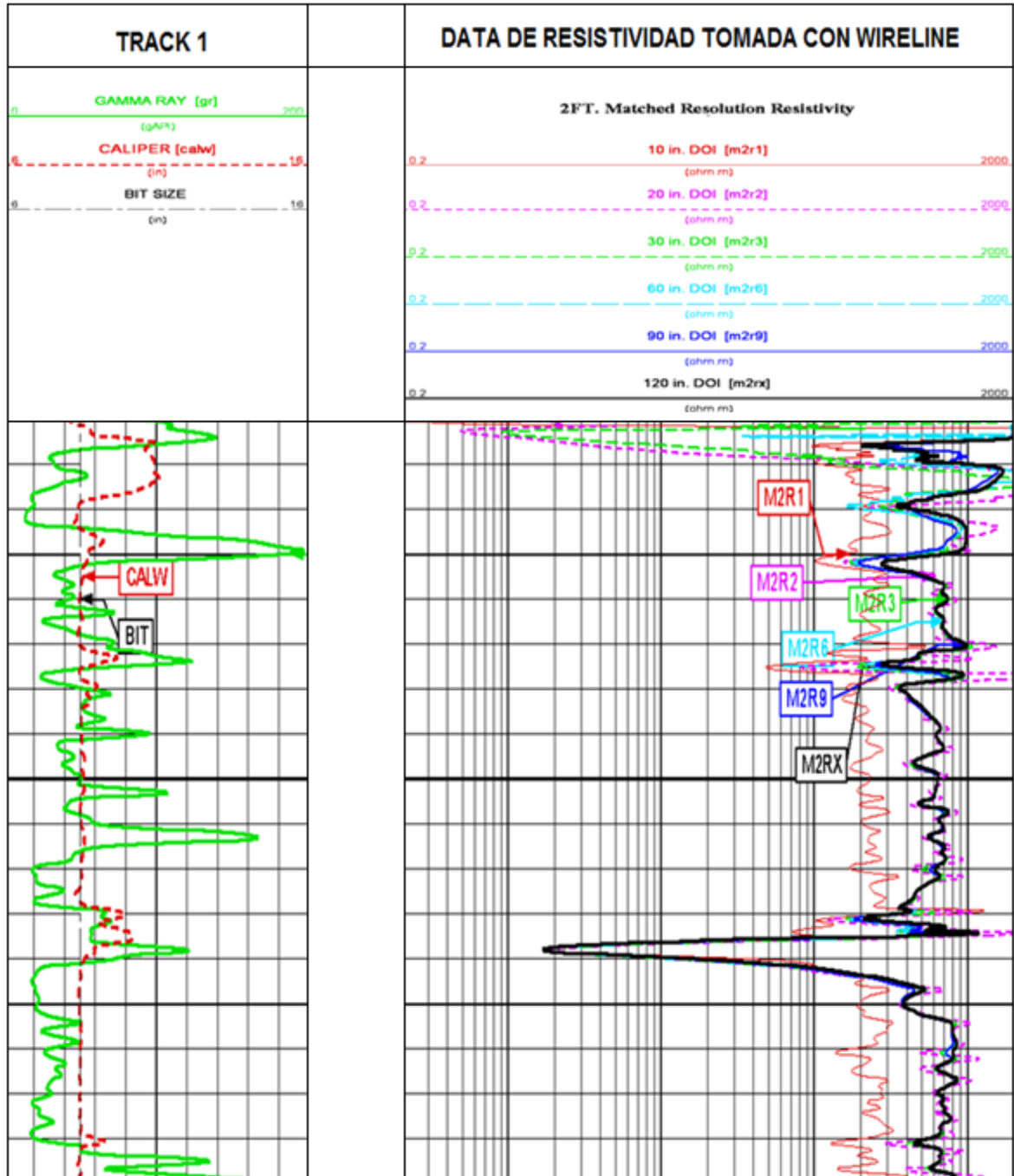
Figura 47. Registro de Resistividad Wireline Pozo Jinebra-2



Fuente: BAKER HUGHES, Wireline Services, 2015.

6.1.3 Resistividad Wireline Pozo Esperanza 1. En la Figura 48 se observa el comportamiento de la resistividad tomada con Wireline con un valor promedio de 2000 Ohm-m.

Figura 48. Registro de Resistividad Wireline Pozo Esperanza 1.



Fuente: BAKER HUGHES, Wireline Services, 2015.

