

**“INFLUENCIA DEL USO DE HERRAMIENTAS CONVENCIONALES Y
AZIMUTALES DE MEDICIÓN DE RESISTIVIDAD (M/LWD) EN EL ÓPTIMO
GEOPOSICIONAMIENTO DE POZOS ALTAMENTE DESVIADOS Y
HORIZONTALES EN LA CUENCA LLANOS ORIENTALES DE COLOMBIA”**

CARLOS ANDRÉS EGURROLA RÍOS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2012

**“INFLUENCIA DEL USO DE HERRAMIENTAS CONVENCIONALES Y
AZIMUTALES DE MEDICIÓN DE RESISTIVIDAD (M/LWD) EN EL ÓPTIMO
GEOPOSICIONAMIENTO DE POZOS ALTAMENTE DESVIADOS Y
HORIZONTALES EN LA CUENCA LLANOS ORIENTALES DE COLOMBIA”**

CARLOS ANDRÉS EGURROLA RÍOS

**Trabajo de grado presentado para optar al título de:
Ingeniero de Petróleos**

**Director:
Ing. OSCAR VANEGAS ANGARITA
Ingeniero**

**Tutor:
HENRY YASIR LARA GÓMEZ.
Geólogo**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2012

DEDICATORIA

A Dios por dotarme de salud, inteligencia y perseverancia para que no desfalleciera en el intento de hacerme a esta bella profesión y haberme brindado la oportunidad de estudiar en la Universidad Industrial de Santander

A mis padres Maritza y Enrique por su esfuerzo incansable y el sacrificio hecho para que no me faltara nada mientras yo me educaba y finalmente pudiese conseguir este objetivo que nos llena a todos como familia de satisfacción personal por este logro

A mi tía Justa quien siempre ha estado ahí como una segunda madre en los momentos más importantes de mi vida y a quien amo con todo el corazón

A Lorena que me apoyo en los momentos de desesperación brindándome su amor incondicional de pareja para no sentirme solo nunca en los momentos difíciles de la vida, este es también un logro tuyo

A mis profesores y todas aquellas personas que hicieron parte de mi proceso de formación, por enseñarme lo que sé, corregirme mis errores y motivarme a descubrir lo que ignoro haciéndome un ser más integral

A los amigos que hice en la Universidad por los momentos de alegría y adversidad que vivimos juntos y que no permitirán que me olvide de ellos, Muchas gracias
#Pettorreas

A HALLIBURTON SPERRY DRILLING SERVICES por la colaboración en la realización de este proyecto y la oportunidad que me dio de hacer parte ellos

CONTENIDO

	Pág.
1. INTRODUCCION	17
2. ALCANCE DEL PROYECTO.....	19
3. OBJETIVOS.....	20
3.1 GENERAL.....	20
3.2 ESPECÍFICOS.....	20
4. MARCO TEÓRICO	21
4.1 PERFORACIÓN DIRECCIONAL DE POZOS.....	21
4.1.1 Concepto de perforación direccional de pozos	21
4.1.2 Aplicaciones de la perforación direccional.	21
4.1.3 Herramientas direccionales y métodos de deflexión.....	25
4.1.4 Métodos de Deflexión	32
4.1.5 Ensamblajes de fondo.....	36
4.1.6 Tipos de pozos direccionales.....	39
4.2 FUNDAMENTOS DE REGISTROS DE POZO	42
4.2.1 Sistemas de medición utilizados	42
4.2.2 Tipos de registros o perfiles de pozos	44
5. GEONAVEGACIÓN O GEOPOSICIONAMIENTO DE POZOS	50
5.1 CONCEPTO DE GEONAVEGACIÓN.....	50
5.1.1 Aspectos generales necesarios para la ejecución de un proyecto de geonavegación.....	50
5.1.2 Aspectos técnicos necesarios para un proyecto de geoposicionamiento.	50
5.1.3 Manejo de incertidumbre geológica	51
5.1.4 Tipos De Geoposicionamiento	52
6. HERRAMIENTAS DE MEDICIÓN (M/LWD) USADAS POR HALLIBURTON SPERRY DRILLING PARA LA GEONAVEGACIÓN DE POZOS	59

6.1 HERRAMIENTAS DE MEDICIÓN DE GAMMA RAY	59
6.1.1 DGR® (Dual Gamma Ray).....	59
6.2 HERRAMIENTAS DE MEDICIÓN DE RESISTIVIDAD.....	60
6.2.1 Herramientas convencionales o de medición promedio.....	60
6.2.2 Herramientas Azimutales	62
6.3 COMPARACIÓN TÉCNICA ENTRE HERRAMIENTAS DE MEDICIÓN AZIMUTAL DE RESISTIVIDAD Y HERRAMIENTAS DE MEDICIÓN CONVENCIONAL	70
6.4 APLICACIONES DE POSICIONAMIENTO DE POZO.....	71
6.5 APLICACIONES DE EVALUACIÓN DE FORMACIÓN.....	74
7. DESCRIPCION GEOLOGICA DE LA CUENCA LLANOS DE COLOMBIA	77
7.1 LIMITES GEOMORFOLÓGICOS	77
7.1.1 Geología del petróleo de la cuenca	78
7.1.2 Prospectividad de hidrocarburos de la cuenca	79
8. ANÁLISIS POST MORTEM DE LA GEONAVEGACIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS	81
8.1 XXXXR – 21H	81
8.1.1 Objetivos de la geonavegacion	81
8.1.2 Localización	81
8.1.3 Geología	82
8.1.4 Pre Modelamiento.....	83
8.1.5 Geoposicionamiento en Tiempo Real	88
8.1.6 Conclusiones de la geonavegación del POZO XXXXR - 21H.....	90
8.2 XXXXS 500H	90
8.2.1 Objetivo.....	91
8.2.2 Pre-Modelamiento.....	91
8.2.3 Geoposicionamiento en tiempo real.....	94
8.2.4 Conclusiones de la geonavegacion del pozo XXXXS – 500H.....	106
8.3 XXXXA 103 H ST2.....	107
8.3.1 Objetivo del Geoposicionamiento	107

8.3.2 Pre-Modelamiento.....	107
8.3.3 Geoposicionamiento en tiempo real.....	111
8.3.4 Conclusiones de la Geonavegacion del Pozo XXXXA – 103H ST2.....	118
8.4 XXXXA 101H	119
8.4.1 Objetivo.....	119
8.4.2 Pre-modelamiento.....	119
8.4.3 Geoposicionamiento en tiempo real.....	123
8.4.4 Conclusiones de la Geonavegación del Pozo XXXXA - 101H	132
8.5 XXXXS 509H	133
8.5.1 Objetivo.....	133
8.5.2 Pre-Modelamiento.....	133
8.5.3 Geoposicionamiento en tiempo real.....	136
8.5.4 Conclusiones de Geonavegacion del pozo XXXX - 509H.....	144
9. ANÁLISIS DE COSTOS Y BENEFICIOS.....	145
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	151
BIBLIOGRAFIA.....	153

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Perforación De Pozos Desde Una Misma Locación	22
Figura 2. Perforación De Pozos En Locaciones Inaccesibles	22
Figura 3. Sidetrack.....	23
Figura 4. Control De Fallas	23
Figura 5. Perforación De Domos De Sal.....	24
Figura 6. Perforación De Pozos De Alivio	25
Figura 7. Tipos de collares de perforación o Drill Collar's	25
Figura 8. Tubería de alto peso o HWDP	26
Figura 9. Bent Sub	27
Figura 10. UBHO	27
Figura 11. Estabilizadores De Aletas Soldadas	28
Figura 12. Estabilizadores De Aletas Integrales	29
Figura 13. Estabilizadores De Aletas Ajustables.....	29
Figura 14. Motor de Turbinas.....	30
Figura 15. Partes de un Motor PDM A. Sección de poder, B. Transmisión	31
Figura 16. Deflexión con Cucharas o Whipstocks.....	32
Figura 17. Procedimiento de jetting o jeteo.....	33
Figura 18. Método de desviación con PDM recto	34
Figura 19. Deflexión por Motores Dirigibles	36
Figura 20. Ensamblaje De Fondo Tipo Fulcrum.....	37
Figura 21. Ensamblaje De Fondo Tipo Péndulo	37
Figura 22. Ensamblaje De Fondo Tipo Empacado	38
Figura 23. Esquema De Ensamblaje De Fondo Direccional	39
Figura 24. Perforación De Pozos Horizontales	40
Figura 25. Pozos Horizontales Según Su Radio De Curvatura.....	41
Figura 26. Sistema De Telemetría Por Pulsos Positivos.....	43

Figura 27. Funcionamiento de la valvula de pulsos negativos	44
Figura 28. Esquema Típico Registro Rayos Gamma – Resistividad.....	46
Figura 29. Registro Nuclear Típico	49
Figura 30. Imágenes De Resistividad Para Geoposicionamiento Reactivo	53
Figura 31. Respuesta De Sensores LWD De Resistividad Convencional.....	55
Figura 32. Cuernos De Polarización Para Registros De Resistividad No-Azimutales.	56
Figura 33. Curvas Típicas Suministradas Por Herramientas Azimutales	57
Figura 34. Herramienta DGR®	59
Figura 35. Conteo de los rayos gamma por el sensor DGR®.....	60
Figura 36. Esquema Del EWR – PHASE 4®	61
Figura 37. Esquema Del INSITE ADR®.....	62
Figura 38. Resolución azimutal del INSITE ADR®	63
Figura 39. Ejemplo Del Cálculo De La Geoseñal Para Una Capa Superior De Mayor Conductividad	64
Figura 40. Perfil De Resistividad Perforando Verticalmente Capas Sin Buzamiento	65
Figura 41. Polarización En El Límite De La Capa.....	66
Figura 42. Calculo de la distancia de anticipación a las capas por Insite ADR®	68
Figura 43. Esquema De Configuración Del INSITE AFR®	69
Figura 44. Medición Compensada De Las Herramientas De Resistividad.....	70
Figura 45. Navegación con curvas de resistividad promedio o convencional LWD..	72
Figura 46. Navegación con curvas de resistividad azimutal LWD.....	73
Figura 47. Navegación con imágenes azimutales de resistividad y geoseñales LWD	74
Figura 48. Calculo de la anisotropía por herramientas azimutales de resistividad a diferentes espaciamentos y frecuencia constante.....	75
Figura 49. Calculo de la anisotropía con herramientas azimutales de resistividad a diferentes frecuencias y espaciamiento constante.....	76
Figura 50. Sección Transversal De La Cuenca Llanos Orientales.....	78
Figura 51. Columna estratigráfica de la cuenca llanos orientales de Colombia.....	80

Figura 52. Localización geográfica del pozo XXXXR – 21H.	82
Figura 53. Columna estratigráfica para la Cuenca Llanos	83
Figura 54. Localización relativa del pozo de referencia y trayectoria del pozo XXXXR 21H.	84
Figura 55. Registros utilizados para correlación en donde se muestran tope Unidad Arenas C2 y base de la zona de objetivo.....	85
Figura 56. Plan direccional Inicial con proyección horizontal hasta la TD.....	86
Figura 57. Modelo Final De Geonavegación XXXXR – 21H En Tiempo Real	87
Figura 58. Plan Horizontal propuesto para el pozo XXXXS 500H.....	92
Figura 59. Registros TVD de los Pozos XXXXS 282H, XXXXS 463H y XXXXS 283	94
Figura 60. Modelos de geonavegación para el pozo XXXXS 500H a 4125’ MD. A: Modelo basado en el pozo de referencia XXXXS 282. B: Modelo basado en el pozo de referencia XXXXS 283.	95
Figura 61. Modelos de geonavegación para el pozo XXXXS 500H a 4363’ MD. A: Modelo basado en el pozo XXXXS 282. B: Modelo basado en el pozo XXXXS 283.	97
Figura 62. Modelos de geonavegación para el pozo XXXXS 500H a 4552’ MD. A: Modelo basado en el pozo de referencia XXXXS 282. B: Modelo basado en el pozo de referencia XXXXS 283.	98
Figura 63. Modelos de geonavegación para el pozo XXXXS 500H a 4651’ MD. A: Modelo basado en el pozo de referencia XXXXS 282. B: Modelo basado en el pozo de referencia XXXXS 283.	100
Figura 64. Modelos de geonavegación para el pozo XXXXS 500H a 4995’ MD. A: Modelo basado en el pozo de referencia XXXXS 282. B: Modelo basado en el pozo de referencia XXXXS 283.	102
Figura 65 A. Modelo de geonavegación a TD: 5120’ MD para el pozo XXXXS 500 H basado en el pozo XXXXS 282.....	104
Figura 65 B. Modelo de geonavegación a TD: 5120’ MD para el pozo XXXXS 500 H basado en el pozo XXXXS 283.....	105
Figura 66. Plan Proyección Horizontal para el pozo XXXXA 103H.....	108

Figura 67. Registros de los Pozos XXXXA 45, XXXXA 103H Pilot utilizados para el modelo de geonavegación.....	110
Figura 68. Registros de los Pozos XXXXA 45, XXXXA 103H Pilot y la comparación con diferentes comportamientos de resistividad	111
Figura 69. Modelos de geonavegación para el pozo XXXXA 103H ST2 a 4138' MD	112
Figura 70. Modelos de geonavegación para el pozo XXXXA103H ST2 a 4419' MD.	113
Figura 71. Modelo de geonavegación generado a 4580' MD para el pozo XXXXA 103H ST2.....	114
Figura 72. Modelos de geonavegación para el pozo XXXXA 103H ST2 a 4897' MD	115
Figura 73. Modelo de geonavegación a TD: 5178' MD @2895.9' TVD, para el pozo XXXXA 103H ST2 basado en el pozo XXXXA 45.....	117
Figura 74. Plan Proyección Horizontal para el pozo XXXXA 101H.....	121
Figura 75. Registros de los Pozos XXXXA 41, XXXXA 100H y XXXXA 18H utilizados para el modelo de geonavegación	122
Figura 76. Modelos de geonavegación para el pozo XXXXA 101H a 4049' MD. A: Modelo basado en el pozo de referencia XXXXA 41. B: Modelo basado en el pozo de referencia XXXXA 18H.	124
Figura 77. Modelos de geonavegación para el pozo XXXXA101H a 4300' MD.....	125
Figura 78. Registros para el intervalo 3990' MD a 4450' MD para el pozo XXXXA 101H	126
Figura 79. Modelos de geonavegación para el pozo XXXXA 101H a 4820' MD. A: Modelo basado en el pozo de referencia XXXXA 41. B: Modelo basado en el pozo de referencia XXXXA 18H	127
Figura 80. Modelo de geonavegación a TD: 5120' MD @2965.4' TVD, para el pozo XXXXA 101H basado en el pozo XXXXA 41	130
Figura 81. Modelo de geonavegación a TD: 5120' MD @2965.4' TVD, para el pozo XXXXA 101H basado en el pozo XXXXA 18H.....	131

Figura 82. Plan Proyección 6 1/8" para el pozo XXXXS 509H.....	135
Figura 83. Registros del Pozo XXXXS 283 visualizados para el intervalo de interés y utilizados para el modelo de geonavegación, y la correlación con el pozo XXXXS 509H	136
Figura 84. Modelo de geonavegación para el pozo XXXXS 509H a 4017' MD (2852' TVD), basado en el pozo de referencia XXXXS 283.....	137
Figura 85. Modelos de geonavegación para el pozo XXXXS 509H a 4181' MD....	138
Figura 86. Modelos de geonavegación para el pozo XXXXS 509H a 4350' MD....	139
Figura 87. Registros para la profundidad de 4706 ft. MD, para el pozo XXXXS 509H.	140
Figura 88. Registros para la profundidad de 4896 ft. MD, para el pozo XXXXS 509H	141
Figura 89. Registros para la profundidad de 5022 ft. MD, para el pozo XXXXS 509H.	143

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Información preliminar.....	91
Tabla 2. Información del pozo de referencia.....	91
Tabla 3. Variables a pulsar en RT de la herramienta ADR para el pozo XXXXS 500H.	93
Tabla 4. Información preliminar.....	107
Tabla 5. Información del pozo de referencia.....	107
Tabla 6. Variables a pulsar en RT de la herramienta ADR para el pozo XXXXA 103H ST2.....	109
Tabla 7. Información preliminar.....	119
Tabla 8. Información del pozo de referencia.....	120
Tabla 9. Variables a pulsar en RT de la herramienta ADR para el pozo XXXXA 101H.	121
Tabla 10. Información preliminar.....	133
Tabla 11. Información del pozo de referencia.....	134
Tabla 12. Variables a pulsar en RT de la herramienta ADR para el pozo XXXXS 509 H.	135
Tabla 13. Costos intangibles de perforación sección 8-1/2" y 6-1/8" de un pozo del área en promedio.....	147
Tabla 14. Costos de servicios de perforación con servicio nivel III.....	148

RESUMEN

TÍTULO: INFLUENCIA DEL USO DE HERRAMIENTAS CONVENCIONALES Y AZIMUTALES DE MEDICIÓN DE RESISTIVIDAD (M/LWD) EN EL ÓPTIMO GEOPOSICIONAMIENTO DE POZOS ALTAMENTE DESVIADOS Y HORIZONTALES EN LA CUENCA LLANOS ORIENTALES DE COLOMBIA*

AUTORES: CARLOS ANDRÉS EGURROLA RÍOS**

PALABRAS CLAVE: Geonavegación, Rayos Gamma, Resistividad, Registros De Pozo

La primera fase del proyecto se describe como una etapa de documentación para instruir al lector acerca del principio de funcionamiento de las herramientas y las aplicaciones para las cuales son útiles como la perforación de pozos de alto ángulo y el geoposicionamiento de pozos en una determinada zona de interés

En la segunda fase se realiza una descripción general de las características geológicas de la cuenca llanos de Colombia para contextualizar al interesado en el proyecto en los escenarios geológicos y parámetros operacionales con los que se trabajará posteriormente teniendo en cuenta el auge de la aplicación de estas herramientas en esta zona del país que se proyecta como unas de las más promisorias en materia de recuperación de reservas de crudo gracias al uso de la tecnología de geonavegación con herramientas de medición en tiempo real.

La tercera etapa del proyecto consiste en el análisis post mortem de la geonavegación de un número de pozos perforados por Halliburton Sperry Drilling utilizando la herramienta InSite ADR® la cual tiene función dual de medición convencional y azimutal de resistividad permitiendo la toma de decisiones en tiempo real para que el proceso de geoposicionamiento sea proactivo y altamente efectivo en una zona de alta incertidumbre geológica como lo es la cuenca llanos de Colombia. Aquí se destacan las ventajas de contar con lectura azimutal ante las curvas promedio y se describen las decisiones que pudieron ser tomadas gracias a lo que presentaban las curvas azimutales.

La última fase del proyecto comprende un análisis de costos y beneficios que evidencia los ahorros que generan las herramientas azimutales en caso de tener alto riesgo de salir de la zona de interés para el cliente lo que conlleva a la perforación de sidetracks que encarecen y comprometen la obtención del objetivo.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Ingeniería de Petróleos. Director: Ing. Oscar Vanegas Angarita

ABSTRACT

TITLE: INFLUENCE OF THE USE OF CONVENTIONAL AND AZIMUTHAL RESISTIVITY MEASURING TOOLS (M/LWD) IN THE OPTIMAL GEO -POSITIONING OF HIGHLY DEVIATED AND HORIZONTAL WELLS IN THE LLANOS ORIENTALES BASIN OF COLOMBIA *

AUTHOR: CARLOS ANDRÉS EGURROLA RÍOS**

KEYWORDS: Geosteering, Gamma Ray, Resistivity, Well Logs

The first phase of the project is described as a research stage to educate the reader about the working principle of the tools and applications which are useful as drilling high angle wells and geosteering in a particular area of interest

In the second phase, a general description of the geology of the Llanos Basin of Colombia is made to contextualize the interested in the project in geological settings and operational parameters which subsequently will be taken into account considering the boom in the application of these tools in this area of the country that is projected as one of the most promising in terms of oil recovery by using geosteering technology with real time measurement tools.

The third stage of the project involves the post-mortem analysis of a number of geosteering wells drilled by Halliburton Sperry Drilling using the In Site ADR ® sensor which has both function average and azimuthal resistivity measuring allowing real-time decisions for the Geosteering process to be proactive and highly effective in this area of high geologic uncertainty such as the Llanos Basin of Colombia. Here the advantages of having azimuthal curves instead of average curves are highlighted and the decisions that were made by azimuthal curves interpretation are also described.

The last phase of the project includes a cost-benefit analysis that shows the savings generated by azimuthal tools in case of high risk of leaving the area of interest to the client leading to perforation of Sidetracks that raise and compromise obtaining objective.

* Graduate Project

** Physic – Chemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: Ing. Oscar Vanegas Angarita

1. INTRODUCCIÓN

Cuando se piensa abarcar un proyecto de perforación de pozos de alto ángulo u horizontales en yacimientos heterogéneos de tipo canales fluviales, propios de la cuenca llanos orientales de Colombia, se pueden obtener resultados tanto favorables como desfavorables dependiendo del grado de incertidumbre geológica y del cambio de propiedades en las formaciones de interés.

Si bien el objetivo o zona de interés puede presentar buen espesor y condiciones óptimas para la perforación convencional de un pozo horizontal, también pueden darse situaciones en donde la zona de interés es mucho más delgada de lo que se tenía presupuestado haciendo más difícil mantenerse dentro de la zona de interés o existen condiciones geológicas como pinchamientos y fallas que hacen probable salirse de la zona donde el cliente desea posicionar el pozo, o que simplemente se conoce que el yacimiento que se quiere navegar presenta espesores muy delgados de alta incertidumbre geológica.

Cuando se presenta una situación desfavorable como las descritas anteriormente se hace indispensable la utilización de las técnicas de geonavegación para poder posicionar el pozo en la forma deseada dentro de la zona de interés. Para esto, se requiere disponer de la mayor información posible acerca de las características del yacimiento como información de registros de pozos cercanos (offset), modelos de superficies del yacimiento y adicionalmente, mediciones en tiempo real (M/LWD) entre otros para poder tomar decisiones que permitan anticiparse a los acontecimientos adversos que puedan presentarse durante la perforación del pozo.

En el geoposicionamiento del pozo las herramientas de medición de inclinación, dirección (MWD); y evaluación de formación en tiempo real (LWD) juegan un papel definitivo puesto que son las que nos permiten posicionar el pozo en la zona de interés.

Por esto es importante establecer dentro de las opciones disponibles (herramientas promedio y azimutales), cuáles nos brindan la mayor información de calidad posible para lograr el éxito invirtiendo lo razonable en cuanto a costos y tiempos de perforación.

2. ALCANCE DEL PROYECTO.

La importancia del desarrollo de este proyecto radica en que el cliente de Halliburton Sperry Drilling podrá comprender la importancia del uso de las herramientas azimutales frente a las herramientas de medidas de resistividad promedio en sus proyectos.

A pesar de que su implementación es más costosa, las herramientas azimutales permiten anticipar los cambios de formación de manera más temprana y proveen la ubicación donde sucede tal cambio respecto a la posición de la herramienta en tiempo real gracias a su cualidad azimutal.

Todo lo anterior permite mantener el pozo en la zona de interés para el cliente, ahorrar tiempos de perforación, tiempos de análisis de información y evita la realización de sidetracks que encarecen y comprometen la consecución del objetivo.

3. OBJETIVOS

3.1 GENERAL

Evaluar la influencia que tiene el uso de herramientas convencionales y azimutales de medición de resistividad de formación (M/LWD) en el óptimo geoposicionamiento de pozos altamente desviados y horizontales en la cuenca llanos orientales de Colombia mediante el análisis post mórtem de un número de pozos perforados con la intervención de Halliburton Sperry Drilling.

3.2 ESPECÍFICOS

- Compilar información acerca de la técnica de geonavegación y el principio de funcionamiento de las herramientas utilizadas para la geonavegación de pozos de alto ángulo y horizontales de Halliburton Sperry Drilling.
- Realizar una descripción general de las características geológicas de la cuenca llanos orientales de Colombia donde se resalte la importancia de la aplicación de las técnicas de geonavegación en esta cuenca.
- Evaluar los resultados obtenidos de la geonavegación de los pozos seleccionados dentro de la cuenca llanos orientales en los que se emplearon herramientas azimutales y convencionales mediante un análisis post-mortem.
- Elaborar un análisis de costos de la aplicación de las herramientas azimutales y las convencionales, teniendo en cuenta los costos adicionales que se le generan al cliente debido al aumento de días de perforación y costos de servicios por la perforación de sidetracks para posicionar el pozo en la zona de interés

4. MARCO TEÓRICO

4.1 PERFORACIÓN DIRECCIONAL DE POZOS

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

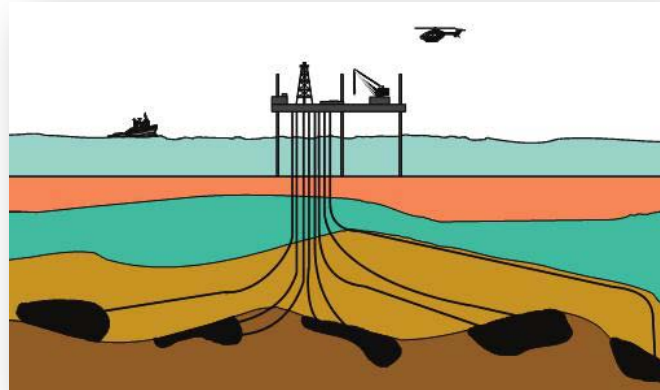
4.1.2 Aplicaciones de la perforación direccional.

- **Control De Desviación.** Esta es una de las aplicaciones tempranas que se le dio a la perforación direccional. En la realidad no existe un pozo que sea vertical en su totalidad y entre más profundo sea éste, más difícil es conseguir el objetivo de mantener la verticalidad. Este fenómeno se debe a la influencia de los parámetros de perforación como peso sobre la broca, tasa de penetración, torque de la sarta y otros factores como la dureza de la formación misma que ejerce toques reactivos sobre la sarta haciendo que el pozo se desvíe tanto en dirección como en inclinación. Mediante las técnicas de perforación direccional se controla la desviación del pozo para hacer que este llegue a la zona de interés.
- **Perforación de pozos múltiples.** La perforación de pozos múltiples desde una misma locación constituye una aplicación común especialmente en la perforación offshore.

Permite ejecutar un proceso de perforación óptimo de diversos pozos desde una sola plataforma, lo que es útil en la reducción de costos de construcción, instalación

de facilidades de producción, así como la disminución del impacto ambiental que pueda generarse en el área de trabajo (Ver Figura 1).

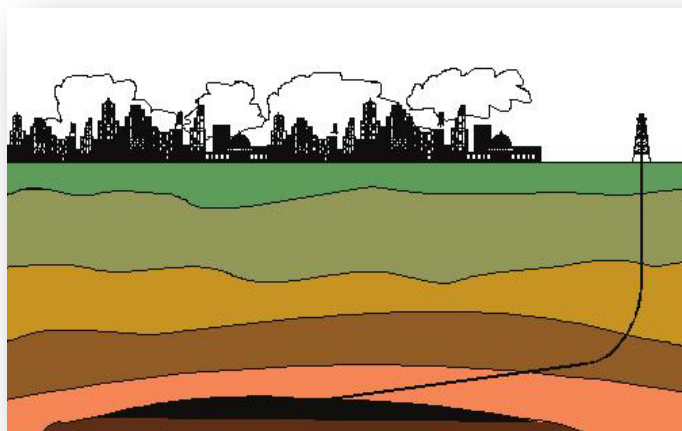
Figura 1. Perforación De Pozos Desde Una Misma Locación



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling

- **Perforación de pozos en locaciones inaccesibles.** Los pozos direccionales que son perforados en este caso alcanzan zonas productivas que serían inaccesibles con prácticas normales de perforación debido a su difícil localización. Esta aplicación se ejemplifica en reservorios que se encuentran bajo ciudades, montañas, lagos, etc. (Ver Figura 2).

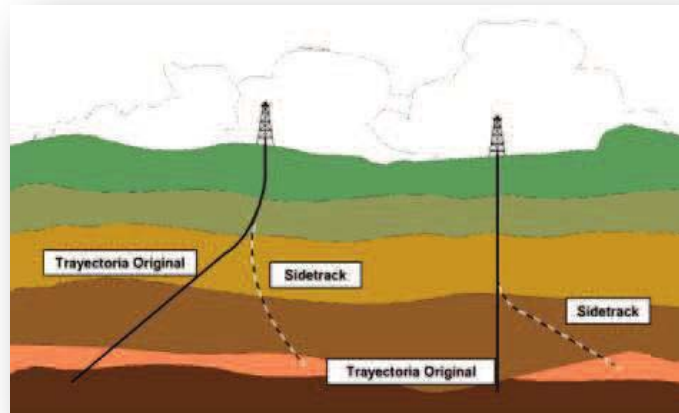
Figura 2. Perforación De Pozos En Locaciones Inaccesibles



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling

- **Sidetracks.** Esta técnica de perforación de pozos direccionales es utilizada con el propósito de continuar con la construcción de un pozo iniciando una nueva trayectoria a cierta profundidad por diferentes razones, entre las que se puede mencionar pesca sin éxito, abandono, etc. (Ver figura 3)

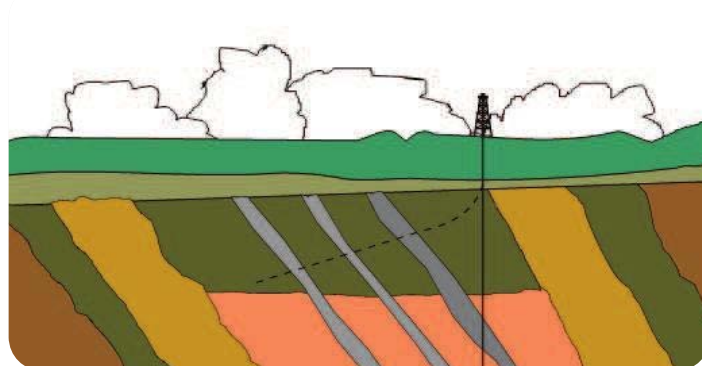
Figura 3. Sidetrack



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling

- **Control de fallas.** A menudo es difícil perforar un pozo vertical a través de un plano de falla por lo que la utilización del proceso de perforación direccional nos permite atravesar la falla de forma perpendicular o paralela con el propósito de llegar al reservorio. Es importante considerar que las presiones en la formación pueden llegar a afectar las condiciones del pozo (Ver Figura 4).

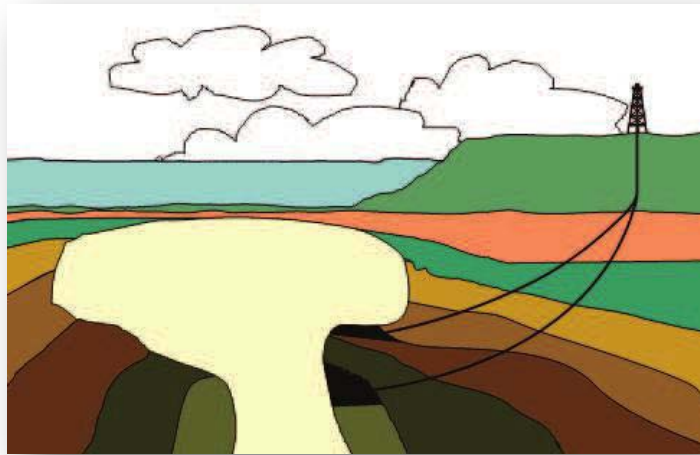
Figura 4. Control De Fallas



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling

- **Perforación de domos salinos.** Se pueden encontrar formaciones productoras bajo domos salinos; sin embargo, llevar a cabo un proceso de perforación en este caso puede ocasionar serios problemas, por lo que la perforación generalmente se lleva a cabo mediante la desviación de la trayectoria del pozo evitando inconvenientes como la pérdida de circulación, corrosión, etc. (Ver Figura 5).

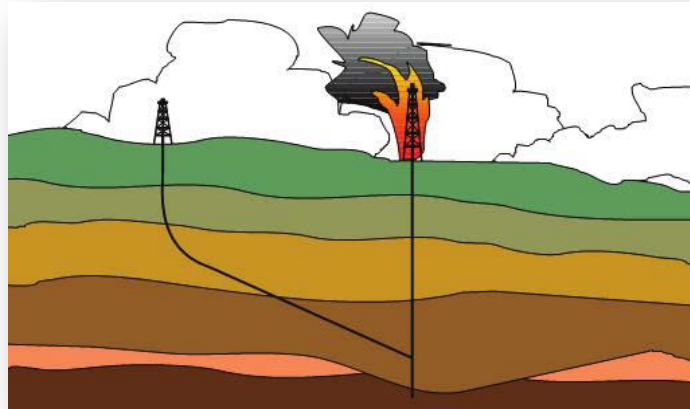
Figura 5. Perforación De Domos De Sal



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling

- **Perforación de pozos de alivio.** La aplicación de técnicas direccionales permite que un pozo de alivio sea perforado lo más cerca posible al reservorio de un pozo fuera de control. De esta manera agua y lodo son bombeados a través del pozo de control con la finalidad de superar problemas de presión y retomar el control del pozo, para este tipo de aplicación el control direccional debe ser extremadamente exacto (Ver Figura 6)

Figura 6. Perforación De Pozos De Alivio



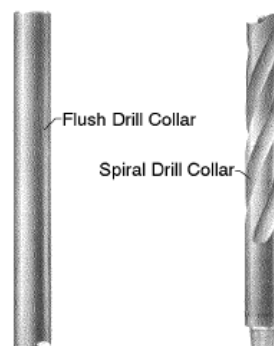
Fuente: Halliburton – Sperry Drilling

4.1.3 Herramientas direccionales y métodos de deflexión

- **HERRAMIENTAS DIRECCIONALES**

a. Collares De Perforación O Drill Collar's. Son tubulares pesados de alta rigidez. Se usan en el fondo del BHA para proveer peso y rigidez a la broca. Pueden tender forma lisa o espiralada. En la perforación direccional se prefieren los espiralados puesto que reducen en 40% el contacto con las paredes del hueco haciendo que disminuya alrededor del 4% en peso y arrastre de la tubería. Ver figura 7.

Figura 7. Tipos de collares de perforación o



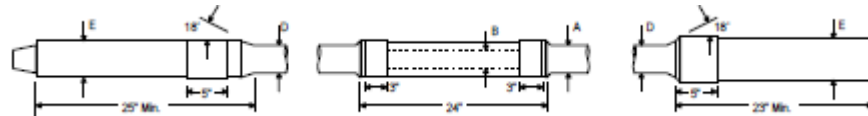
Fuente: Directional Drilling Training Manual - Schlumberger

Los Drill Collar's pueden ser:

- Collares cortos, short Drill collar o SDC
- Collares no magnéticos o Non - Magnetic Drill Collars (NMDC)
- Collares no magnéticos cortos o Short Non - Magnetic Drill Collars (SNMDC) o moneles

b. Tubería de alto peso o HWDP. Son menos rígidos que los y hacen mucho menos contacto con las paredes haciendo que la posibilidad de una pega diferencial se produzca disminuya. Sus tres puntos de contacto con las paredes del hoyo resuelven dos serios problemas en la perforación direccional. Permite altas revoluciones por minuto RPM con bajo torque y además los HWDP pueden correrse a través de secciones con cambios de ángulo de inclinación y dirección con menos problemas de arrastre y fatiga como lo muestra la figura 8.

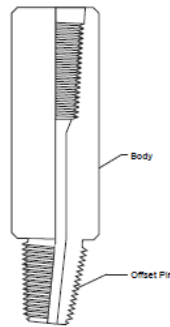
Figura8. Tubería de alto peso o HWDP



Fuente: Directional Drilling Training Manual – Schlumberger

c. Bent Subs. Un bent sub o codo se utiliza para desviar la sarta o motores rectos que se encuentren por debajo del mismo en un ángulo que normalmente se encuentra en rangos de 1° hasta 3° grados de inclinación y se encuentran disponibles por incrementos de 0.5°. Estos elementos no pueden ser rotados por razones de integridad de la sarta. Ver figura 9

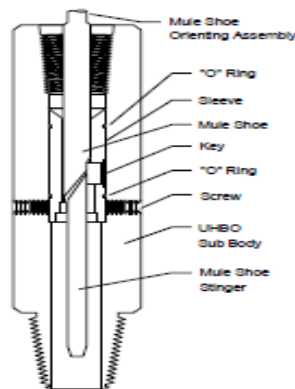
Figura 9. Bent Sub



Fuente: Directional Drilling Training Manual – Schlumberger

d. Substitutos de orientación, ORIENTING SUBS O UBHO'S. Es un tubular corto y recto con conexión rosca por caja que son compatibles con los bent subs o los collares de perforación no magnéticos. Se compone de una camisa de pata de mula o muleshoesleeve. Después de que todas las conexiones intermedias están completamente torquedas se alinea la llave de la pata de mula con la línea marcada en el cuerpo del bent sub para indicar la orientación de la cara del motor cuando se toman surveys tipo single shot. Ver figura 10.

Figura 10. UBHO



Fuente: Directional Drilling Training

e. Estabilizadores. Son parte indispensable de un BHA rotatorio direccional puesto que permiten el control direccional, reducen el riesgo de pega diferencial y riman el hueco mientras se avanza en la perforación y primordialmente sirven de punto de

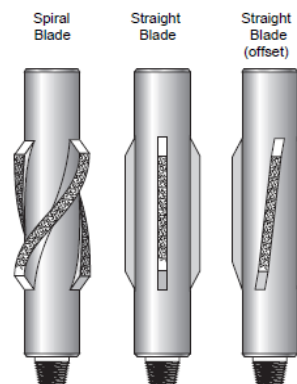
apoyo para generar deflexiones en la sarta tanto para construir, mantener o disminuir ángulo de inclinación. Según su posición en la sarta se pueden clasificar en:

- Cercanos a la broca: estos van conectados directamente a la broca o a máximo 3 ft de la misma cuando se usa un bit sub.
- Estabilizadores de sarta: pueden ir en cualquier parte de la sarta para control de deflexión.
- Camisas estabilizadoras: por lo general van por debajo del calibre de la broca y van situadas sobre la sarta en forma de abrazadera.