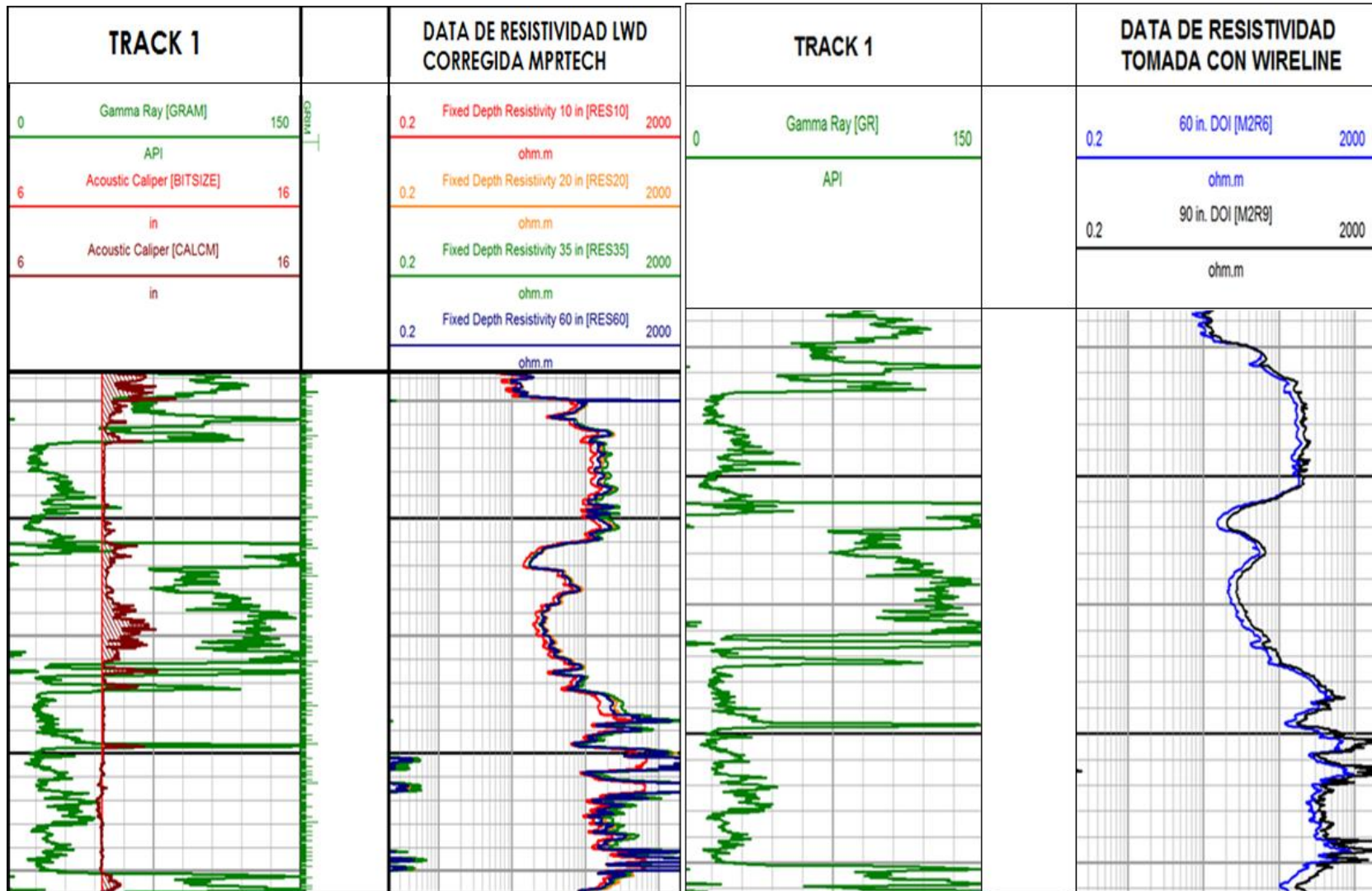
6.2 COMPARACIÓN DE LOS REGISTROS DE RESISTIVIDAD DE WIRELINE VS LA CORRECCIÓN PROPUESTA BAJO EL PROCESAMIENTO MP RTEQ.

En la **Figura 49** se muestra la comparación de los registros de resistividad LWD corregidas bajo el procesamiento de propagación múltiple (MP RTEQ) contra el registro de resistividad tomado con registros Wireline para el pozo ST-16 de la misma sección de análisis, aquí se observa que el comportamiento de la curva de resistividad propuesto para el LWD es similar a la información de resistividad mostrada por Wireline indicando un valor de resistividad promedio de 3000 Ohm-m.

En la **Figura 50** se observa la comparación de los registros de resistividad LWD corregidas bajo el procesamiento de propagación múltiple (MP RTEQ) contra el registro de resistividad tomado con registros Wireline para el pozo Jinebra-2 de la misma sección de análisis, aquí se aprecia que el comportamiento de la curva de resistividad propuesto para el LWD llega a ser similar a la información de resistividad mostrada por Wireline indicando un valor de resistividad promedio de 3500 Ohm-m.