También se debe indicar que pueden ir calibrados con la broca (on gauge) o algunas pulgadas o treintaidosavos de pulgadas por debajo del calibre de la broca (undergauge) para reducir o controlar la fuerza lateral que se desea sobre la sarta para su deflexión. Según su forma se pueden clasificar en:

- **Estabilizadores de aletas soldadas:** las cuchillas o aletas están soldadas al cuerpo del estabilizador. Pueden ser aletas rectas o espiraladas y no se recomiendan en formaciones duras por integridad del estabilizador. Ver figura 11

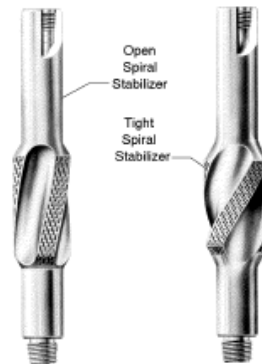
Figura 11. Estabilizadores De Aletas Soldadas.



Fuente: Directional Drilling Training Manual – Schlumberger

1. Estabilizadores de aletas Integrales: están hechos de un solo material moldeados y doblados para formar las aletas que pueden ser 3 o 4 y se usan en formaciones duras puesto que son más resistentes a los esfuerzos y la abrasión. Ver figura 12

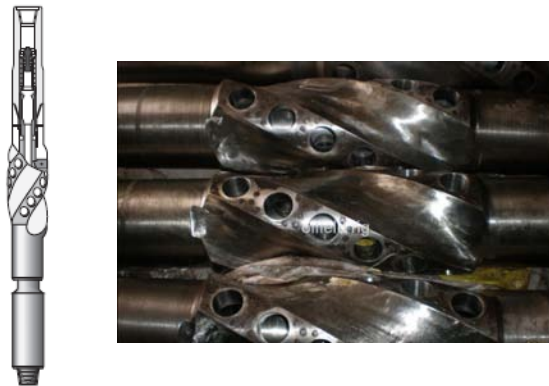
Figura 12. Estabilizadores De Aletas Integrales



Fuente: Directional Drilling training manual –Schlumberger

2. Estabilizadores de aletas Ajustables: mediante un mecanismo de restricción de lodo y ciclado de bombas que hace que aumente la presión en la columna se expanden los pines del estabilizador haciendo que se ajusten al tamaño de hueco cuando sea necesario. Ver figura 13

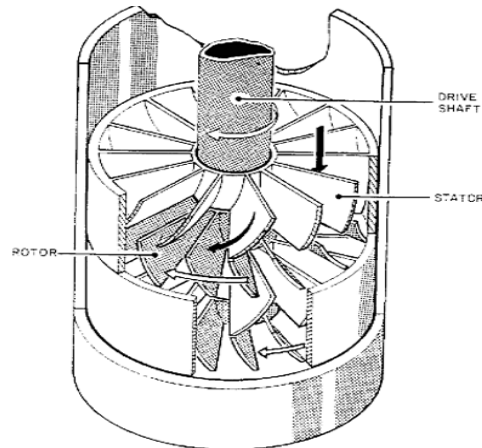
Figura 13. Estabilizadores De Aletas Ajustables



Fuente: modificado por el autor de www.diytrade.com/china/pd/6564294/Adjustable_Stabilizer.html y Directional Drilling training manual –Schlumberger

- **Motor de Turbinas.** Estos motores utilizan la mecánica centrífuga de fluidos. La energía se adquiere por la velocidad y flujo de lodo en los alabes de las etapas de turbinas haciendo que estas giren a altas revoluciones causando a su vez que el rotor gire y este le transmita el movimiento a la broca. Ver figura 14.

Figura 14. Motor de Turbinas



Fuente: Directional Drilling Training Manual – Schlumberger

- **Motores de fondo desplazamiento positivo.** Estos dispositivos funcionan bajo el principio inverso de la bomba de Moineau. El flujo de lodo hace girar un rotor que se encuentra dentro de un estator con un lóbulo más que el rotor para permitir el paso del lodo. El corte axial que ejerce la columna de fluido le da torque al rotor generando un movimiento excéntrico, luego un sistema de engrane y eje centraliza el movimiento haciendo que se transmita la rotación a la broca. Ver figura 15 A y 15 B.

Los motores pueden denominarse según su número de lóbulos de rotor: estator y el número de etapas o longitud de sección de poder:

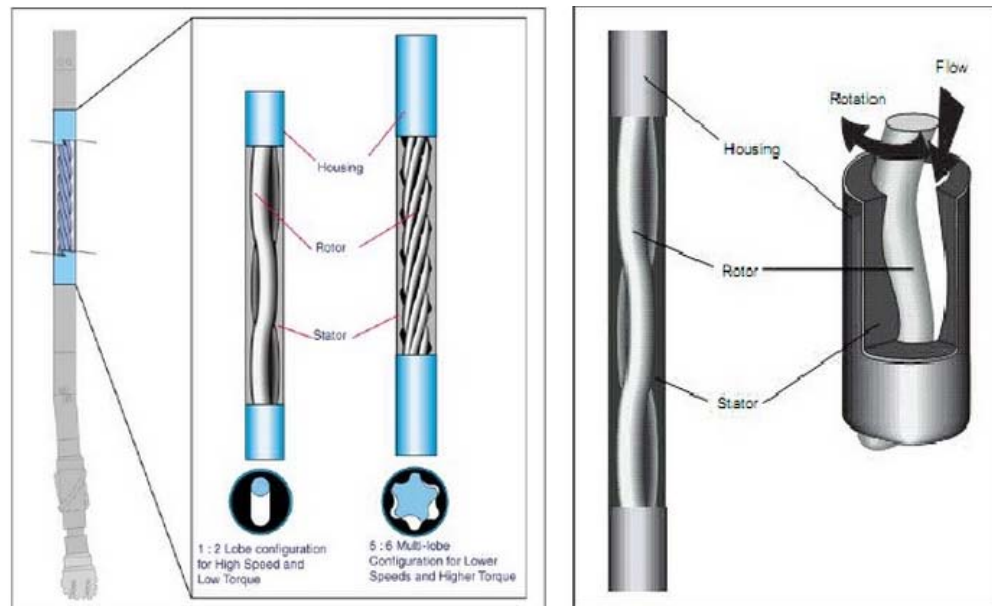
Altas velocidades (Bajo torque): 1:2 y 2:3

Medias velocidades (Torque medio): 3:4 y 4:5

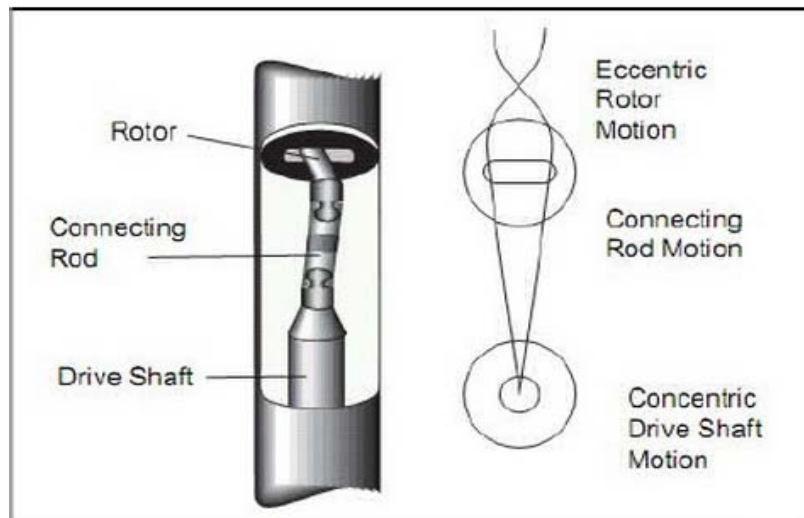
Bajas velocidades (Alto torque): 5:6, 6:7, 7:8, 8:9 y 9:10

Figura 15. Partes de un Motor PDM A. Sección de poder, B. Transmisión

A. Sección de poder Rotor / Estator



B. conversión del movimiento excéntrico a concéntrico y transmisión a la broca



Fuente: Directional Drilling Training Manual – Schlumberger

4.1.4 Métodos de Deflexión

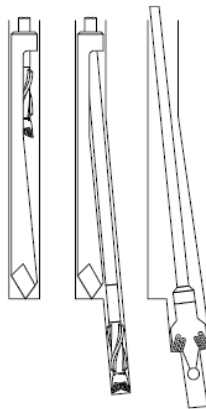
a. Cucharas o Whipstocks. Este método solo se usa en aplicaciones especiales como pozos multilaterales de radio corto, Sidetracks a altas profundidades, en caso de tener bombas de baja potencia y huecos con altas temperaturas.

La cuchara va adherida mediante un pin a un BHA bastante flexible que incluye una broca pequeña. Ver figura. La configuración típica de este BHA es:

Cuchara+brocapiloto+estabilizador+ sub de rompimiento de pin+ 1 junta de Drill pipe+ UBHO + NMDC.

El hoyo debe estar limpio antes de correr la cuchara adentro. Cuando se alcanza el fondo del hueco se restaura la circulación y se orienta la parte cóncava de la cuchara en la posición deseada. Una vez la herramienta se asienta en el fondo se aplica el peso suficiente para romper el pin y así la broca empieza a ser deflectada por la cuchara y se comienza la rotación hasta unos 15 pies del hoyo de rata de la cuchara. Luego se remueve la cuchara y se baja con broca piloto y ensanchador de hueco. El proceso se describe gráficamente en la figura 16.

Figura 16. Deflexión con Cucharas o Whipstocks



Fuente: Directional Drilling Training Manual – Schlumberger

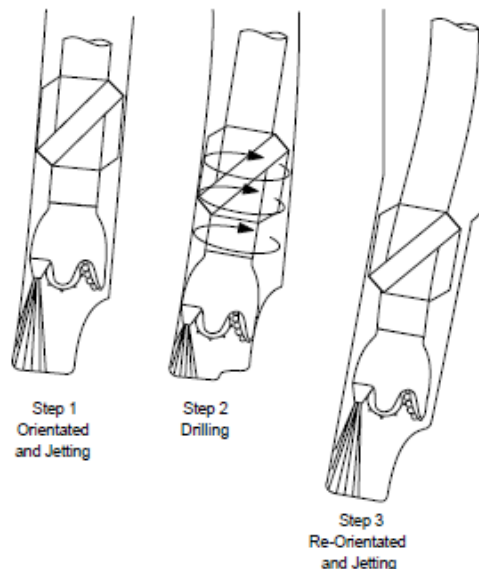
b. Jeteo o Jetting. Esta técnica se usa para desviar el pozo en formaciones blandas o friables. Se puede empezar a ganar inclinación usando un solo BHA. Se pueden usar brocas de jeteo especial o si es posible una broca estándar de dientes largos con una sola boquilla o dos muy pequeñas.

El BHA típico de esta técnica consiste en:

Broca+ NB estabilizador + UBHO + MWD + estabilizador + DC+ estabilizador, etc.

Debe garantizarse que la Kelly alcance para perforar unos cuantos pies después del intervalo jeteado. El centro de la boquilla más grande representa la cara de la herramienta o toolface y es orientado en la dirección deseada. Se usa la máxima tasa de circulación cuando se está jeteando. La velocidad de jeteo máxima debe ser de 500ft/s máximo y debe observarse que el peso sobre la broca (WOB) se libere en las formaciones blandas. La figura 17 describe el proceso.

Figura 17. Procedimiento de jetting o jeteo



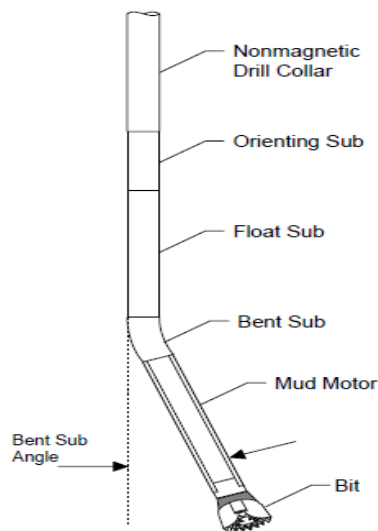
Fuente: Directional Drilling Training Manual – Schlumberger

c. Motores PDM Rectos. En este método, se instala un bent sub directamente encima del motor PDM recto. Un esquema típico del BHA de esta técnica se muestra en la figura.

Broca + PDM + bent sub + float sub + UBHO + NMDCs + DC's + HWDP + DP.

La rosca del bent sub tiene un ángulo de desviación desde 1° hasta 3°. La línea de referencia se marca en el exterior del cuerpo del bent sub indicando el centro de la rosca desviada. El bent sub permite la deflexión empujando el motor hacia un lado del hueco. A medida que avanza la perforación se debe restringir la sarta de la rotación y se perfora únicamente con la acción del motor accionado por el galonaje que se esté manejando. La broca es forzada entonces a seguir una trayectoria curvilínea. Una vez se construye la inclinación deseada se debe bajar a fondo con sarta rotaria convencional para continuar con la perforación. Ver figura 17.

Figura 18. Método de desviación con PDM recto



Fuente: Directional Drilling Training Manual – Schlumberger

d. Motores PDM dirigibles. En este tipo de motores la carcasa no es totalmente recta. Estos motores constan de una desviación en el cuerpo llamada bent housing a la altura de la varilla conectora o connecting rod donde se convierte el movimiento excéntrico en concéntrico. Dicha desviación del housing o carcasa del motor puede tener inclinaciones ajustables de hasta 1.5°. a desviaciones mayores de este valor ya se compromete la integridad del motor y se hace más difícil de rotar. La figura muestra un esquema típico de un motor PDM dirigible. Ver figura 19.

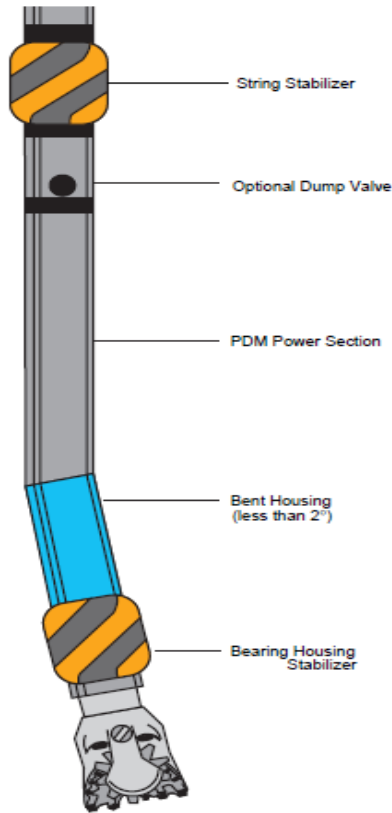
El hecho que la desviación de motor esté más cerca de la broca hace que se necesite menos inclinación nominal que en un motor recto con bent sub como método de deflexión. Como se puede apreciar en la figura.

Un motor PDM dirigible se puede usar para empezar la ganancia de inclinación, hacer corridas de corrección y Sidetracks. Sin embargo la mayor aplicación del motor es como componente principal del BHA que puede ser rotado o deslizado sin inconvenientes. En el modo deslizado el motor cambia el curso del pozo.

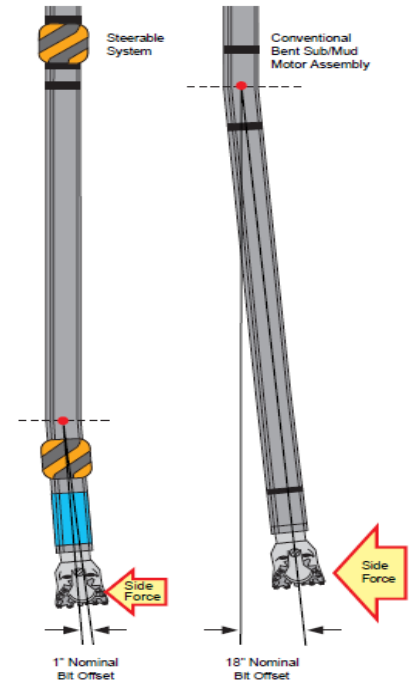
El uso ideal de esta técnica es perforar desde un punto de casing a otro sin hacer viajes. Así que los costos extras que se generan por el uso de esta tecnología se ven compensados por los ahorros de tiempos de taladro y mayores ROP.

Figura 19. Deflexión por Motores Dirigibles

A. Configuración de un motor dirigible



B. Comparación de ángulo nominal de Desviación entre PDM recto y Dirigible



Fuente: Directional Drilling Training Manual – Schlumberger

4.1.5 Ensamblajes de fondo

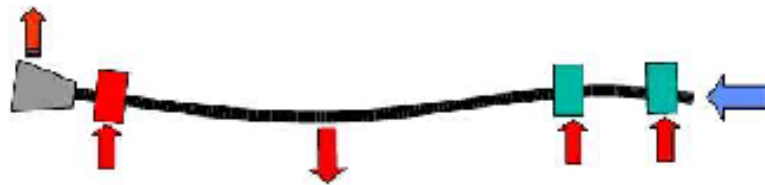
a. Ensamblajes rotarios. Consisten de la broca y una combinación de estabilizadores, collares de perforación y otras herramientas especializadas ubicadas por debajo de la tubería de perforación, donde la tendencia de desviación es causada por la flexión de los collares.

- **Ensamblaje tipo Fulcro.** Está constituido por un estabilizador que es localizado de 3 a 8 ft máximo de la broca (estabilizador cercano a la broca o near – bit) que al

aplicársele el peso adecuado sirve de punto de apoyo para que los tubulares inmediatamente junto al estabilizador se flexionen formando un arco que empuja la barrena hacia el tope del hueco resultando en un incremento de inclinación a medida que se perfora como se muestra en la figura 20.

Esta configuración es muy utilizada para levantar ángulo en pozos tipo J, tipo S y horizontales en la sección de construcción.

Figura 20. Ensamblaje De Fondo Tipo Fulcrum

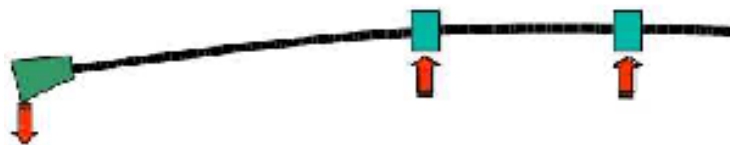


Fuente: Halliburton - Sperry Drilling

- **Ensamblaje tipo péndulo.** Se basa en dos estabilizadores colocados a una distancia de 30 a 50ft de la broca para mantener la tubería por encima de ellos alejados de la parte baja del hoyo haciendo que la sarta por debajo de ellos sea afectada por la gravedad haciendo que se deflecten hacia la parte baja del hueco y por consiguiente se pierda inclinación. Ver figura 21

Este ensamblaje se utiliza para tumbar o disminuir ángulo en la sección final de los pozos tipo S o para corregir verticalidad.

Figura 21. Ensamblaje De Fondo Tipo Péndulo

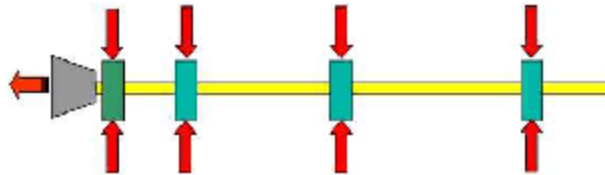


Fuente: Halliburton - Sperry Drilling

- **Ensamblaje empacado.** En este tipo de ensamblaje se colocan los estabilizadores en puntos específicos para controlar el doblamiento de los tubos por efectos gravitacionales; es decir, la sarta adquiere rigidez por la adición de estabilizadores forzando a la mecha a perforar de manera tangencial. Ver figura 22.