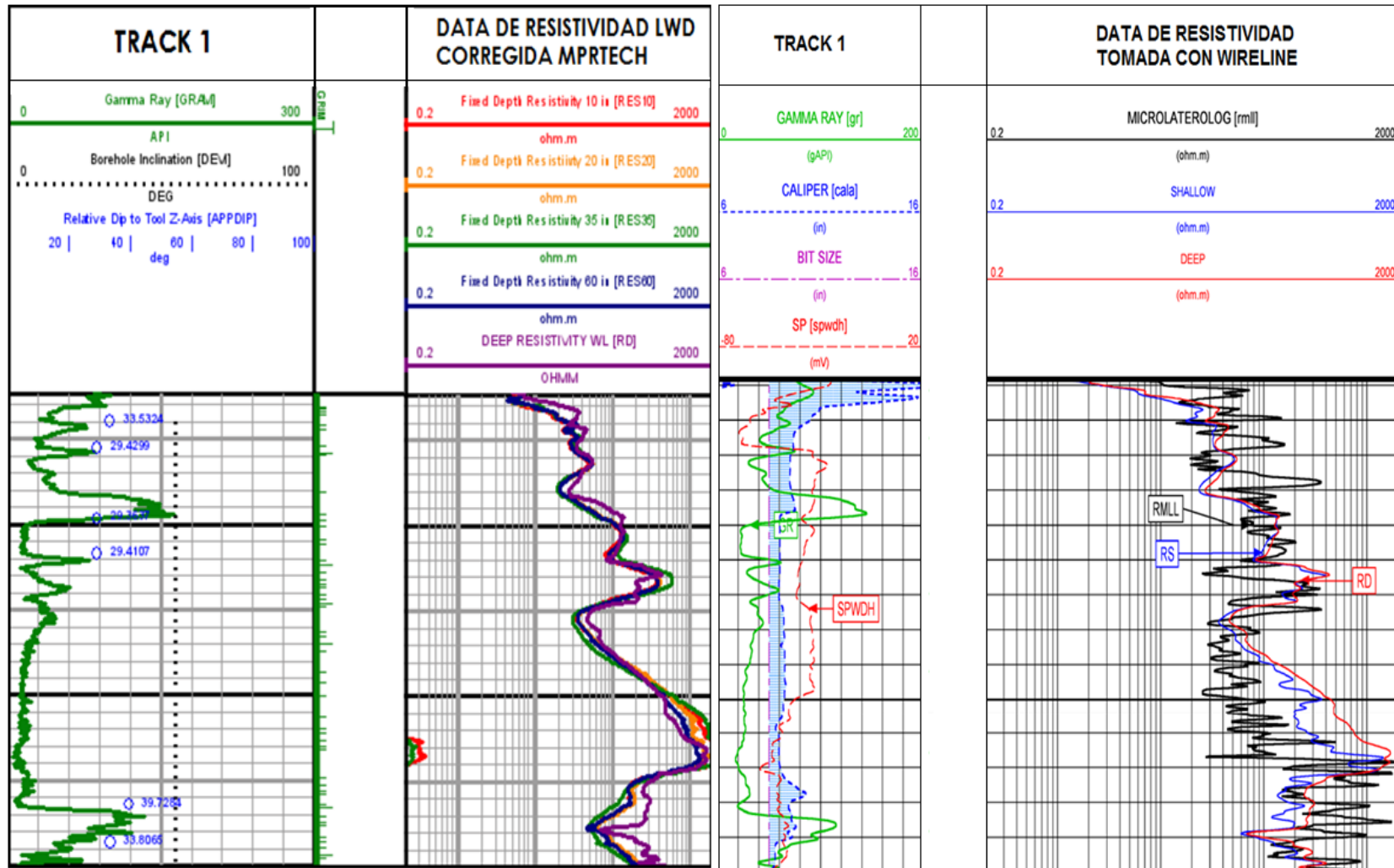
En la **Figura 51** se muestra la comparación de los registros de resistividad LWD corregidas bajo el procesamiento de propagación múltiple (MP RTEQ) contra el registro de resistividad tomado con registros Wireline para el pozo Esperanza-1 de la misma sección de análisis, aquí se observa que el comportamiento de la curva de resistividad propuesto para el LWD es similar a la información de resistividad mostrada por Wireline indicando un valor de resistividad promedio de 2500 Ohm-m.

Figura 49. Comparación Registro de Resistividad LWD vs Wireline Pozo ST-16



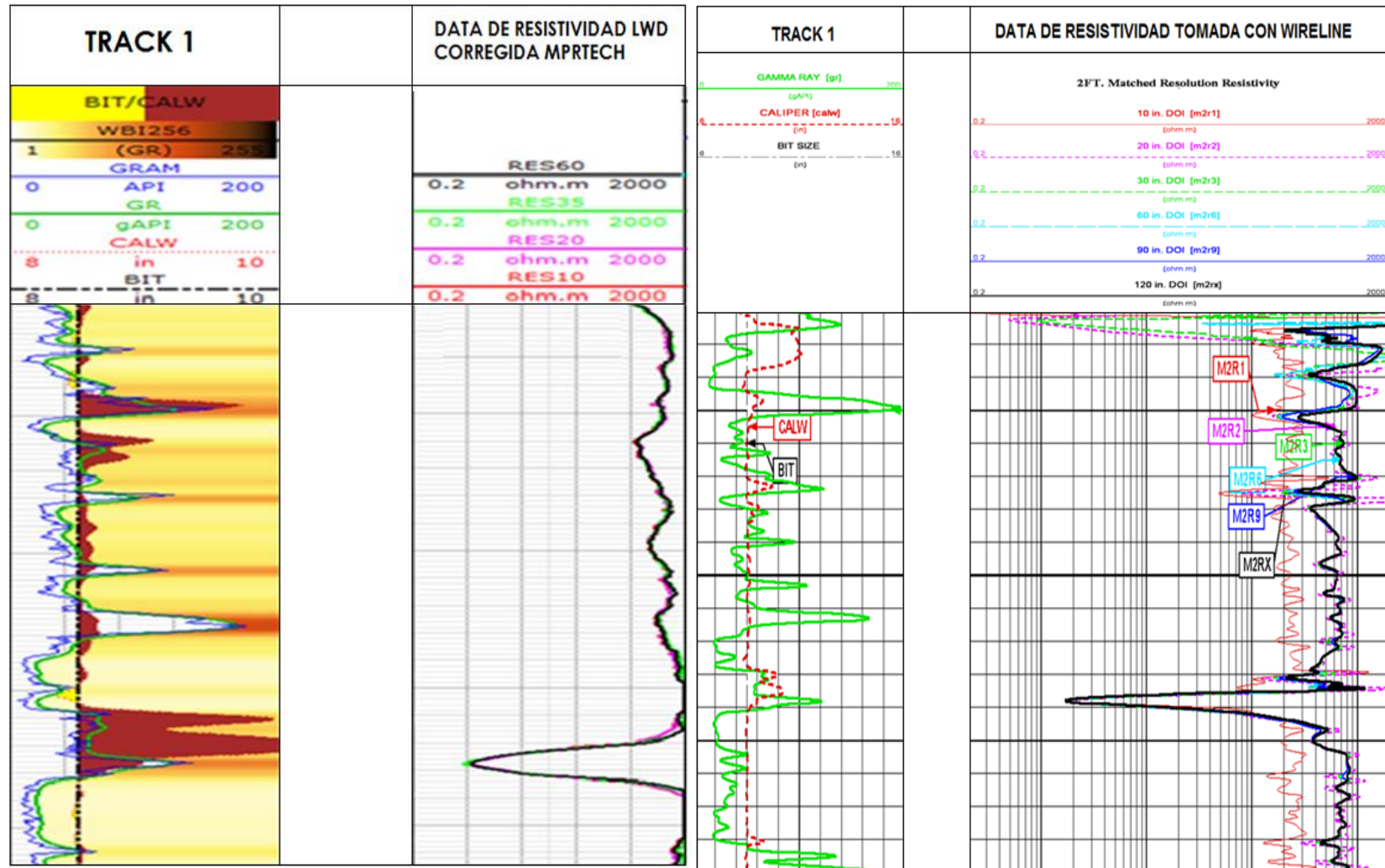
Fuente: BAKER HUGHES, Drilling Services, 2015. Modificado por el Autor.

Figura 50. Comparación Registro de Resistividad LWD vs Wireline Pozo Jinebra-2.



Fuente: BAKER HUGHES, Drilling Services, 2015. Modificado por el Autor.

Figura 51. Comparación Registro de Resistividad LWD vs Wireline Pozo Esperanza-1



Fuente: BAKER HUGHES, Drilling Services, 2015. Modificado por el Autor.

7 ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS EGRESOS ASOCIADOS AL SERVICIO DE RESISTIVIDAD.

A medida que el tiempo pasa la innovación en tecnología es esencial para cualquier sector de la industria que busca mejorar sus procesos y ser competitivo en el mercado, aumentando la utilidad de las empresas basados en sus operaciones y servicios.

En una compañía del sector petrolero cuando se implementan nuevas tecnologías en el área de perforación se busca disminuir costos asociados a la operación, como lo son el mantenimiento de equipos, herramientas para la operación, costos de tiempos no productivos, una desviación no deseada del pozo, pérdidas de tiempo por lecturas no apropiadas o erróneas de las herramientas que registran las características y propiedades de las formaciones atravesadas mientras se está perforando.

En este capítulo se compara los egresos en términos de costos y gastos operativos a partir de la evaluación de diferentes escenarios utilizando las tecnologías y procedimientos descritos a través del documento

Tabla 5. Costos involucrados en la comparación.

COSTOS FIJOS (USD)				
Costo de ensamblaje rotario sin herramientas de LWD	25,000.00 USD			
Costo por Broca de perforación	60,000.00 USD			
COSTOS VARIABLES(USD)				
Costo del sistema de recolección de data por hora en operación	SISTEMA ONTRAK	23,000.00	USD	
	diariamente			
Costo del servicio de optimización de data adquirida en LWD	SISTEMA INDUCTION	20,000.00	USD	
	diariamente.			
Personal de campo en captura de la información en pozo. LWD	MPRTEq™ 5,000 USD por corrida			
Costo de perforación diario con herramientas de LWD (Ontrak)	USD diariamente			
Costo total de perforación (USD\$)	16,230.00 USD			
	Calculado			

Los costos fijos descritos en la **Tabla 5** se consideran constantes para los fines de este análisis y son a su vez considerados estándares a lo largo de la operación de los servicios prestados en los pozos nombrados anteriormente. Continuando, los costos que se presentan como variables en la misma tabla, se calculan a partir de los días operativos de cada uno de los pozos, lo que implica que varían a su vez, a partir de los tiempos operativos, servicios prestados y servicios con los que el cliente contó durante dicho lapso.

Debido a las variaciones en las condiciones y parámetros de los contratos definidos para los trabajos realizados con los 3 diferentes pozos y clientes, se manejan los costos estándar definidos en el PriceBook 2016 de BAKER HUGHES INC⁵³. De cada una de las operaciones prestadas se utilizaron los costos por prestación del servicio de MPRTEQ a partir de la corrida en específico, puesto que no se manejan diferentes costos por sección o por cantidad de días operativos, más sí varían a partir de la cantidad de corridas de herramientas con servicio de resistividad.

7.1 COSTOS DE PERFORACIÓN

Los costos de perforación son aquellos que están relacionados con el proceso de perforación, éstos varían considerablemente a partir de los equipos de superficie y fondo que se utilizan, por ende, para fines del estudio se estandarizan y aproximan dichos costos a partir de dos diferentes estructuras o configuración de la operación. El primero definido como costo de ensamblaje rotario sin herramientas de LWD, lo que implica que todo el sistema para perforar se encuentra disponible y operativo, mas no se cuenta con la herramienta de Ontrak™ en el BHA; y un segundo, donde se incluye el Ontrak™ como parte de dicho sistema. Costos asociados a servicios como Mud Logging, Lodos, Sistemas RSS, PDMs, Brocas, Válvulas, Tipo y especificación del taladro se aproximan para tener una mejor visualización de la inclusión del Ontrak™ como un valor agregado y necesario para la obtención de información de resistividad en tiempo real y memoria durante el proceso de perforación.