Este ensamblaje se utiliza para mantener la inclinación en las secciones tangentes de los pozos tipo J y en las secciones horizontales de los pozos horizontales.

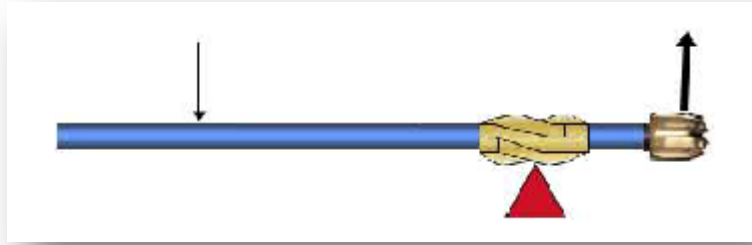
Figura 22. Ensamblaje De Fondo Tipo Empacado



Fuente: Halliburton - Sperry Drilling

b. Ensamblajes Direcccionables. Constituyen la porción inferior de la sarta de perforación, que consiste en (de abajo hacia arriba en un pozo vertical) la broca, el sustituto de la broca, un motor de fondo (en ciertos casos), estabilizadores, collares de perforación, tubería de alto peso (HWDP), los dispositivos de martilleo (martillos y crossovers) para diversos tipos de rosca. El conjunto de fondo debe proveer la fuerza para romper la roca (peso sobre la broca), sobrevivir en un ambiente hostil y proporcionar al perforador, el control direccional del pozo (ver figura 23). A menudo, el conjunto incluye un motor de fondo, perforación direccional y equipos de medición, mediciones durante la perforación de herramientas, herramientas de registro durante la perforación y otros equipos especializados. Un BHA simple que consiste en una broca, varios crossovers y collares de perforación puede ser relativamente barato (menos de 100.000 dólares EE.UU. en 1999), mientras que un complejo puede costar diez o más veces esa cantidad. (SchlumbergerOilfieldGlossary).

Figura 23. Esquema De Ensamblaje De Fondo Direccional



Fuente: Halliburton - Sperry Drilling

4.1.6 Tipos de pozos direccionales

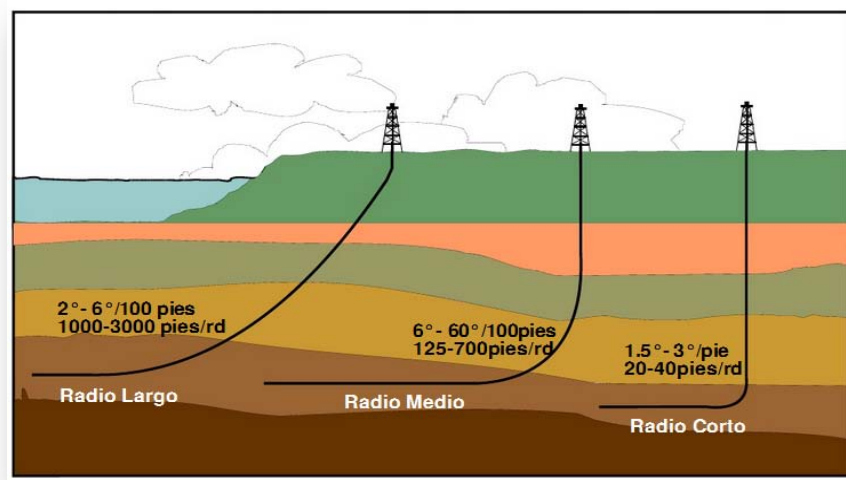
a. Pozos Tipo “J” O “SLANT”. Se caracterizan por empezar la construcción de ángulo a partir del KOP hasta alcanzar la inclinación indicada en el plan direccional. Una vez hecha la curva se construye una trayectoria tangente con dicho ángulo de inclinación hasta alcanzar la profundidad total del pozo (TD).

b. Pozos TIPO “S”. Están comprendidos por la construcción de ángulo desde KOP seguido de una trayectoria tangente con ángulo de inclinación constante indicado por el plan direccional y por último se construye una sección de decremento de ángulo de inclinación hasta llevar la trayectoria del pozo a la posición vertical o 0°grados.

c. Tipo “S”Modificada. Los pozos de este tipo tienen la misma arquitectura de los pozos tipo s con la diferencia de que la sección de decremento de ángulo al final no alcanza la verticalidad, llegando a tener inclinaciones de más de 5° grados.

d. Pozos Horizontales. Los pozos horizontales son pozos de alto ángulo con una inclinación que por lo general es mayor a 85°, posicionan el pozo mucho más cerca de la zona de interés proporcionando mayor productividad que un pozo vertical, debido a su exposición al yacimiento (ver figura 24).

Figura 24. Perforación De Pozos Horizontales



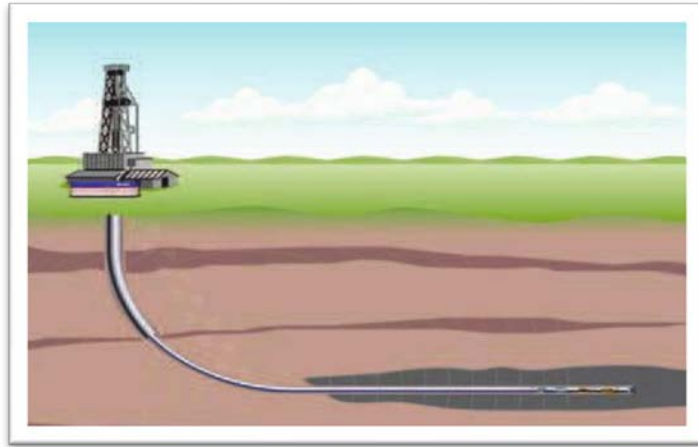
Fuente: Halliburton – Sperry Drilling

Entre las ventajas de perforar pozos horizontales se encuentra:

- Aumento de recobro de reservas
- Eficiencia de drenaje más eficiente
- Reducción de la caída de presión en el pozo
- Incremento de producción debido a mayor área de contacto del pozo con el yacimiento

Los pozos horizontales se clasifican según su radio de curvatura en pozos de radio corto, medio y largo (ver figura 25).

Figura 25. Pozos Horizontales Según Su Radio De Curvatura



Fuente: Halliburton - Sperry Drilling

- **Pozos de Radio Corto.** Tienen tasas de construcción de 60 a 200°/100 alcanzando radios de 28 a 95 ft en casos extremos. Estos pozos son perforados con herramientas y técnicas especiales de perforación y alcanzan secciones horizontales entre 100 y 800 ft.
 - **Pozos de Radio Medio.** Son aquellos cuya tasa de construcción se encuentra entre 6 y 35°/100ft resultando en radios de 100 a 160ft y secciones laterales de hasta 8000ft. En estos pozos el ensamblaje de fondo (BHA) no puede rotarse a través de la sección de construcción todo el tiempo.
 - **Pozos de radio largo.** Poseen tasas de construcción de 2 6°/100ft alcanzando radios de curvatura entre 1000 y 3000ft con secciones horizontales desde 1000 hasta 4000ft, este tipo de pozos es perforado con herramientas de fondo convencionales.
- e. Pozos de alcance extendido.** Se entiende por pozo de alcance extendido al que su profundidad medida es dos veces mayor que su profundidad vertical verdadera es

decir MD > 2 TVD. Por lo general son pozos de alta sección horizontal como en el caso de los geonavegados.

4.2 FUNDAMENTOS DE REGISTROS DE POZO

4.2.1 Sistemas de medición utilizados

a. Sistemas de Cable o WIRELINE. Estos fueron los primeros sistemas de evaluación de formación que se implementaron desde el año 1927 en Pechelbronn Francia por los hermanos Schlumberger y H. Doll que hicieron una medición semicontinua de resistividad en un campo antiguo en Alsacia. Wireline se refiere al cable recubierto por el cual las mediciones del dispositivo sensor son recuperadas del pozo por un número de alambres aislados recubiertos en el interior del cable proporcionándole poder eléctrico al dispositivo y sirve como medio de transmisión de datos a superficie.

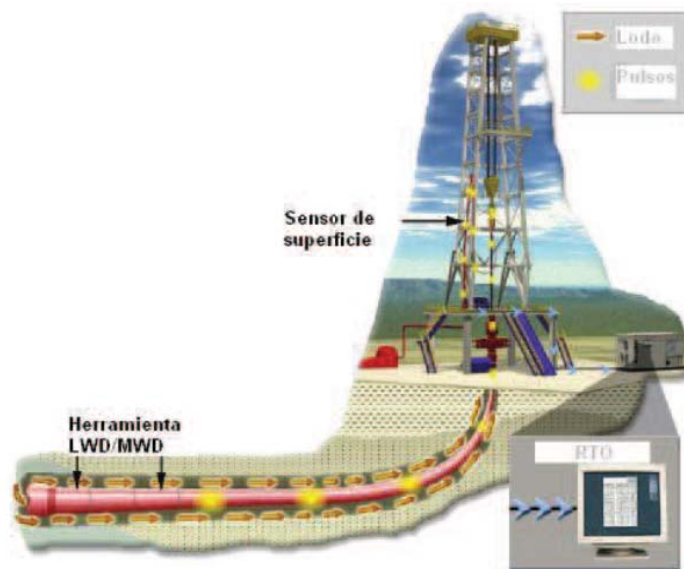
En la actualidad se hacen mediciones de rayos gamma, resistividad, porosidad neutrón, litodensidad, velocidad sónica, integridad de cemento, punto libre de sarta, etc. Aunque tienen más aplicación que los sistemas M/LWD su principal desventaja es que debe detenerse la perforación para hacer la toma de estos registros lo que aumenta el número de viajes y tiempos de taladro y dificulta la toma de decisiones en tiempo real en cuanto a posicionamiento de los pozos.

b. Sistemas de medición M/LWD. Los registros M/LWD integran la evaluación de propiedades físicas como presión, temperatura y la trayectoria del pozo en tres dimensiones es decir la dirección e inclinación (MWD) Y con la medición de los parámetros de la formación (LWD) como rayos gamma, resistividad, porosidad, densidad, velocidad sónica entre otros mientras avanza la perforación de un pozo. Las mediciones M/LWD se toman hueco abajo y se guardan en una memoria de estado sólido por un periodo de tiempo, mientras se transmiten a superficie mediante

un sistema de telemetría que varía de acuerdo a la compañía de servicios, pero que generalmente consiste en codificar digitalmente los datos y transmitirlos a superficie en forma de pulsos de presión en el lodo, los cuales pueden ser positivos, negativos o pueden tener forma de ondas sinusoidales continuas.

- **Telemetría de pulso positivo:** consiste en un pulsador que ejerce restricción al paso del lodo, haciendo que la presión de la columna se incremente generando pulsos de presión positivos. Estos pulsos llegan a superficie y son percibidos por un transductor de presión adherido a la manguera del standpipe. Esta señal es convertida a corriente y luego es digitalizada por la barrier box en la cabina del MWD donde se envía la señal al display de computadora. Ver figura 26.

Figura 26. Sistema De Telemetría Por Pulsos Positivos

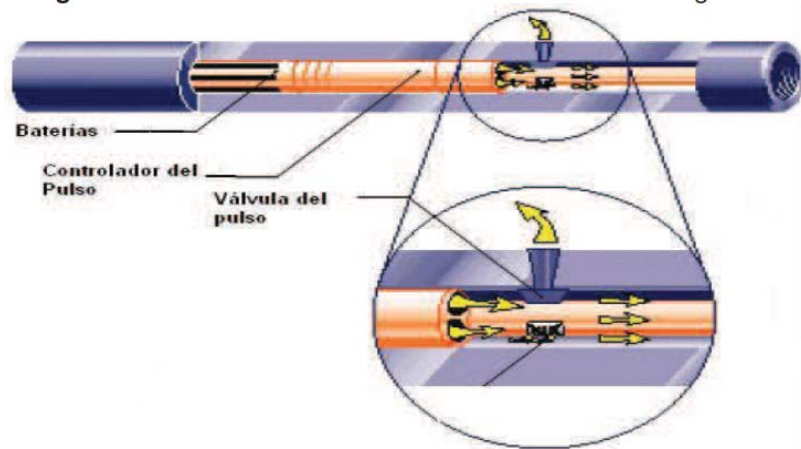


Fuente: Registros mientras se perfora –Schlumberger

- **Telemetría de pulso negativo:** este sistema funciona similarmente al del pulso positivo pero en cambio se utiliza una válvula que libera fluido hacia el anular creando un decremento en la presión de la columna por lo que los pulsos son

negativos ver figura. De igual manera son percibidos por el transductor y convertidos a señales digitales. Ver figura 27.

Figura 27. Funcionamiento de la válvula de pulsos negativos



Fuente: Halliburton Sperry Drilling

- **Telemetría por ondas electromagnéticas:** consiste en ondas de electromagnéticas que se generan por un dispositivo en fondo que utiliza la misma tubería de perforación como antena y en superficie se adapta un amplificador para apreciar la señal.

4.2.2 Tipos de registros o perfiles de pozos

a. Registros de evaluación de formación mientras se perfora (FEWD)

- **Registro de rayos Gamma (GR).** Es un registro de la radioactividad natural de las formaciones, medido en unidades API. Las mediciones de esta propiedad pueden hacerse en hueco abierto o revestido. La profundidad de investigación es de 12 pulgadas en promedio, de manera que el registro mide la zona lavada.

Las arcillas son responsables de la mayoría de la radioactividad natural, así el registro gamma ray es comúnmente un buen indicador de tales rocas. Sin embargo, existen otros tipos de roca que también son altamente radioactivas como algunos carbonatos y rocas ricas en feldespatos. El registro se usa para hacer correlaciones en profundidad de pozos.

El registro de rayos gamma se conoce como el primer registro nuclear y fue introducido a la industria a finales de la década de 1930.

- **Registros de Resistividad**

- ❖ **Tipo Inducción.** Se basan en el principio de inducción de un bucle de corriente alterna en la formación y medir la señal resultante en un receptor. Una corriente alterna de frecuencia media se pasa a través de una bobina transmisora induciendo así un campo magnético en la formación. Este campo crea bucles de corriente en la formación. Los bucles producen sus propios campos magnéticos los cuales inducen una corriente cuando pasan por las bobinas receptoras. Esta señal es proporcional a la conductividad eléctrica de la formación, con contribuciones de diferentes regiones de la misma, como resultado el registro de inducción es más exacto a altas conductividades y con invasión resistiva.

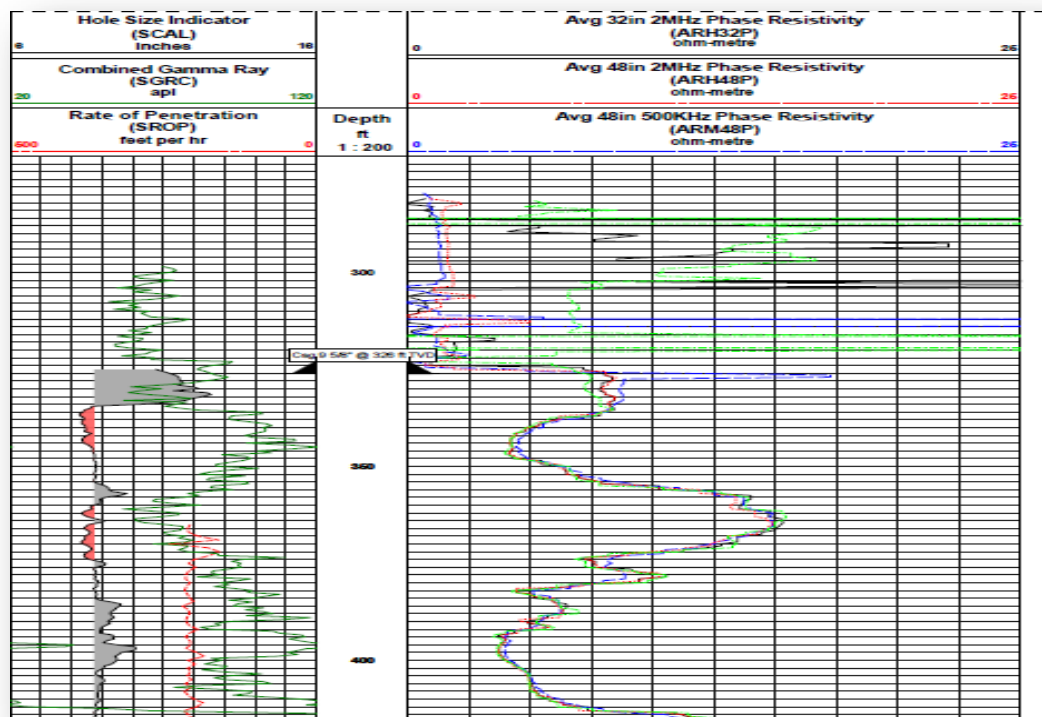
- ❖ **Tipo Laterolog.** Un tipo de dispositivo de electrodo que es capaz de medir la resistividad en diferentes direcciones alrededor de la sonda. En la mayoría de laterolog's, los electrodos son cilindros que promedian la resistividad azimutalmente alrededor de la sonda. En laterolog's azimutales, el electrodo está segmentado en forma radial en varias partes (120°), cada una de ellas responde a la resistividad en la dirección que se enfrenta.

Este tipo de registro se toma cuando la resistividad de la formación es bastante alta por lo general mayor a 2000 Ohm-m. A estos niveles de resistividad las curvas de las herramientas de propagación se saturan generando lecturas erráticas.

Las herramientas laterolog pueden medir sin error en formaciones con resistividades de hasta 20.000 Ohm-m.

En la figura 28 aparece una ilustración típica de un registro rayos gamma – resistividad.

Figura 28. Esquema Típico Registro Rayos Gamma – Resistividad



Fuente: Halliburton Sperry Drilling.

b. Registros Nucleares. Utilizan fuentes radioactivas para medir algunas características mediante la interacción de las partículas irradiadas con la formación,

la determinación de la densidad, porosidad y radiación gamma espectral se puede hacer de manera indirecta a través de las herramientas nucleares.

Dada la forma diferente en que las partículas interactúan con la materia, resulta útil la comparación directa de las respuestas obtenidas para la detección de zonas de gas, zonas arcillosas etc.

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

La herramienta es útil como indicador de gas debido a que mide el índice de hidrógeno y el gas tiene muy bajo índice entonces la porosidad aparente medida será muy baja. Al comparar esta porosidad aparente con la determinada por las otras herramientas tales como la densidad o el sónico, es posible determinar la presencia de gas.

Las principales aplicaciones de las herramientas son:

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

- **Densidad neutrón o litodensidad.** La herramienta de litodensidad utiliza una fuente radiactiva de rayos gamma de alta energía y se usa para obtener la densidad de la formación e inferir, con base en esto, la porosidad y la identificación de la litología asociada.

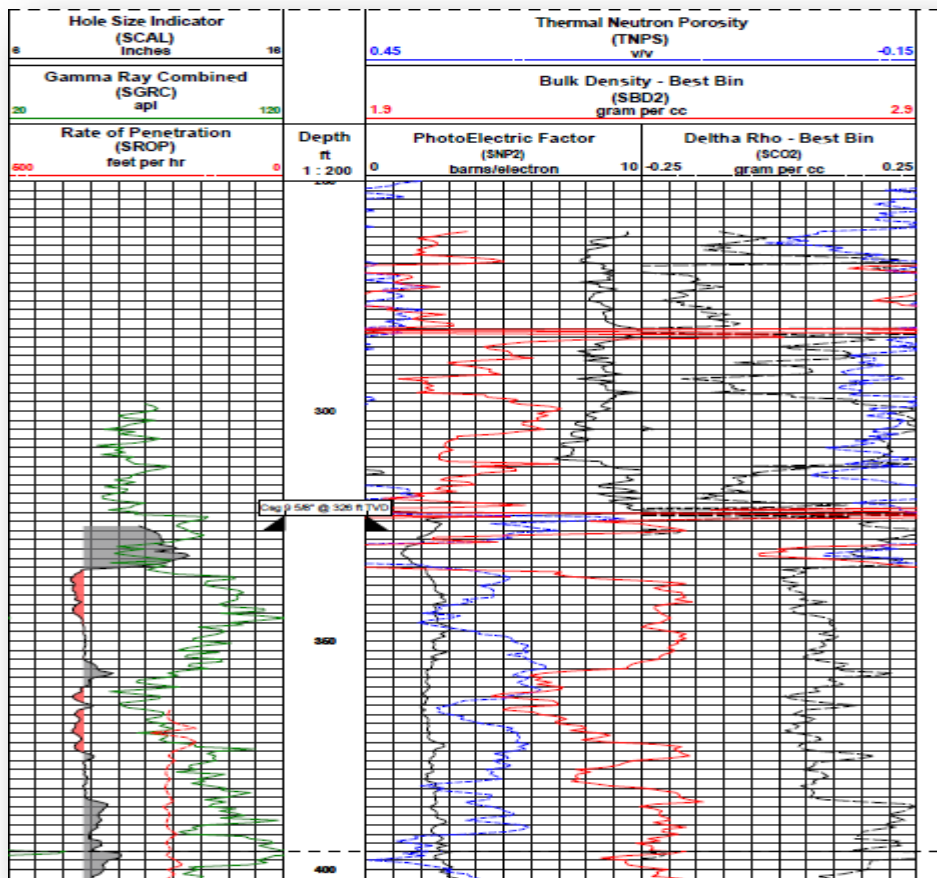
Para obtener la densidad se mide el conteo de rayos gamma que retornan a los detectores después de interactuar con la formación, ya que el conteo obtenido es función del número de electrones por cm^3 y éste se relaciona con la densidad real del material. La identificación de la litología se hace por medio de la medición del “factor fotoeléctrico”. Este representa una cuantificación de la capacidad de la formación para absorber radiación electromagnética.

Las principales aplicaciones de este tipo de registro son:

- Análisis de porosidad asociada a la densidad medida
- Determinación de litología
- Calibrador
- Identificación de presiones anormales

En la figura 29 se muestra una representación gráfica típica de un registro nuclear.

Figura 29. Registro Nuclear Típico



Fuente: Halliburton - Sperry Drilling

5. GEONAVEGACIÓN O GEOPOSICIONAMIENTO DE POZOS

5.1 CONCEPTO DE GEONAVEGACIÓN

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

5.1.1 Aspectos generales necesarios para la ejecución de un proyecto de geonavegación. Para la ejecución de un proyecto de geonavegación es necesario:

- Contar con data de calidad (sísmica, secciones geológicas, mapas, registros de pozos y herramientas de medición M/LWD)
- Se debe tener buen conocimiento y confianza entre el cliente y la compañía que presta el servicio de geonavegación; es decir deben conocerse mutuamente
- Se debe contar con experiencia en el geoposicionamiento de pozos por parte de tanto la operadora del pozo como de la compañía que ejecuta la geonavegación
- Debe existir sinergia entre los diferentes departamentos de la compañía operadora (geología, geofísica, petrofísica, perforación, yacimientos, producción, diseño y planeación) de manera que todos los que intervienen en la ejecución del proyecto se fijen los mismos objetivos

5.1.2 Aspectos técnicos necesarios para un proyecto de geoposicionamiento.

Para llevar a cabo un proyecto de geonavegación se debe tener en cuenta los siguientes aspectos para que su ejecución sea óptima:

- Evaluar datos sísmicos disponibles

- Cuantificar y evaluar los datos correspondientes a pozos perforados previamente
- Seleccionar el objetivo
- Diseñar y optimizar el perfil de la trayectoria del pozo
- Establecer márgenes de tolerancia y riesgos del óptimo posicionamiento del pozo en la formación de interés
- Ajustes de trayectoria de pozo atendiendo las necesidades de la sección de construcción
- Determinas las distancias adecuadas de los sensores a la broca además de ajustar las profundidades de investigación necesarias para una efectiva comprensión de la estructura geológica y detección anticipada de anomalías
- Evaluar las acciones evasivas que podrían tomarse de llegar a ser necesarias entre las que se encuentra la posibilidad de realizar sidetracks
- Mantener control de la estabilidad de hueco.

5.1.3 Manejo de incertidumbre geológica. Es importante comprender las fuentes que pueden llevar a la no consecución del objetivo, la incertidumbre geológica juega un papel muy importante a la hora de ubicar el pozo en la posición o zona deseada. La incertidumbre geológica se ve influenciada por factores como:

- Datos de sísmica imprecisos
- Surveys (dirección en inclinación Vs profundidad)
- Registros de pozo
- Métodos de correlación
- Interpretaciones múltiples
- Erróneo modelo de migración
- Interpretación errónea de las variables
- Errores de medición de las herramientas y tecnología utilizada
- Análisis petrofísico incorrecto
- Error humano

Entre los errores más comunes a lo que lleva el alto grado de incertidumbre geológica se encuentran:

- Errores de profundidad MD y TVD.
- Errores en el rumbo de la estructura.
- Errores de buzamiento de las capas.
- Construcción indeseada de ángulo de la sarta.

5.1.4 Tipos De Geoposicionamiento. Según la profundidad de investigación de las herramientas, del posicionamiento de las mismas con respecto a la formación y las condiciones geológicas del entorno la tendencia del proceso puede ser reactiva o proactiva.

a. Geoposicionamiento Reactivo. Se dice que la navegación de un pozo es reactiva cuando las herramientas no anticipan adecuadamente los cambios de formación y los ambientes geológicos cambian repentinamente por pinchamientos, discordancias cambios laterales de facies, fallas geológicas etc. Haciendo que se tengan que tomar acciones correctivas para llevar el pozo a la zona de interés.

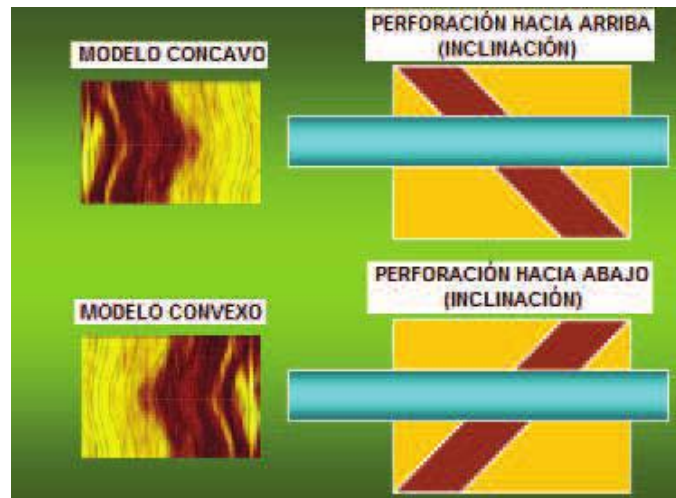
El geoposicionamiento reactivo consiste en modificar la dirección del pozo después de que se ha encontrado o atravesado un evento geológico diferente al esperado y se enfoca en identificar tan pronto como sea posible cuando se ha atravesado dicho límite de capa.

Con este tipo de geoposicionamiento se puede obtener el ángulo de trayectoria del pozo y el momento de encuentro de un evento geológico esperado. Los valores de inclinación y buzamiento se obtendrían de las lecturas de herramientas de resistividad con lecturas menos profundas de tipo laterolog.

Es importante resaltar que el tipo de principio que utiliza la herramienta ya sea tipo laterolog o inducción depende de la preferencia de quien ejecuta la geonavegación y de los niveles de resistividad de las formaciones con las que se va a interactuar en el proceso ya que las herramientas de inducción tienden a saturarse a resistividades de formación mayores a 2000 ohm-m, en cuyos casos tendrían que implementarse herramientas laterolog que son funcionales hasta valores cercanos a los 20.000 ohm-m. El método se lleva a cabo mediante la correlación de registros de imágenes de poca profundidad de pozos cercanos con las imágenes obtenidas del pozo que se está perforando.

La figura 30 ilustra imágenes típicas de resistividad somera para la geonavegación reactiva de un pozo.

Figura 30. Imágenes De Resistividad Para Geoposicionamiento Reactivo



Fuente: Halliburton Sperry Drilling

La figura 30 muestra la orientación de la sinusoide que describe si la perforación se realiza subiendo (cóncavo) o bajando (convexo) estratigráficamente de ahí que la magnitud de la misma se puede utilizar como indicador de la inclinación relativa de la capa.

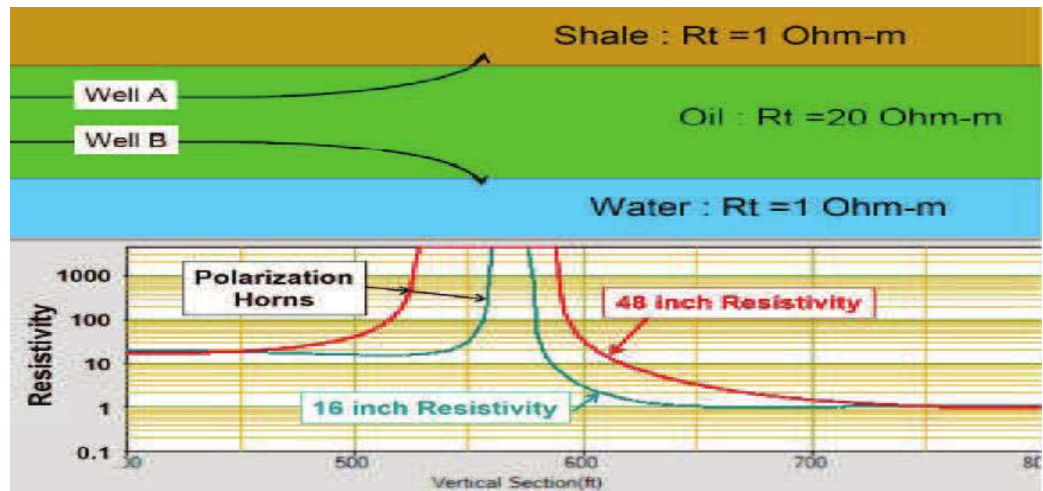
b. Geoposicionamiento Proactivo. Este tipo de geonavegación tiene como objetivo anticipar los diferentes cambios de formación y de propiedades geológicas que se quieren evitar atravesar durante la perforación proporcionando al geonavegador la posibilidad de tomar acciones correctivas a tiempo ahorrando así costos y tiempos de perforación mediante el uso de herramientas de alta profundidad de investigación y con cualidades azimutales.

El geoposicionamiento proactivo puede llevarse a cabo mediante diversos métodos entre los que podemos encontrar el uso de las curvas someras y profundas en conjunto con geoseñales. La separación entre las curvas somera y profunda indica por lo general que existe proximidad a un límite sin que se pueda determinar si dicha proximidad se da por el tope o la base a menos de que se esté usando herramientas azimutales, lo que incrementa su valor utilidad ante las herramientas de medición promediada.

c. Geoposicionamiento proactivo con herramientas convencionales. En la figura 31 se puede apreciar el comportamiento de las curvas de resistividad promedio de la herramienta convencional en una zona de interés en la que la trayectoria del pozo empieza a acercarse a otra capa.

La separación de las curvas somera y profunda constituye una alerta sobre la posibilidad de que el pozo comience a salir de la zona de interés. Sin embargo no se puede definir exactamente si la salida se va a producir por el tope, base o laterales del reservorio dado que la herramienta no es azimutal.

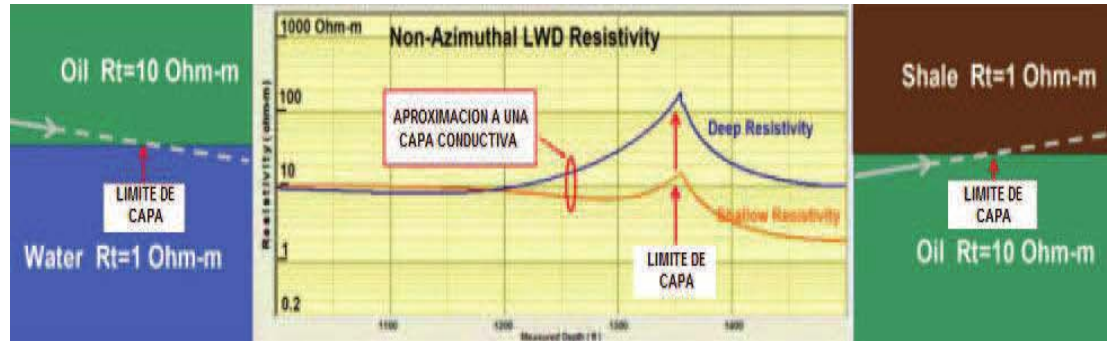
Figura 31. Respuesta De Sensores LWD De Resistividad Convencional



Fuente: Halliburton Sperry Drilling

En la figura 32 se puede observar un **pozo A** saliendo por el tope y un **pozo B** saliendo por la base. Las curvas promedio se polarizan de igual manera debido a que el contraste de resistividades de las formaciones adyacentes hacia las que van los pozos es el mismo, dando lugar a un cuerno de polarización que indica que se produjo una salida de la zona de interés hacia una zona de distinta resistividad pero no se indica por donde se produjo dicha salida (tope o base) debido a que la herramienta hace un promedio de las resistividades que son medidas por sus sensores. Es decir en este caso particular ambos pozos van hacia una zona con la misma resistividad de formación de 1 ohm-m por lo que la misma deflexión de las curvas aplica para los dos pozos.

Figura 32. Cuernos De Polarización Para Registros De Resistividad No-Azimutales.

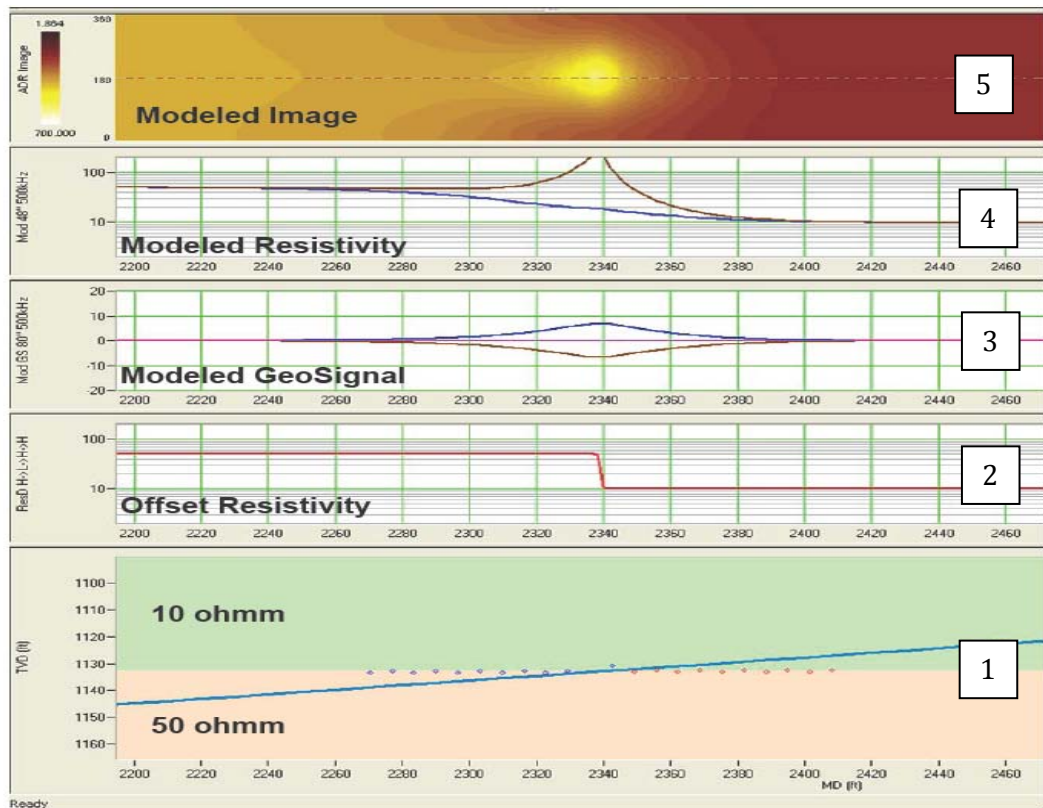


Fuente: Halliburton Sperry Drilling – Geosteering Services

d. Geoposicionamiento proactivo con herramientas azimutales. Gracias a la discretización de los valores de resistividad aparente medidos en 32 bins regularmente espaciados se puede obtener una imagen útil para reconocer el buzamiento de las capas así como la ubicación de las zonas con más alta resistividad que son de interés para la compañía operadora del pozo.

Los cuernos de polarización en las curvas proporcionadas por estas herramientas son más pronunciados en dirección de la capa más resistiva electromagnéticamente y menos pronunciados en la dirección opuesta. Los cuernos de polarización se muestran como puntos brillantes en las imágenes de resistividad como se puede apreciar en la figura 33.

Figura 33. Curvas Típicas Suministradas Por Herramientas Azimutales



Fuente: Halliburton Sperry Drilling

En la pista 1 se puede ver la trayectoria del pozo, perforando de izquierda a derecha, se observa que va desde una formación de 50 Ohm-m a otra de 10 Ohm-m.

La pista 2 muestra la resistividad verdadera en las formaciones desde un registro tomado de un pozo cercano que sirve como referencia (offset).

La pista 3 contiene una geoseñalarriba y otra hacia abajo en colores azul y marrón respectivamente. Esta es una forma coherente de representar lo que se está presentando para que sea más fácil de entender y recordar.

La geoseñal busca diferencias de conductividad alrededor de la herramienta. En la pista 3 se muestra una escala que va desde -20 hasta +20, siendo 0 el punto medio.

La geoseñal se mostrará positiva en dirección de la formación más conductiva y su máximo valor se muestra cuando la herramienta atraviesa el límite entre dos capas. La magnitud de la geoseñal dependerá del contraste de resistividades entre las dos capas que atraviesa la herramienta. Cuando la geoseñal es cero significa que la herramienta está situada en la mitad de una capa, entre dos capas con igual resistividad o en una posición donde está muy lejos del límite de la capa.

En la pista 4 se puede ver la resistividad **arriba y abajo, en azul y marrón respectivamente**. Se observa un cuerno de polarización en la resistividad abajo. Cuando estamos pasando de una capa a otra, la resistividad hará un cuerno en dirección a la capa de alta resistividad. Por lo tanto la curva marrón (abajo) está mostrando un cuerno debido a que abajo hay mayor resistividad.