7.1.1 Costo de perforación sin servicio de resistividad. Estos costos aproximados diarios que se tienen en la operación de perforación se describen en la **Tabla 6**, en donde se observan los principales componentes del proceso. Se incluye la broca de perforación como un parámetro adicional, puesto que su

⁵³ BAKER HUGHES INC. 2016 Price Book - Latin America Region - Drilling Services

reemplazo implica los viajes a superficie. Para fines del estudio se manejará como un costo único, lo que implica que la sección o corrida incluye un monto estándar por broca. Como el servicio de resistividad se analizó para corridas en secciones de 8 ½” (herramientas de 6 ¾”) se incluye el valor promediado y aproximado para dicha sección.

Tabla 6. Costo de perforación sin servicio direccional.

CONCEPTO	TOTAL
Costo de perforación diario direccional (USD/día)	25.000.00
Costo de broca de perforación por sección o corrida de 8 ½”	60.000.00

Fuente: BAKER HUGHES. Costo aproximado de perforación. Calculado por el autor. Bogotá, Colombia. [Marzo 2016].

El costo de perforación entonces será definido por la cantidad de días en operación y la cantidad de brocas utilizadas para finalizar la sección de 8 ½”. Para fines cuantitativos se presenta la **Ecuación 1** utilizada para calcular dicho monto.

Ecuación 1. Costo de perforación sin servicio de resistividad.

$$\text{CPSLWD} = ((\text{CPPD} * \text{T}) + \text{CPB})$$

CPSLWD: Costo de perforación sin servicio de LWD (USD\$).

CPPD: Costo de perforación por día (USD\$/día.)

CPB: Costo por Broca (USD\$)

T: Tiempo gastado en perforar la sección de 8 ½” (días).

7.1.2 Costo de perforación con servicio de Resistividad. Este costo se calculó a partir de la información contenida en el PriceBook 2016⁵⁴ utilizando la referencia de herramientas de 6 ¾” para la sección de 8 ½” ver **Tabla 7**, específicamente el Ontrak™. Este monto puede variar a partir de la cantidad de servicios que se tomen con la herramienta, debido a que sus servicios son útiles para la definición de estratos y litología (Gamma Ray), para la optimización de perforación (Vibraciones), para la estimación de variables de geomecánica y condiciones de perforación (Temperatura de fondo) y finalmente para control de parámetros operativos y mitigar efectos de empaquetamiento, sobre o bajo balance y condiciones del lodo de perforación

⁵⁴ BAKER HUGHES INC. 2016 Price Book - Latin America Region - Drilling Services

(Pressure While Drilling) y, como en todos los pozos se contó con dichos servicios, se presenta la Tabla 6 donde dichos costos son definidos y descritos.

Tabla 7. Costo del sistema de perforación direccional en operación.

DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO	USD/DÍA
6 3/4" OnTrak MPR 4 Curvas	7.863
6 3/4" OnTrak Servicio Direccional	6.262
6 3/4" OnTrak Gamma 1 sensor	2.088
6 3/4" OnTrak Vibraciones	1.670
6 3/4" OnTrak Presiones perforando	926
Ingeniero de Campo Líder	2.227
Ingeniero de Campo	2.088
Costo de perforación diario	25.000.00
Costo de broca de perforación por sección o corrida de 8 ½" (USD)	60.000.00
TOTAL (Servicio LWD)	48.124,00 + 60.000,00

Fuente: BAKER HUGHES INC. 2016 Price Book - Latin America Region - Drilling Services [Enero 1 2016].

Al igual que para el caso anterior, el factor que define el costo total asociado al proceso de perforación es el tiempo, por tanto, se define la **Ecuación 2**.

Ecuación 2. Costo de perforación sin servicio de resistividad.

$$\text{CPLWD} = (((\text{CPPD} + \text{SLWD}) * \text{T}) + \text{CPB})$$

CPLWD: Costo de perforación con servicio de LWD (USD\$).

CPPD: Costo de perforación sin servicio de LWD por día (USD\$/día.)

CPB: Costo por Broca (USD\$)

SLWD: Servicio de LWD

T: Tiempo gastado en perforar la sección de 8 ½" (días)

7.1.3 Costo total del sistema de perforación. A partir de los costos definidos anteriormente y asignando los valores correspondientes de T para la Ecuación 3 y la Ecuación 4 se muestran los costos totales aproximados de los pozos analizados durante el documento en la **Tabla 8** sin incluir el servicio de resistividad y en la **Tabla 9**, en el cual se incluyen todos los servicios de resistividad.

Tabla 8. Costos totales sin servicio de resistividad.

Secciones de 8 1/2" sin OnTrak	Total Dias Operativos	Costo por día (USD/DÍA)	Costo por broca (USD)	Total (USD)
Pozo Jinebra	4	25,000.00	60,000.00	160,000.00
Pozo Esperanza 1	5	25,000.00	60,000.00	185,000.00
Pozo ST16	3	25,000.00	60,000.00	135,000.00

Tabla 9. Costos totales incluyendo OnTrak.

Secciones de 8 1/2" con OnTrak	Total Dias Operativos	Costo por día (USD/DÍA)	Costo por broca (USD)	Total (USD)
Pozo Jinebra	4	48,124.00	60,000.00	252,496.00
Pozo Esperanza 1	5	48,124.00	60,000.00	300,620.00
Pozo ST-16	3	48,124.00	60,000.00	204,372.00

A continuación se presentan los costos asociados a la operaciones de perforación incluyendo el OnTrak™ y la corrección de MPRTEQ para ambientes de alta resistividad. Estos costos se definen por corrida como se puede ver en la **Tabla 10**.