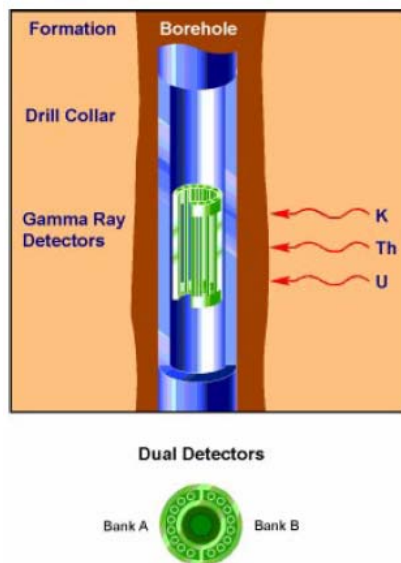
La pista 5 muestra el modelo de la imagen de resistividad. Básicamente lo que aparece allí es una vista de 360 grados alrededor del pozo. Se puede observar lo que rodea a la herramienta, si se abre la envolvente en un plano 2D. En otras palabras, la parte superior del orificio se encuentra en los bordes, mientras que la parte inferior del agujero está en el medio.

6. HERRAMIENTAS DE MEDICIÓN (M/LWD) USADAS POR HALLIBURTON SPERRY DRILLING PARA LA GEONAVEGACIÓN DE POZOS

6.1 HERRAMIENTAS DE MEDICIÓN DE GAMMA RAY

6.1.1 DGR® (Dual Gamma Ray). La herramienta DGR mide la radiación natural de la formación en lugar de los rayos gamma inducidos por una fuente radiactiva, tal como la herramienta de medición de densidad y porosidad. Dichos rayos gamma naturales emanan de los elementos radiactivos presentes en las formaciones sedimentarias, principalmente de los isotopos de potasio (K), torio (Th) y uranio (U) como lo muestra la figura 34. El potasio y el torio están estrechamente relacionados con la presencia de minerales arcillosos como illita, kaolinita y montmorillonita, mientras que el uranio se puede encontrar en arenas, lutitas, y ciertos carbonatos. La herramienta DGR es un excelente indicador de litología tipo shale o lutita.

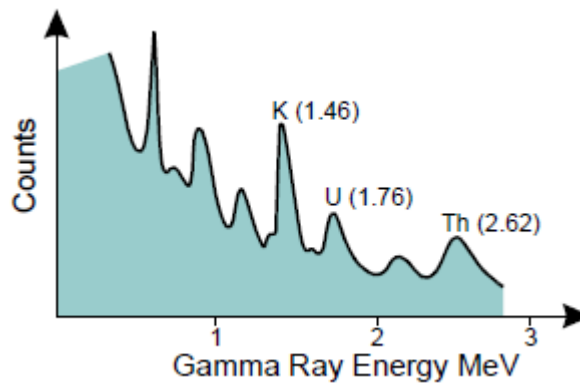
Figura 34. Herramienta DGR®



Fuente: Halliburton - Sperry Drilling- DGR Manual

La radiación del potasio tiene un valor energético único de 1.46MeV, mientras que el torio y el uranio emiten radiación en un rango de energías pero a determinadas frecuencias pico se ha observado que el torio y el uranio emiten radiación a niveles únicos de energía de 2.62 MeV para el torio y 1.3MeV para el uranio, lo que hace fácil su diferenciamiento por la herramienta, que cuenta el número de rayos gamma que llegan al sensor con estos niveles de energía característicos de los isótopos como lo muestra la figura 35.

Figura 35. Conteo de los rayos gamma por el sensor DGR®



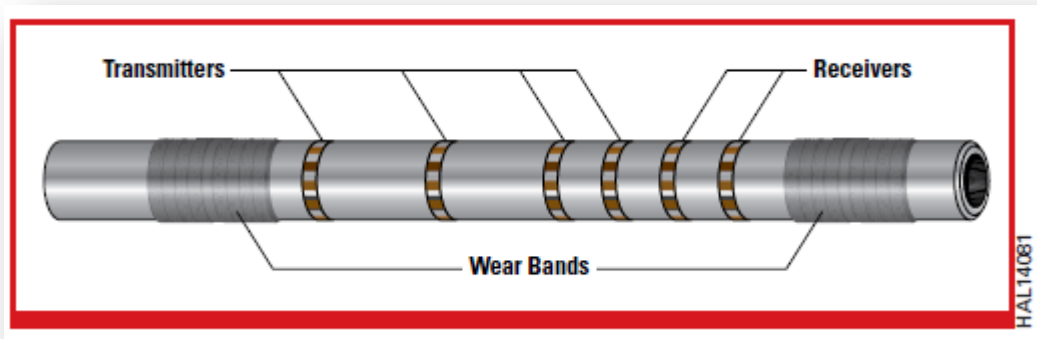
Fuente: Halliburton - Sperry Drilling - DGR Manual

6.2 HERRAMIENTAS DE MEDICIÓN DE RESISTIVIDAD

6.2.1 Herramientas convencionales o de medición promedio

- **EWR – PHASE 4® (Electromagnetic Wave Resistivity).** Es un sensor de resistividad LWD de tipo inducción de alta frecuencia. Esta herramienta comprende cuatro transmisores de radio - frecuencias y un par de receptores como se muestra en la figura 36. Al medir tanto el desplazamiento de fase y la atenuación para cada uno de los cuatro espaciamentos transmisor-receptor, se pueden proporcionar ocho diferentes curvas de resistividad con diferentes profundidades de investigación.

Figura 36. Esquema Del EWR – PHASE 4®



Fuente: Halliburton - Sperry Drilling – EWR – PHASE4

Este sensor de resistividad responde a la manera que las ondas electromagnéticas se propagan a través de la formación. La propagación de estas ondas es controlada por propiedades físicas de las formaciones entre las que se puede mencionar:

- ✓ **Conductividad Eléctrica (σ)**.- Habilidad de un material de conducir la corriente eléctrica
- ✓ **Permisividad Dieléctrica (ϵ)**.- Habilidad de un material de almacenar la carga eléctrica
- ✓ **Permeabilidad Magnética (μ)**.- Habilidad de un material para magnetizarse.

La herramienta opera a la frecuencia de 2 MHz para las profundidades de investigación extra-somera, somera y media; y 1 MHz para la lectura profunda.

❖ **Aplicaciones de la Herramienta.** El sensor EWR-P4 cuenta con diversos tipos de aplicaciones entre las que se pueden mencionar:

- ✓ Medición de valores de R_t , R_{xo} y D_i en formaciones invadidas.
- ✓ Determinación de R_v y R_h en formaciones anisotrópicas.
- ✓ Alta resolución en valores de R_t en pozos desviados y capas de alto buzamiento.
- ✓ Medición del R_t de pre invasión en formaciones profundamente invadidas.

✓ Medición del Rt de prelavado en formaciones no consolidadas.

6.2.2 Herramientas Azimutales

- **INSITE ADR® (Azimuthal Deep Resistivity).** El INSITE ADR utiliza la tecnología de Halliburton con la inclinación de la antena. El propósito de esto es que sea sensible direccionalmente.

Las dos antenas receptoras (R1 y R2) en el medio se utilizan para las medidas de resistividad media y azimutal compensadas. La antena receptora (R3) al final, se utiliza para la obtención de geoseñales, la distancia y dirección de los límites de capa y tiene el mayor espaciamiento transmisor a receptor. En la figura 37 se puede apreciar el diseño de la herramienta.

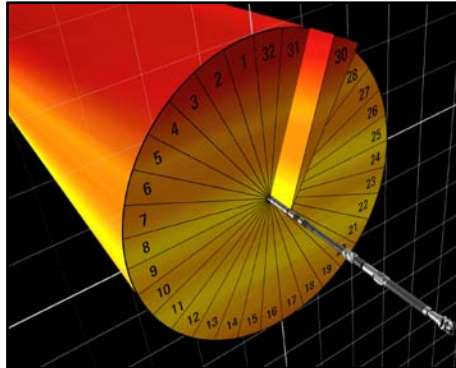
Figura 37. Esquema Del INSITE ADR®



Fuente: Halliburton - Sperry Drilling – INSITE ADR®

A medida que la herramienta gira, la resistividad y datos geonavegación se adquieren y se almacenan en 32 particiones azimutalmente orientadas (11.25° de resolución azimutal) como se aprecia en la figura 38.

Figura 38. Resolución azimutal del INSITE ADR®



Fuente: Halliburton Sperry Drilling – INSITE ADR®

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

La profundidad de investigación de la herramienta depende de la resistividad de la formación por ser de tipo inducción pero se estima en promedio que su radio de investigación es de 18 pies usando el máximo espaciamiento y la menor frecuencia de operación.

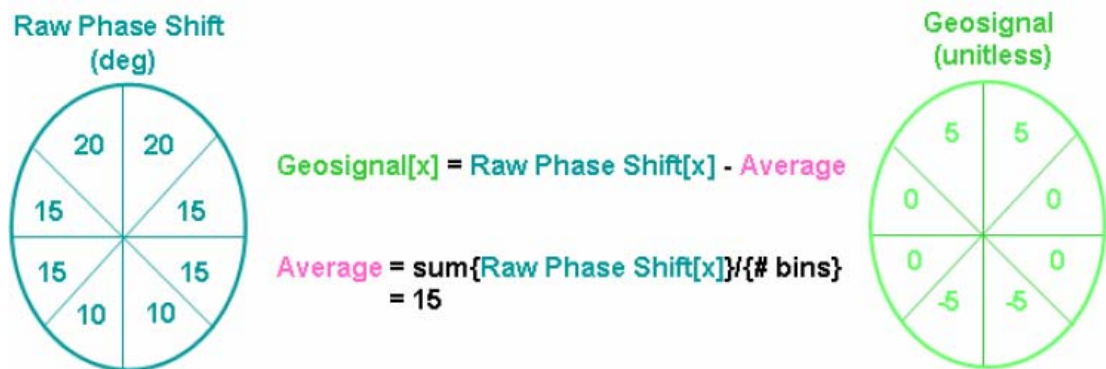
✓ **Aplicaciones De La Herramienta.** Entre las aplicaciones que se le ha dado a esta herramienta se encuentran:

- Maximización de la producción en geologías complejas mediante la refinación del modelo de superficies.
- Navegación en reservorios con variaciones laterales de espesor, dirección y buzamiento de las capas.

- Mantiene la distancia deseada a los límites de la capa.
- Minimiza la posibilidad perforación de Sidetracks.
- Ayuda a detectar zonas de agua y evitar el contacto con ellas.

❖ **Obtención de geoseñales.** La medición de geoseñales solo puede obtenerse mediante el uso de herramientas azimutales; en términos simples es la magnitud de la diferencia entre los valores medidos por cada bin o sección discreta y el promedio de todos los bins en una misma revolución. Usa la data de cambio de fase y atenuación antes de que se transforme en resistividad. En la figura 39 se puede apreciar un ejemplo del cálculo de la geoseñal.

Figura 39. Ejemplo Del Cálculo De La Geoseñal Para Una Capa Superior De Mayor Conductividad

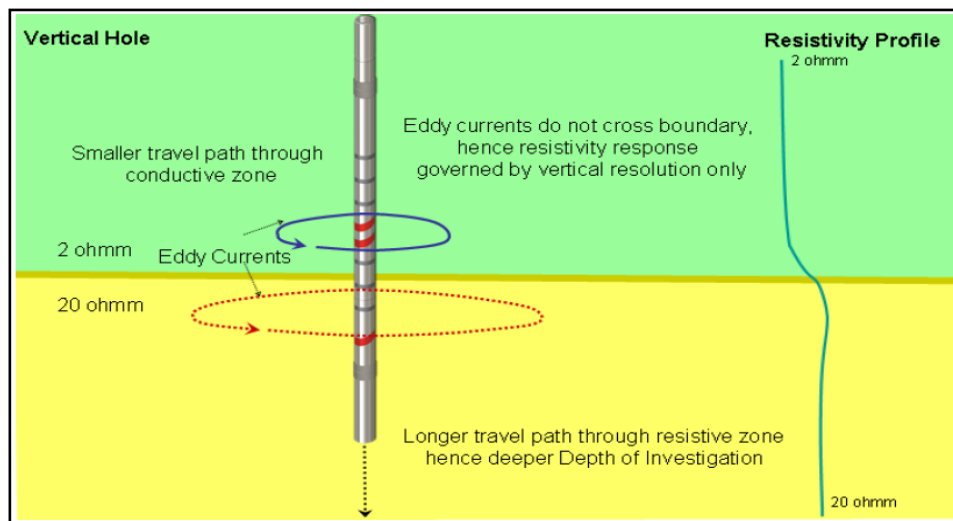


Fuente: Halliburton Sperry Drilling - ADR Manual

La geoseñal positiva es una indicación de conductividad y su dirección con respecto a la parte alta del pozo. Correspondientemente, el máximo valor negativo para la geoseñal indica la dirección de una formación más resistiva hacia abajo. En la ausencia de límites de capa próximos la respuesta de la geoseñal será cero (0).

❖ **Efectos de Polarización.** Las herramientas de propagación inducen bucles de corriente en la formación, los cuales rodean la herramienta en un plano perpendicular a ella. La magnitud de esta corriente se ve influida por la resistividad de cada formación que atraviesa la herramienta. Dentro de una formación uniforme (perforando verticalmente formaciones sin buzamiento) los bucles de corriente no se interrumpen haciendo que el perfil de resistividad medido sea una curva suave sin importar el cambio en la resistividad como se ve en la figura 40.

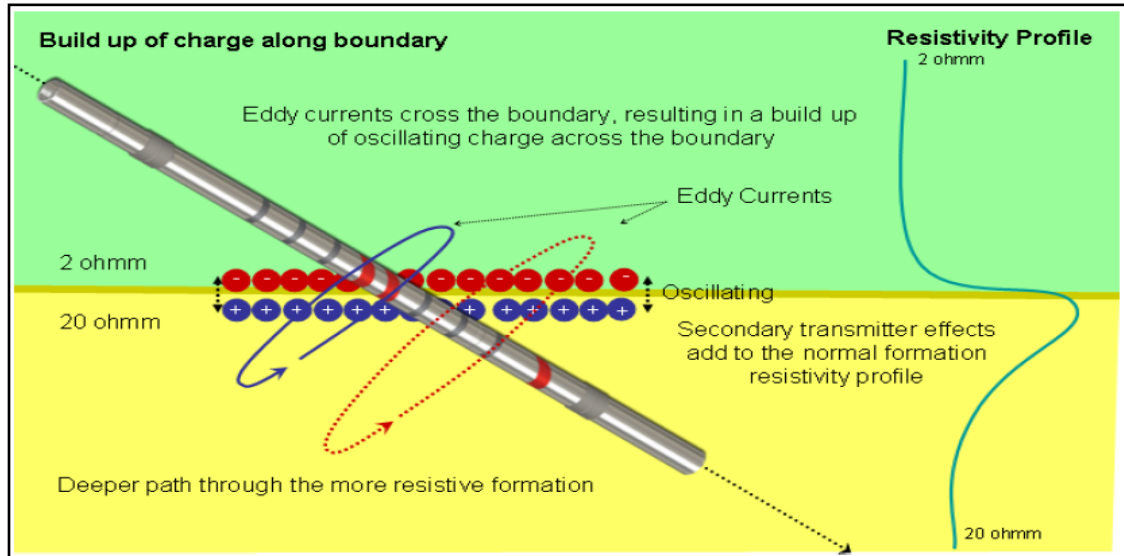
Figura 40. Perfil De Resistividad Perforando Verticalmente Capas Sin Buzamiento



Fuente: Halliburton Sperry Drilling ADR Manual

Sin embargo si se está perforando con inclinación a través de una capa con buzamiento o una capa delgada, el bucle de corriente tendrá que pasar por diferentes capas de la formación, que en la mayoría de los casos tienen diferentes resistividades. Esto puede resultar en una acumulación de cargas en el límite de la capa (que actúa como un virtual transmisor secundario) y esto puede incrementar la lectura medida en el límite de la capa dando lugar a un **cuerno de polarización**. La figura 41 ilustra este fenómeno para su mejor comprensión.

Figura 41. Polarización En El Límite De La Capa



Fuente: Halliburton Sperry Drilling ADR Manual

La magnitud de un cuerno de polarización depende varios factores como lo son:

- ✓ Las resistividades absolutas de las capas que atraviesa la herramienta.
- ✓ El contraste de resistividades de las capas.
- ✓ El ángulo entre la cara del pozo y el plano de la capa.

❖ **Método de cálculo de la distancia de anticipación a las capas.** A pesar de su separación de la broca en promedio de 55 pies, el ADR es una herramienta muy útil en el proceso de aterrizaje de los pozos de alto ángulo y horizontales debido a su cualidad azimutal integrada con su profundidad de investigación entre 16" pulgadas a 18 pies dependiendo de la resistividad de la formación (R_t), la frecuencia utilizada, el espaciamiento entre transmisores y receptores y las lecturas fase vs atenuación.

A diferencia de otras herramientas azimutales como el gamma ray que se encuentra más cerca a la broca, el INSITE ADR aprovecha sus múltiples profundidades de

investigación para anticiparse a los cambios formacionales lo que es posible cuando el ángulo de ataque entre la trayectoria del pozo y la capa es pequeño. El INSITE ADR tiene profundidad de investigación mucho mayor al gamma ray cuyos sensores no investigan más allá de 12 pulgadas en promedio. Lo anterior le permite al ADR realizar un geoposicionamiento en tiempo real de tipo proactivo y no reactivo.

En la figura 42 se describe el método por el cual el INSITE ADR permite calcular la distancia a las capas que alcanzan a ser investigadas por sus sensores y un ejemplo del cálculo de la distancia de anticipación en función del ángulo de ataque a la capa.

Con un ángulo de ataque de 1°, un radio de investigación de 2.92 pies y una separación de los sensores a la broca de 32 pies, la distancia de anticipación se puede calcular a partir de la ecuación.

$$\text{Distancia de Anticipacion} = \frac{DOI}{\text{TAN}(\text{Angulo de Ataque})} - DTB$$

Dónde:

DOI: Es el radio de investigación

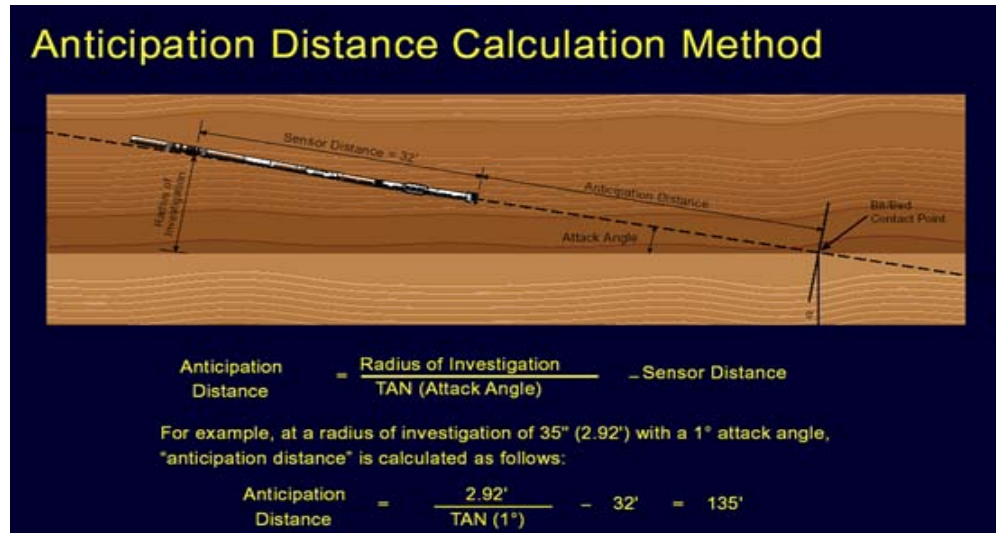
DTB: Es la distancia del sensor a la broca

Aplicando la ecuación para el caso propuesto se tiene que:

$$\text{Distancia de Anticipacion} = \frac{2.92'}{\text{TAN}(1^\circ)} - 32' = 135'$$

De la ecuación se puede inferir que entre más pequeño sea el ángulo de ataque y más próximo esté el sensor a la broca, la distancia de anticipación será mayor lo que permite aterrizar con mejor precisión los pozos de alto ángulo y horizontales en la zona de interés.

Figura 42. Calculo de la distancia de anticipación a las capas por InSite ADR®



Fuente: Halliburton Sperry Drilling

- **INSITE AFR® (Azimuthal Focused Resistivity).** Esta herramienta se desarrolló para su uso en lodos conductivos, el INSITE AFR complementa los sensores de tipo propagación como el EWR. Este sensor de tipo laterolog compensado provee tres curvas de resistividad a tres diferentes profundidades de investigación y además entrega imágenes de alta resolución LWD para el mejor entendimiento de las estructuras del reservorio como la orientación de fracturas y buzamiento de la capa.

Esta herramienta funciona utilizando corriente alterna que es generada y recibida por electrodos. Tres botones producen una respuesta a manera de "Anillo Virtual" mientras rotan a tres espaciamientos (poco profundo, medio, profundo). La variación de corriente es función lineal de la resistividad de la formación. La figura 43 muestra el diseño de la herramienta

Figura 43. Esquema De Configuración Del INSITE AFR®



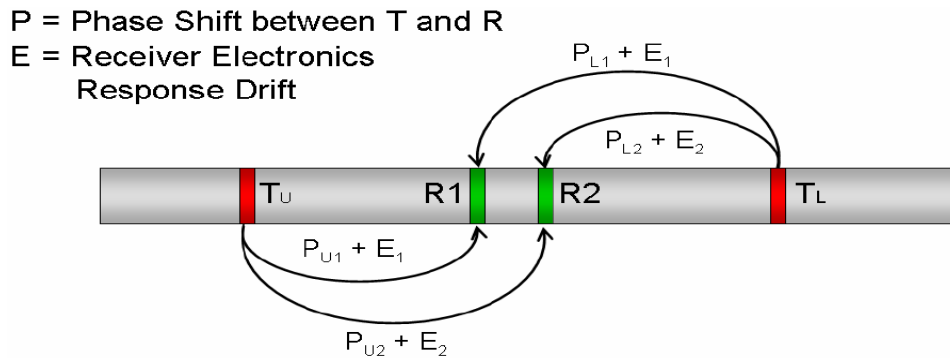
Fuente: Halliburton Sperry Drilling – INSITE AFR®

✓ **Ventajas que ofrece la herramienta.**

- Identificación de fracturas para la evaluación del desempeño del pozo y tendencias del yacimiento.
- Determinación de la dirección de los mayores esfuerzos para el análisis de estabilidad ante el esfuerzo de la cara del pozo.
- Puede utilizarse en reservorios con resistividades de hasta 20.000 ohm-m debido a su cualidad laterolog, ya que sus curvas se saturan a niveles mayores de resistividad de formación.

❖ **Mediciones Compensadas.** La compensación de las medidas es la forma para disminuir el error asociado al desgaste electrónico debido al cambio de temperaturas. Los componentes electrónicos reaccionan diferente a distintas temperaturas, haciendo que sea necesario que se aplique una corrección para que el registro sea significativo, refleje los cambios de la formación y sea invulnerable a las imprecisiones de las mediciones. La figura 44 muestra un esquema de medición compensada de la herramienta EWR M5®.

Figura 44. Medición Compensada De Las Herramientas De Resistividad



Fuente: Halliburton Sperry Drilling

$$\begin{aligned}
 \text{Cambio de fase } T_U &= [(P_{U2} + E_2) - (P_{U1} + E_1)] - AIRCAL_{UPPER} \\
 \text{Cambio de fase } T_L &= [(P_{L1} + E_1) - (P_{L2} + E_2)] - AIRCAL_{LOWER} \\
 \text{Cambio de fase Compensado} &= [(CF.T_U) + (CF.T_L)]/2 \\
 &= [(P_{U2} + E_2) - P_{U1} - E_1] - AIRCAL_{UPPER} + [(P_{L1} + E_1) - P_{L2} - E_2] \\
 &\quad - AIRCAL_{LOWER}
 \end{aligned}$$

De donde se puede inferir que las calibraciones de la herramienta: $AIRCAL_{UPPER} \cong AIRCAL_{LOWER}$ quedando demostrado que los receptores miden con la misma calibración por temperatura y así se reducen los errores en la medición.

6.3 COMPARACIÓN TÉCNICA ENTRE HERRAMIENTAS DE MEDICIÓN AZIMUTAL DE RESISTIVIDAD Y HERRAMIENTAS DE MEDICIÓN CONVENCIONAL

Las compañías de operadoras y de servicios de perforación han estado siempre interesadas en adquirir la capacidad de aterrizar un pozo apropiadamente en los yacimientos de hidrocarburos y permanecer en él para un drenaje óptimo de las reservas. Aunque las herramientas de resistividad convencionales LWD pueden

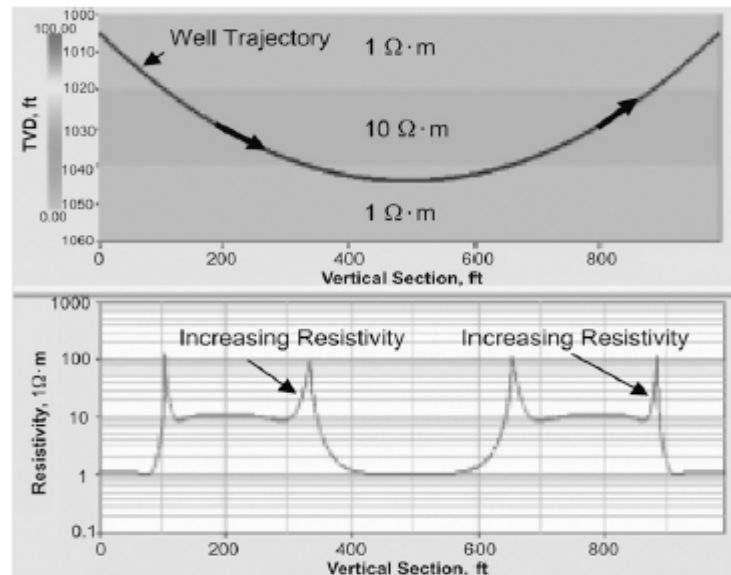
ayudar para alcanzar este objetivo, su efectividad general no es satisfactoria por su falta de sensibilidad azimutal. Idealmente, los métodos de geonavegación y evaluación avanzada de formaciones tales como cálculos de anisotropía, requieren mediciones azimutalmente sensibles.

Las lecturas de resistividad azimutal profunda se usan para la optimización de la trayectoria y geoposicionamiento del pozo y para la evaluación avanzada de formaciones mientras se perfora. Estas nuevas herramientas son superiores a las tradicionales herramientas de propagación en la capacidad de localizar límites de capa y de mantener el pozo en la zona de interés. Además de proveer mediciones de resistividad con múltiples profundidades de investigación estas herramientas proporcionan mediciones de resistividad azimutal a diferentes profundidades de investigación.

6.4 APLICACIONES DE POSICIONAMIENTO DE POZO

Para el óptimo posicionamiento de pozo, la herramienta usada para la navegación debe tener capacidad azimutal. Las herramientas LWD convencionales de medición de resistividad no están provistas de sensibilidad direccional. La figura 45 muestra la respuesta promedio de una herramienta de resistividad LWD convencional en una zona de 10 ohm-m que se encuentra en medio de dos shales conductivos con resistividades de 1 ohm-m. A medida que la herramienta se acerca a la capa resistiva por el tope, la herramienta empieza a leer alta resistividad (efecto de polarización); y a medida que la herramienta se va acercando a la base del shale conductivo igualmente empieza a leer alta resistividad (el mismo efecto de polarización). La lectura de la herramienta es la misma a medida que se acerca al shale conductivo del tope o de la base. Esto se produce por la falta de sensibilidad azimutal, haciendo que la geonavegación sea incierta e impredecible.

Figura 45. Navegación con curvas de resistividad promedio o convencional LWD

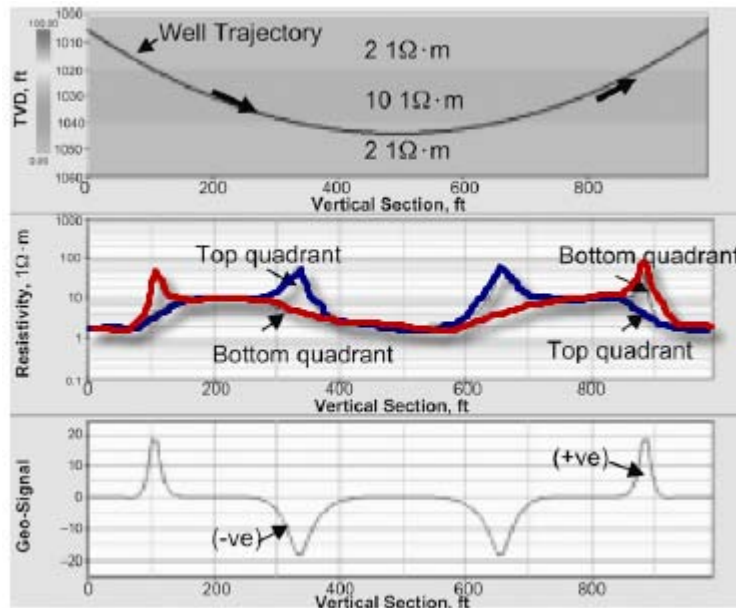


Fuente: A New Azimuthal Deep Resistivity Tool for Geosteering and Advanced Formation Evaluation. SPE 109971. Abril 2009

Utilizando el mismo modelo como el que se muestra en la figura, la respuesta de la herramienta azimuthal al mismo escenario geológico se muestra en las figura 46. La figura 46a muestra la trayectoria del pozo la figura 46b muestra la resistividad arriba (azul) y debajo de la herramienta (rojo). La figura 46c muestra la Geoseñal direccional. La Geoseñal es la diferencia entre mediciones (en cambio de fase o atenuación) determinada en orientaciones azimutales opuestas de la herramienta. La Geoseñal se expresa en grados para las mediciones fase y en dB para las mediciones atenuación. Nótese que a medida que la herramienta se acerca al shale conductivo del fondo, la resistividad de abajo (promedio de las resistividades de las particiones 16 y 17) lee una resistividad mucho menos indicando que la herramienta se está acercando a una capa conductiva por el fondo de la zona de interés. Cuando la herramienta se acerca al shale conductivo de arriba, la resistividad de arriba (promedio de las resistividades de las particiones 1 y 32) lee una resistividad menor

indicando que la herramienta se está acercando al shale conductor por el tope de la zona de interés.

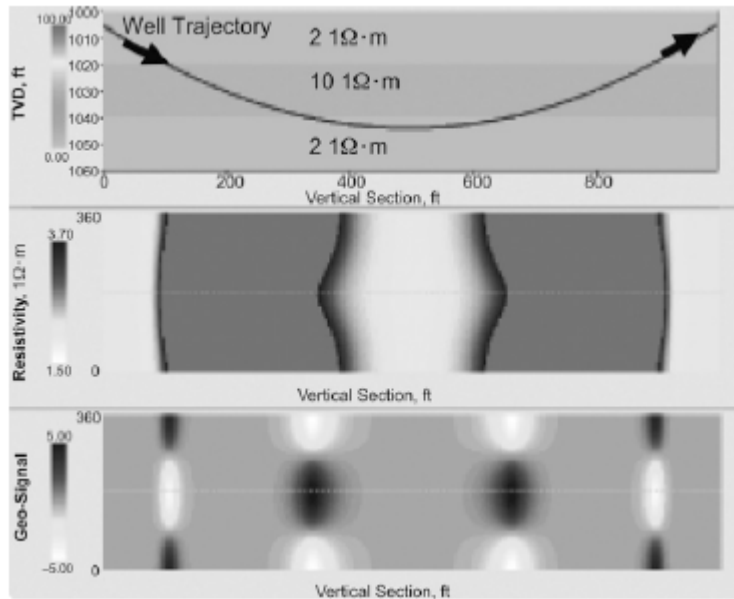
Figura 46. Navegación con curvas de resistividad azimuthal LWD



Fuente:Modificadopor elAutor de: A New Azimuthal Deep Resistivity Tool for Geosteering and Advanced Formation Evaluation. SPE 109971. Abril 2009

Asimismo la señal direccional de geonavegación o Geoseñal disminuye cuando la herramienta se acerca al shale conductor de abajo por la base de la zona de interés y aumenta cuando la herramienta se acerca al shale conductor de arriba por el tope de la zona de interés indicando que se debe subir y bajar en TVD respectivamente. La figura muestra la imagen de resistividad y de Geoseñal, las cuales claramente indican la entrada en la salida de la zona de interés. Se usa un método eficiente y robusto para calcular la distancia al límite de la capa en base a la señal de geonavegación. Este modelo puede incorporar el efecto de múltiples capas y se puede considerar la anisotropía de la resistividad de la formación.

Figura 47. Navegación con imágenes azimutales de resistividad y geoseñales LWD



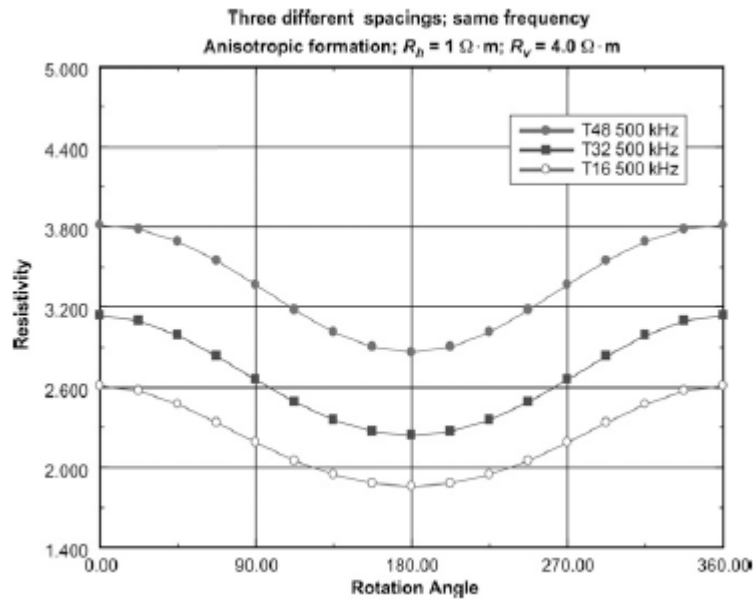
Fuente: A New Azimuthal Deep Resistivity Tool for Geosteering and Advanced Formation Evaluation. SPE 109971. Abril 2009

6.5 APLICACIONES DE EVALUACIÓN DE FORMACIÓN

Para los petrofísicos, una medida de los parámetros físicos, tal como la resistividad de la formación es esencial en la evaluación de las cantidades y los tipos de fluidos presentes en los espacios porosos de los yacimientos. Las mediciones de resistividad pueden proveer indicaciones de concentraciones de hidrocarburos y otra información útil para los ingenieros de yacimientos y petrofísicos. Sin embargo, tales mediciones pueden exhibir efectos de límites de capa que pueden hacer difícil la interpretación, particularmente en situaciones en las cuales la trayectoria del pozo penetra la formación con un ángulo determinado. Las herramientas con lecturas de resistividad azimuthal profunda no sufren de tal problema porque se hacen varias lecturas azimuthales alrededor del hueco. Usando todas las mediciones azimuthales, se puede obtener un registro preciso de resistividad sin efectos de capa si se eligen las particiones adecuadas para la medición de resistividad.

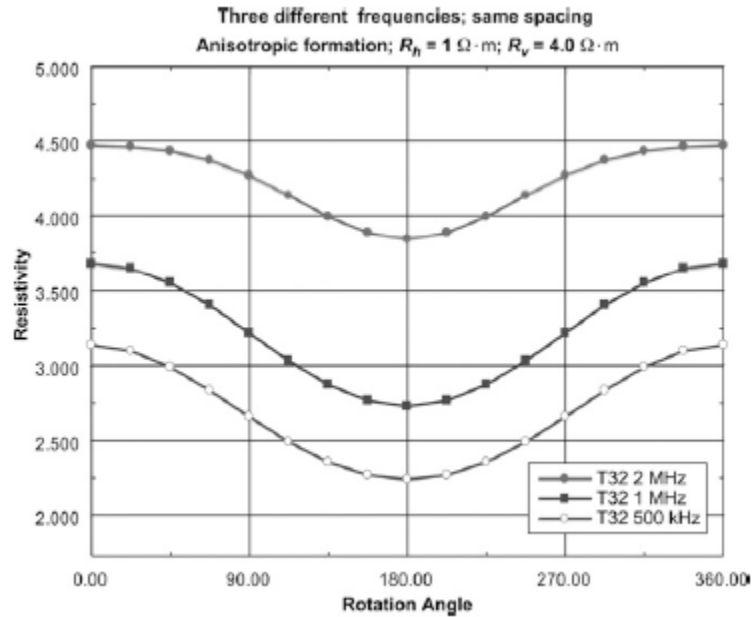
Las herramientas de medición convencional tienen alguna respuesta a la anisotropía a altas desviaciones. Sin embargo, con los transmisores y receptores orientados en planos no paralelos, las herramientas azimutales de medición de resistividad exhiben muy buena respuesta a la anisotropía. La figura 48 muestra una respuesta modelada de la herramienta azimutal en una formación anisotrópica para tres espaciamientos diferentes, 16, 32 y 48 pulgadas. Se toma como frecuencia 500 kHz, y R_h y R_v se toman como 1 y 4 Ohm-m respectivamente. La figura 49 muestra la respuesta modelada de la herramienta azimutal en una formación anisotrópica para tres diferentes frecuencias, 2MHz, 500kHz y 125kHz. El espaciamiento transmisor – receptor se toma de 32', la resistividad horizontal R_h se toma de 1 Ohm-m, y la vertical, R_v , de 4 Ohm-m.

Figura 48. Calculo de la anisotropía por herramientas azimutales de resistividad a diferentes espaciamientos y frecuencia constante



Fuente: A New Azimuthal Deep Resistivity Tool for Geosteering and Advanced Formation Evaluation. SPE 109971. Abril 2009

Figura 49. Calculo de la anisotropía con herramientas azimutales de resistividad a diferentes frecuencias y espaciamiento constante.