Tabla 10. Costos totales incluyendo OnTrak y corrección por MPRTEQ

Secciones de 8 1/2" con OnTrak y MPR	Total Dias Operativos	Costo por día (USD/DÍA)	Costo por broca (USD)	MPR Tech por corrida (USD)	Total Corridas	Total(USD)
Pozo Jinebra	4	48,124.00	60,000.00	15,000.00	1	267,496.00
Pozo Esperanza 1	5	48,124.00	60,000.00	15,000.00	1	315,620.00
Pozo ST16	3	48,124.00	60,000.00	15,000.00	1	219,372.00

Continuando con el análisis de los costos asociados al proceso de perforación, la medición de las características de las formaciones atravesadas también puede hacerse posterior a la perforación del pozo previo al revestimiento de la sección perforada, como se ha hablado en capítulos previos de este documento. Estos sistemas o servicios se conocen como Wireline y en cuanto al sistema de resistividad se utiliza como referencia el servicio de Wireline Services de la compañía. Debido a que son procesos que buscan recoger la misma información, se consideran los costos asociados a la toma de información con Wireline para su posterior comparación con los costos de LWD y así, estimar las diferencias porcentuales entre todas las opciones que podría tener el cliente para adquirir información consistente y precisa.

7.2 COSTOS DE SERVICIOS DE WIRELINE

Los servicios de wireline permiten adquirir múltiples datos de características y propiedades de las formaciones que fueron perforadas, es común que se corran justo después de haber finalizado la sección y también como parte de la evaluación de procesos de revestimientos, completamiento y producción de pozos. Por lo anterior, es factible adquirir los datos de resistividad como se ha descrito anteriormente. Dichos costos varían según el nivel de servicio que requiere el cliente para el análisis petrofísico de las formaciones de interés o aquellas que son importantes para la correlación, verificación e interpretación de los proyectos de los clientes. Por lo anterior se describen en la **Tabla 11** los costos asociados al servicio de Wireline, los cuales a su vez incluirían la perforación de la sección de 8 1/2", diámetro estudiado en éste estudio.

Tabla 11. Costos totales por servicio de Wireline.

Sección de 8 1/2"	Total días Operativos	Costo por día (USD/DÍA)	Costo por broca (USD)	Costo por Wireline (USD)	Total (USD)
Pozo Jinebra	4	25,000.00	60,000.00	35,000.00	195,000.00
Pozo Esperanza 1	5	25,000.00	60,000.00	35,000.00	220,000.00
Pozo ST16	3	25,000.00	60,000.00	35,000.00	170,000.00

Luego de estimar los costos aproximados a la perforación del pozo y su posterior evaluación de formaciones, específicamente los valores de resistividad, se pueden estimar las diferencias que existen entre los servicios como sigue.

7.3 COMPARACIÓN DEL SERVICIO DE RESISTIVIDAD CON WIRELINE Y LWD.

A continuación se presenta la **Tabla 12** donde se comparan los costos asociados tanto al servicio de Wireline (por corrida) como el servicio de LWD (por día)

Tabla 12. Costos totales por servicio de Wireline y LWD

Total Dias Operativos	Costo por perforación (USD)	Costo por broca (USD)	Costo por Wireline (USD)	Costo por LWD (USD)
4	25,000.00	60,000.00	35,000.00	48,124.00
5	25,000.00	60,000.00	35,000.00	48,124.00
3	25,000.00	60,000.00	35,000.00	48,124.00

Seguidamente en la **Tabla 13** se calculan las diferencias porcentuales entre el servicio de Wireline y LWD tomando como referencia los días operativos del pozo Jinebra, Esperanza-1 y ST16.

Tabla 13. Comparación entre el servicio de Wireline y LWD

Secciones de 8 1/2"	Evaluación y Perforación con Wireline (USD)	Evaluación y Perforación con LWD (USD)	%LWD vs %WL
Pozo Jinebra	195,000.00	252,496.00	23%
Pozo Esperanza 1	220,000.00	300,620.00	27%
Pozo ST-16	170,000.00	204,372.00	17%

A continuación se presenta la **Tabla 14** donde se realiza la comparación entre los mismos servicios incluyendo la corrección por MPRTEQ para ambientes de alta resistividad.

Tabla 14. Comparación entre el servicio de Wireline y LWD (incluyendo MPR)

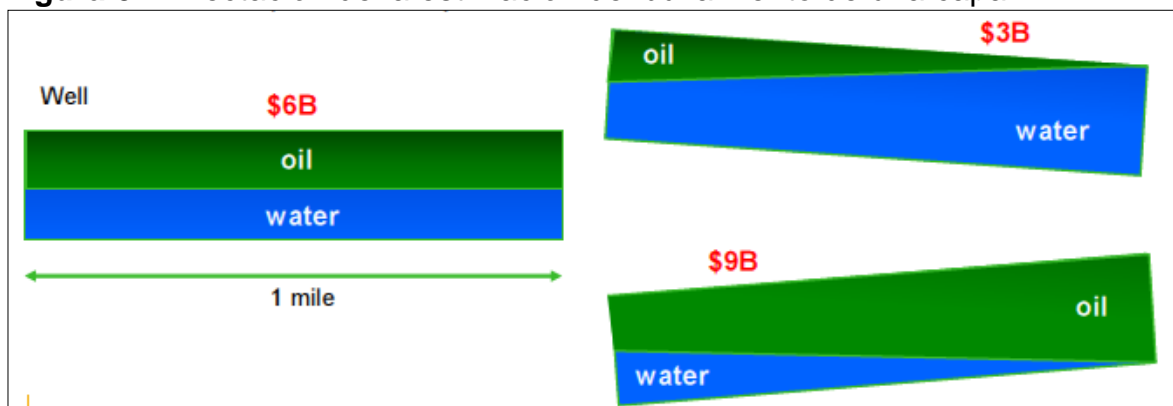
Secciones de 8 1/2"	Evaluación y Perforación con Wireline (USD)	Evaluación y Perforación con LWD-MPRTEQ (USD)	%LWD vs %WL
Pozo Jinebra	195,000.00	267,496.00	27%
Pozo Esperanza 1	220,000.00	315,620.00	30%
Pozo ST-16	170,000.00	219,372.00	23%

7.4 ASPECTOS CUALITATIVOS DEL ANÁLISIS DE EGRESOS ASOCIADOS A LA EVALUACIÓN DE RESISTIVIDAD

Es común que las compañías cuenten tanto con el servicio de LWD como con el servicio de WL, esto se debe a lo crucial que es confirmar información relacionada las formaciones, especialmente aquellas que son de interés, el servicio de corrección por ambientes de alta resistividad MPRTEQ, no sólo permite incrementar la precisión de la información disponible en memoria por LWD, sino que es capaz de corregir la información por otras condiciones intrínsecas al proceso de adquisición de datos que también sufren las herramientas de WL; estos efectos como el de la anisotropía, ángulo de incidencia o las lecturas en la transición entre formaciones y otros efectos que al ser corregidos prestan una información, limpia, consistente y que permite tomar decisiones.

El servicio de LWD en Tiempo Real permite tomar decisiones y no ir “ciego” conforme se realiza el proceso de perforación, esto se puede ver en proceso como el de Geonavegación por resistividad, o la determinación del WOC, saturación de Agua y estimación de los límites, parámetros y condiciones físicas de las formaciones de interés. Para ejemplificar tenemos la **Figura 52** donde tenemos un yacimiento de una altura de 200 pies, la mitad de aceite y la otra de agua, en un yacimiento que contiene 60 millones de barriles⁵⁵; si dicha capa definida en el ejemplo citado, se inclina 1 grado hacia abajo el volumen de aceite se reduce a 30 MMBbls mientras que si este se inclina 1 grado hacia arriba el efecto será inverso y por tanto tendríamos un estimado de 9 MMBbls.

Figura 52. Afectación de la estimación del buzamiento de una capa.



Fuente. BAKER HUGHES INC. Fundamentals of LWD Resistivity & Gamma Logging. Diapositiva 19. Septiembre 2013.

⁵⁵ BAKER HUGHES INC. Fundamentals of LWD Resistivity & Gamma Logging. Diapositiva 19. Septiembre 2013.

Debido a que la medición de la resistividad permite identificar el buzamiento de las capas atravesadas a partir de la sectorización de la información obtenida por la herramienta, es crucial para evitar afectaciones sea por subestimación o sobreestimación de las reservas que se contienen en un yacimiento en específico. Otra forma en la que se puede ejemplificar la relevancia de la información que se puede obtener a partir de una información clara y consistente de resistividad es asociada a la saturación de agua.

Para dicho fin se presente la ecuación general de OOIP (Aceite Original in Situ) definida en la **Ecuación 3** donde se pueden identificar los principales factores que se utilizan para estimar el volumen total de aceite contenido en un yacimiento.

Ecuación 3. Aceite Original In Situ.

$$N_R = 7,758 \frac{A F_R}{B_o} \sum_{i=1}^n h_i \phi_i (S_o)_i$$

Fuente. BAKER HUGHES INC. Fundamentals of LWD Resistivity & Gamma Logging. Diapositiva 21. Septiembre 2013.

Ahora bien suponiendo un precio del Barril de petróleo en el mercado comercial a 50 USD y tuvieras las siguientes características de un yacimiento como ejemplo⁵⁶ de 650 acres, una columna de aceite de 200 pies, una porosidad efectiva del 20%, una saturación de agua del 10% y un Bo (Factor volumétrico) de 1.2, tendríamos finalmente un yacimiento con la capacidad total de 149 millones de barriles. Como se muestra en la **Ecuación 4**.

Ecuación 4. Aceite Original In Situ para el ejemplo.

$$N_R: 7758 \times 640 \times 200 \times 0.2 \times (1-0.1) / 1.2 = 149 \text{ MMBBls}$$

Fuente. BAKER HUGHES INC. Fundamentals of LWD Resistivity & Gamma Logging. Diapositiva 21. Septiembre 2013.

Continuando, un error en la saturación de agua o un error en la altura de la formación de interés o un error en la porosidad, que hacen parte de las estimaciones que se pueden realizar a partir de analizar y procesar la información

⁵⁶ *Ibíd.* Diapositiva 21.

de resistividad, se presentan los siguientes escenarios para el ejemplo previamente dado:

- ✓ 1 pie de error en la profundidad/espesor de la capa implica un +/- 37.5 MMUSD
- ✓ Un 1% en la saturación de agua generaría un +/- 83.5 MMUSD
- ✓ Un 1% en la porosidad tendría una incertidumbre de +/- 372.5 MMUSD

Por todo lo anterior podemos identificar la relevancia que tiene la precisión de la data obtenida por las herramientas de LWD o Wireline, no solo define los volúmenes y condiciones comerciales que se podrían obtener de una yacimiento en específico, sino que llega al punto de responder preguntas como si un proyecto debe o no pasar, si vale la pena definir pozos futuros a perforar de carácter exploratorio o de desarrollo, si la estimación de las reservas valida o no la aplicación de tecnologías adicionales para optimizar el proceso de producción de crudo o gas y por supuesto para definir la tecnología que debe correrse para mitigar los errores en las mediciones y en la información de las propiedades petrofísicas de las zonas de interés.

El servicio de LWD constituye un costo más elevado, sin embargo se mitigan efectos del lodo de perforación asociado a la invasión en la formación, lo que afecta directamente la capacidad de definir valores certeros de resistividad real de la formación.

8. CONCLUSIONES

- ✓ La información de resistividad tomada con LWD presenta incertidumbre asociada a las condiciones de perforación que se tiene en pozo es necesario corregir.
- ✓ Para el pozo Jinebra-2 en la sección analizada presentaba una saturación del registro de resistividad donde no se podía identificar un valor de resistividad confiable, luego de la corrección hecha se observa un valor de resistividad de formación cercano a los 2500 ohm-m que indica un valor más certero para posteriores análisis.
- ✓ La corrección bajo el procesamiento de resistividad de propagación múltiple es aplicado a ambientes de resistividad mayores a 200 Ohm-m logrando una data confiable en el registro de resistividad
- ✓ Aunque el servicio de resistividad MP RTEQ es adicional al servicio normal de resistividad, este presenta una menor incertidumbre para los cálculos del OOIP.
- ✓ La combinación de curvas de resistividades en LWD muestra una mejor resolución y comportamiento de las propiedades petrofísicas del yacimiento.
- ✓ La curva de 400 kHz Atenuación Long Space muestra la resistividad más profunda, esta es esencial para la geo navegación pero presenta mayor incertidumbre y más baja resolución vertical no es recomendable para la petrofísica.
- ✓ Se puede lograr un cálculo de OOIP aceptable obteniendo un R_t confiable cuando se presentan ambientes de alta resistividad.

9. RECOMENDACIONES

- ✓ De acuerdo a los factores que afectan a la propagación de la resistividad múltiple en LWD se recomienda buscar métodos para minimizar esos efectos en la toma de registros eléctricos de la operación.
- ✓ Tener en cuenta para otros proyectos, que el efecto por excentricidad de la herramienta es complicado de corregir y más para las operaciones de perforación de pozos desviados u horizontales.
- ✓ Implementar la corrección en campos diferentes localizados en cuencas de Colombia donde se presenten ambientes de alta resistividad a parte de la cuenca de los llanos orientales.
- ✓ Crear un algoritmo petrofísico de corrección para toma de medición de resistividad en LWD teniendo en cuenta los factores por los cuales se ve afectado.

BIBLIOGRAFÍA

- ANH.Colombian Sedimentary Basins Cuenca de los Llanos Orientales.2007. p.70.
- _____. Características Cuenca de los Llanos Orientales y descripción de bloques. Disponible [En Línea]. <http://www.anh.gov.co/privados/caracteristicas_cuenca.pdf> Bogotá: 2008. 25 p.
- BACON Robert ; KENNEDY David. Simplifying Geosteering Interpretation and Decision Making environments using deep resistivity images, Baker Hughes.2009.p.4
- BAKER HUGHES Product overview. 2009 – 2010. Disponible [En línea] <<http://www.bakerhughes.com/products-and-services>>, [Citado en 30 de Abril de 2013].
- _____. Product Technical Data Summary 2011. [En línea] <<http://www.bakerhughes.com/products-and-services>
- _____.RNS Manual Version (2.11), Baker Hughes Inteq. Polarization Horn. Bogota.2013 p.12
- _____. Ontrak Resistivity LWD Tools Brochure, 2010. Disponible [En línea] <<http://www.bakerhughes.com/products-and-services>>, [Citado en 30 de Abril de 2013].
- BITTAR, M; KLEIN, J; PHILLIPS y C & BESTER.. A New Azimuthal Deep-Reading Resistivity Tool for Geosteering and Advanced Formation Evaluation. Halliburton Energy Services. SPE 109971.
- DOS SANTOS Carlos; OLMOS Alexis y ROJAS Peter, Instituto Universitario Politécnico Santiago Mariño, Venezuela, 11p. Disponible [En línea] <<http://www.slideshare.net/Deisy4/perforacin-vertical-2-14177993>>. Consultado (30 de Abril de 2013).
- EZEKWE, Nnaemeka. Petroleum reservoir engineering practice, porosity of reservoir rocks, Sept 2010. 238 .p
- INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Trabajos escritos: presentación y referencias bibliográficas. Sexta actualización. Bogotá: ICONTEC, 2008. 110 p

JAMIESON, Angus. Introduction to wellbore positioning, University of the highlands and islands, United Kingdom, Sep.2012. 106 p.

JARAMILLO, Daniel. DELGADO, Johan, Registro y monitoreo de dirección durante la perforación (MWD). Bogotá 2009. P. 25-41

MANRIQUE, Jesús; CHAJID, Edgar. Principios de Interpretación de registros de Pozo. Universidad de Caldas, Programa de Geología y Minas. p.9.

MEDINA, Eduard. Informe Técnico Anual 2009. CEPOLSA. ITA. Bogotá: 2009 p.3.

SCHLUMBERGER. Directional Drilling & Geosteering Tools, Disponible [En línea], <<http://www.slb.com/services/drilling.aspx>>. [Citado en 30 de Abril de 2013].