Fuente: A New Azimuthal Deep Resistivity Tool for Geosteering and Advanced Formation Evaluation. SPE 109971. Abril 2009

Usando datos azimutales a diferentes espaciamientos y frecuencias, se desarrollan algoritmos de inversión rápidos y robustos para calcular la resistividad horizontal R_h , la resistividad vertical R_v , y el ángulo de buzamiento relativo. Cerca de los límites de capa, la data se corrige por efectos de bordes de capa antes del proceso de inversión

7. DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DE LA CUENCA LLANOS DE COLOMBIA

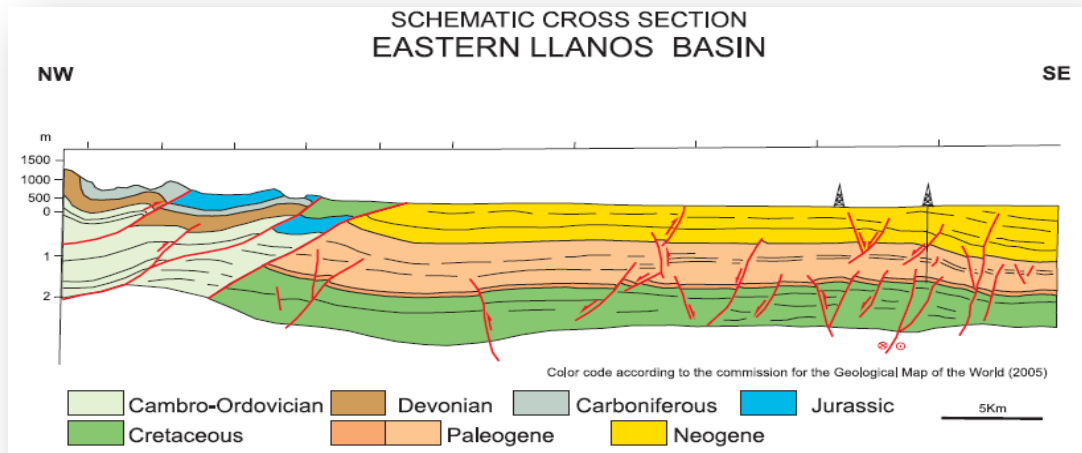
La cuenca llanos orientales está ubicada en la región oriental de Colombia. La evolución de la cuenca inició en el paleozoico con una fase de rifting. Sedimentos siliclásticos se depositaron sobre el basamento cristalino del precámbrico, desde el triásico hasta el cretáceo tardío, la cuenca fue la desembocadura de un gran sistema de rifting.

Del Maastrichtiano hasta el Paleoceno, esta cuenca se convirtió en un antepaís. Desde el mioceno a la actualidad la cuenca ha servido de anfitriona para delgados depósitos de Molasse. Las rocas fuentes del cretáceo varían de inmaduras a maduras marginales dentro de la región hacia el este donde se encuentra el empuje frontal. Los reservorios principales son unidades de tipo siliclásticos del cretáceo tardío y la era del paleógeno. El análisis de los componentes individuales del sistema de migración en la cuenca es complicado debido al adelgazamiento de las secciones estratigráficas.

7.1 LIMITES GEOMORFOLÓGICOS

La cuenca llanos orientales de Colombia limita al norte con la frontera colombo venezolana; al sur, limita con el arco de Vaupés, la serranía de la Macarena y las rocas metamórficas precámbricas; al oriente, linda con el escudo de rocas precámbricas de Guyana y al occidente limita con el sistema de empuje frontal de la cordillera oriental. La figura 50 muestra la sección transversal de la cuenca llanos orientales de Colombia.

Figura 50. Sección Transversal De La Cuenca Llanos Orientales.



Fuente: libro de cuencas "ColombianSedimentaryBasins". Actualizado feb-09-2012

7.1.1 Geología del petróleo de la cuenca. En la figura 51 se puede apreciar las formaciones que comprenden la cuenca llanos orientales de Colombia, además aparece la información de formaciones fuente sello y almacén; y un perfil promedio de los registros de rayos gamma y resistividad.

- **Evidencias de hidrocarburos.** Se ha reportado que la cuenca cuenta con más de 1.500 MMBO de crudo recuperable. Se han descubierto dos campos gigantes (Caño-Limón y Castilla), tres campos grandes (Rubiales, Apiay y el complejo de Tame) y más de cincuenta campos menores.
- **Rocas Fuente.** Las rocas fuente de la cuenca llanos están localizadas bajo el flanco este de la cordillera oriental y consta de shales mixtos entre marinos y continentales de la formación Gacheta con kerógenos tipo II y III con espesores efectivos de 150 a 300 pies.
- **Rocas Reservorio.** La formación Carbonera (C-3, C-5 y C-7) que datan del paleógeno y las arenas de la formación mirador constituyen excelentes unidades

reservorio. La porosidad decrece en sentido este – oeste de valores de 30% a 10% en promedio al igual que los espesores sedimentarios aumentan en el mismo sentido. Se registran valores de gravedad API del crudo de 12° a 42°.

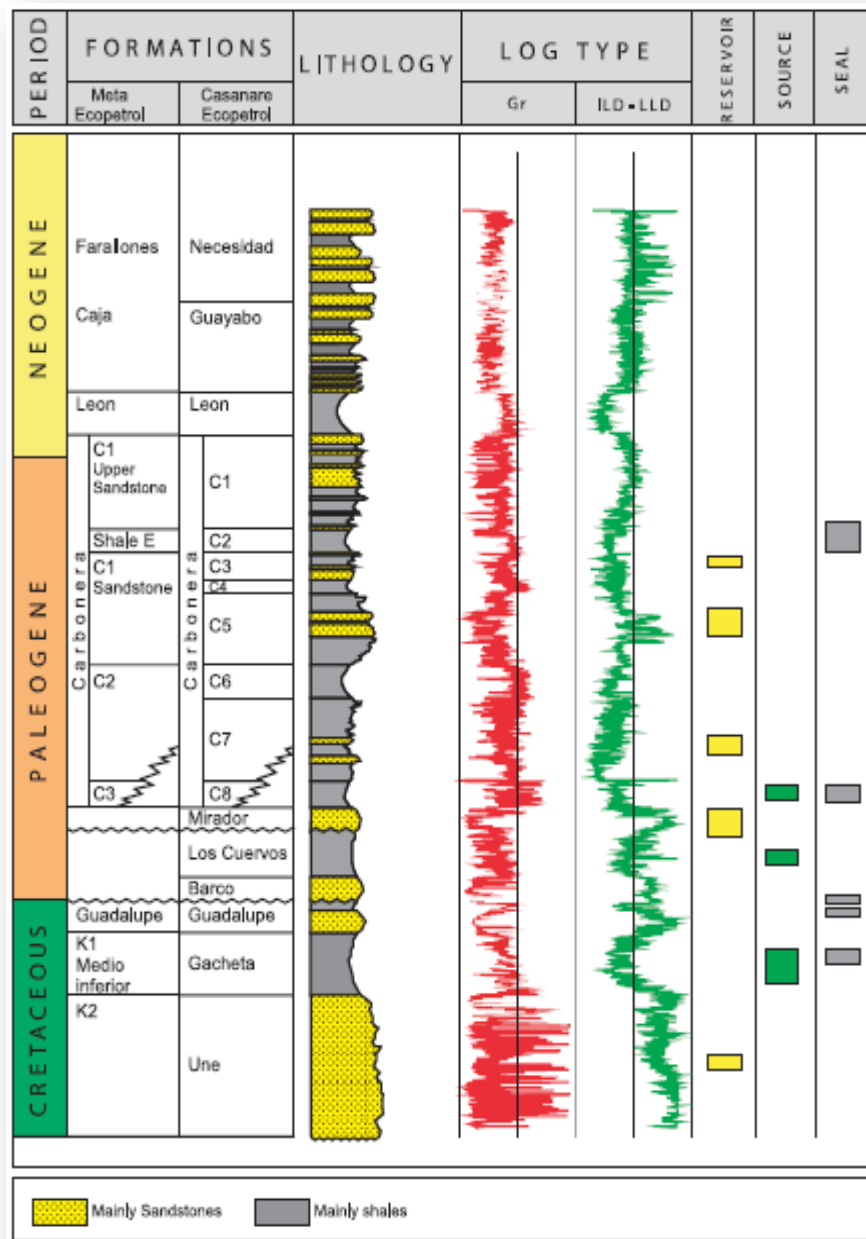
Estas rocas muestran espesores muy finos que van desde los 4 a 10 pies en promedio lo que dificulta el posicionamiento de pozos horizontales y de alto ángulo. Las técnicas de geonavegación se proyectan como las más viables para el óptimo posicionamiento de los pozos en estas zonas debido a la información de alta calidad y precisión que brindan las herramientas azimutales usadas en esta técnica.

- **Rocas Sello.** Se considera la unidad C-8 de la formación carbonera como el sello regional de los reservorios de la cuenca pero a causa de su extensión el mejor sello es la unidad C-2 de la misma. Se dice que las formaciones del Cretáceo Gachetá y Guadalupe son autosellantes.

- **Eventos de Migración.** Se han documentados dos procesos de migración en la cuenca. El primero data del alto Eoceno – Oligoceno. El segundo empezó en el mioceno y sigue en la actualidad.

7.1.2 Prospectividad de hidrocarburos de la cuenca. La cuenca ha sido moderadamente perforada y las finas trampas estratigráficas no se han estudiado aun. Se ha localizado un área con buen potencial hacia el este y el sur de la cuenca donde predominan los pinchamientos y el sur del campo Castilla también figura como área con alto potencial de hidrocarburos

Figura 51. Columna estratigráfica de la cuenca llanos orientales de Colombia



Fuente: Libro de cuencas "ColombianSedimentaryBasins". Actualizado feb-09-2012

8. ANÁLISIS POST MORTEM DE LA GEONAVEGACIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS

8.1 XXXXR – 21H

8.1.1 Objetivos de la geonavegación

- Navegar en la Unidad Arenas C2 dentro de la zona de resistividades mayores a 100 Ohm-m.
- Optimizar el geoposicionamiento con el fin de obtener la mayor sección horizontal dentro de las mejores resistividades.
- Mantener el pozo alejado del contacto agua/aceite (OWC).

8.1.2 Localización. El campo se encuentra ubicado en los Llanos orientales de Colombia, siendo Puerto Gaitán el municipio más cercano al área, En la **figura 52** es posible observar una aproximación de la zona donde se ubica el pozo XXXR - 21H.

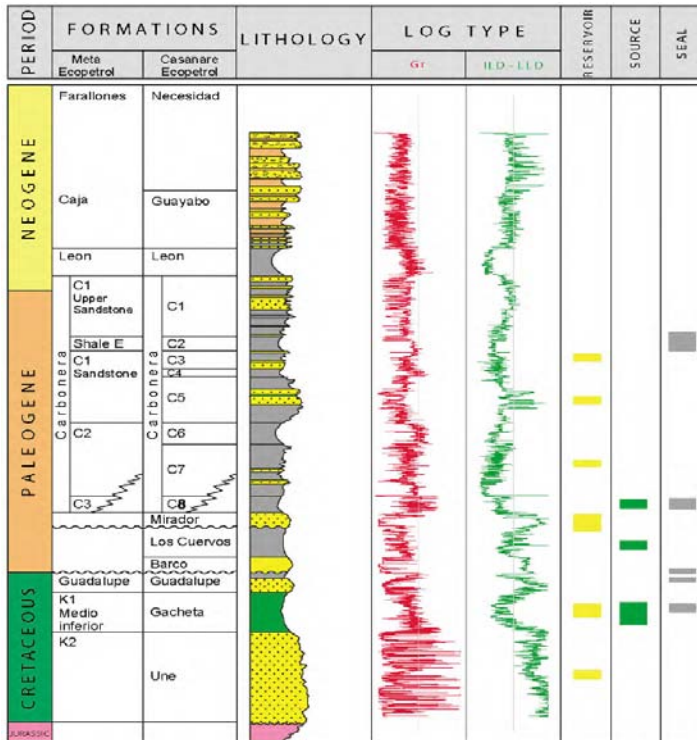
Figura 52. Localización geográfica del pozo XXXXR – 21H.



Fuente: Halliburton Sperry Drilling - Geosteering Services

8.1.3 Geología. El pozo se ubica en la cuenca subandina tipo foreland de los Llanos Orientales. Estratigráficamente la cuenca presenta un sistema petrolífero donde la producción se obtiene de los niveles de areniscas de las formaciones Carbonera, Mirador y algunas secuencias cretácicas. La **figura 53** presenta una sección estratigráfica tipo para el área.

Figura 53. Columna estratigráfica para la Cuenca Llanos



Fuente: Modificado de Colombian Sedimentary Basins. ANH 2012

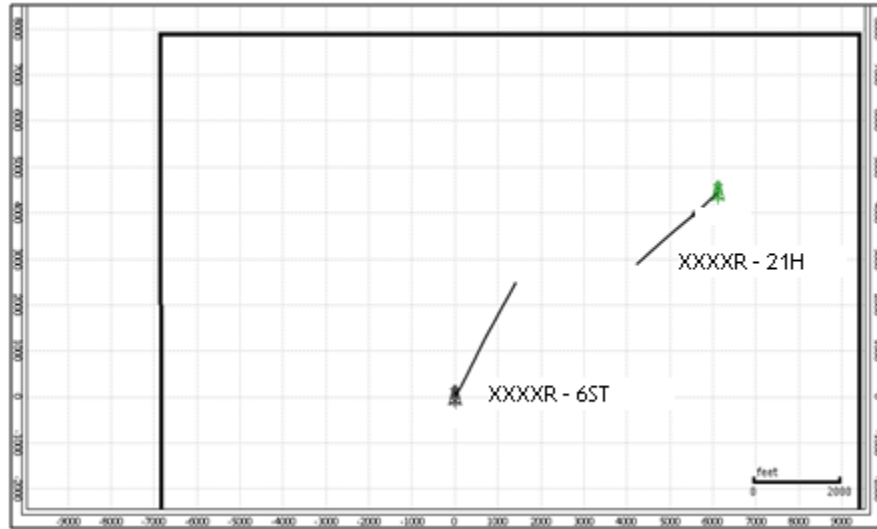
8.1.4 Pre Modelamiento. Información cargada en la base de datos y utilizada para la construcción del modelo preliminar de geonavegación:

Información de pozos cercanos de referencia:

- Registros (Gamma Ray y Resistividad),
- Coordenadas de superficie
- Elevaciones
- Surveys direccionales.
- Superficies del área para tope y base del intervalo geológico de interés (Unidad Arenas C2). Estas superficies definen la componente estructural del modelo preliminar y de geonavegación.

Para el modelamiento preliminar se utilizó el pozo XXXXR 6ST (ver figura 54)

Figura 54. Localización relativa del pozo de referencia y trayectoria del pozo XXXXR 21H.



Fuente: Halliburton Sperry Drilling - Geosteering Services

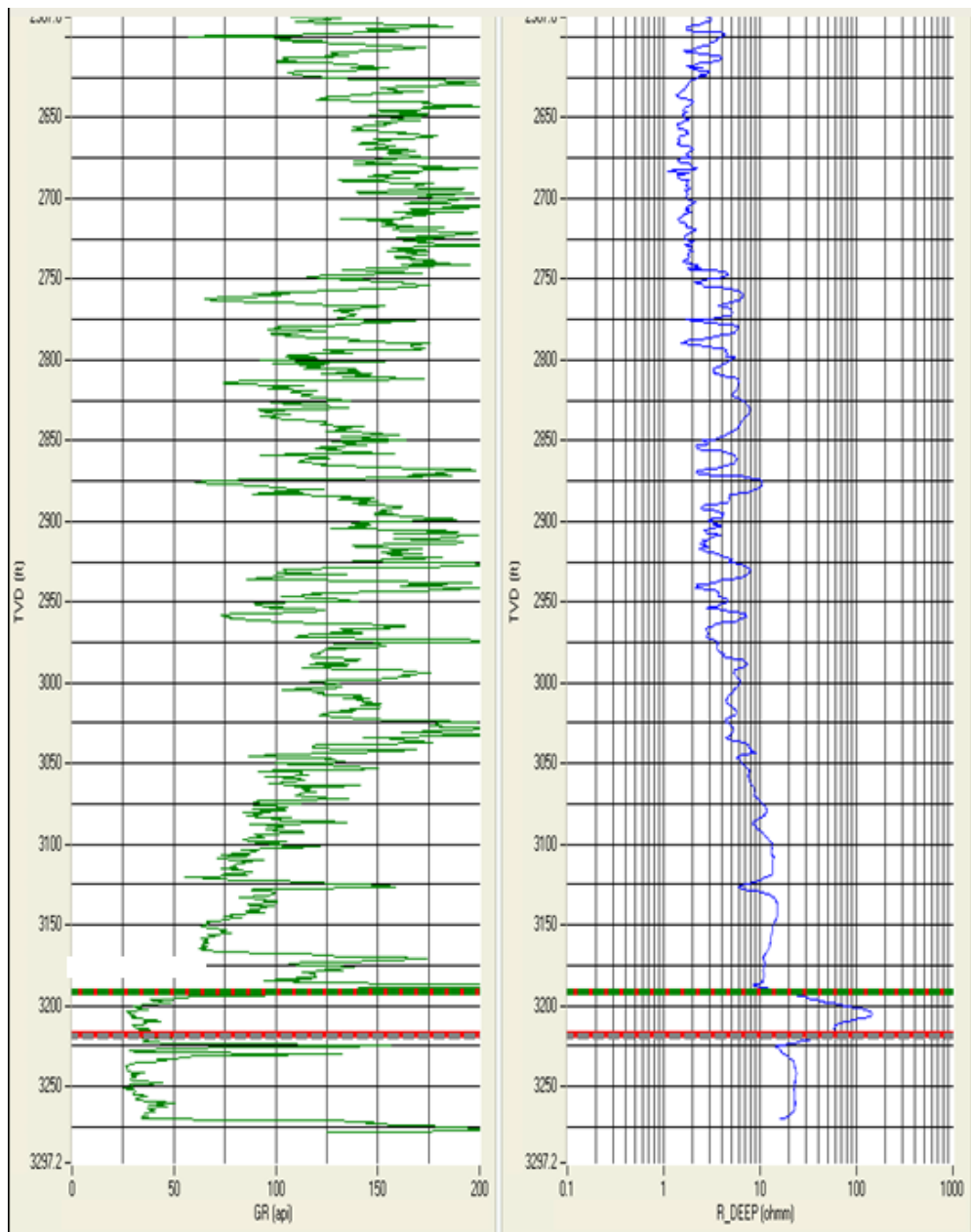
La **Figura 55** muestra los registros de Gamma-Ray y Resistividad del pozo de referencia utilizado para la fase horizontal, el pozo XXXXR 6H ST se seleccionó como referencia debido a que presento una buena correlación en el aterrizaje y está en dirección del pozo a perforar XXXXR 21H.

La Unidad Arenas C2 (zona de interés) está caracterizada por la disminución del Gamma Ray (+/- 40 api) y aumento de la resistividad, alcanzando lecturas máximas 150 Ohm-m, por plan direccional se definió navegar el pozo a 3220' TVD.

Debido a la naturaleza dinámica del proceso de geonavegación basado en las correlaciones en tiempo real es claro que el plan preliminar de posicionamiento (ver figura 56) es susceptible a cambios basados en las lecturas de las herramientas LWD

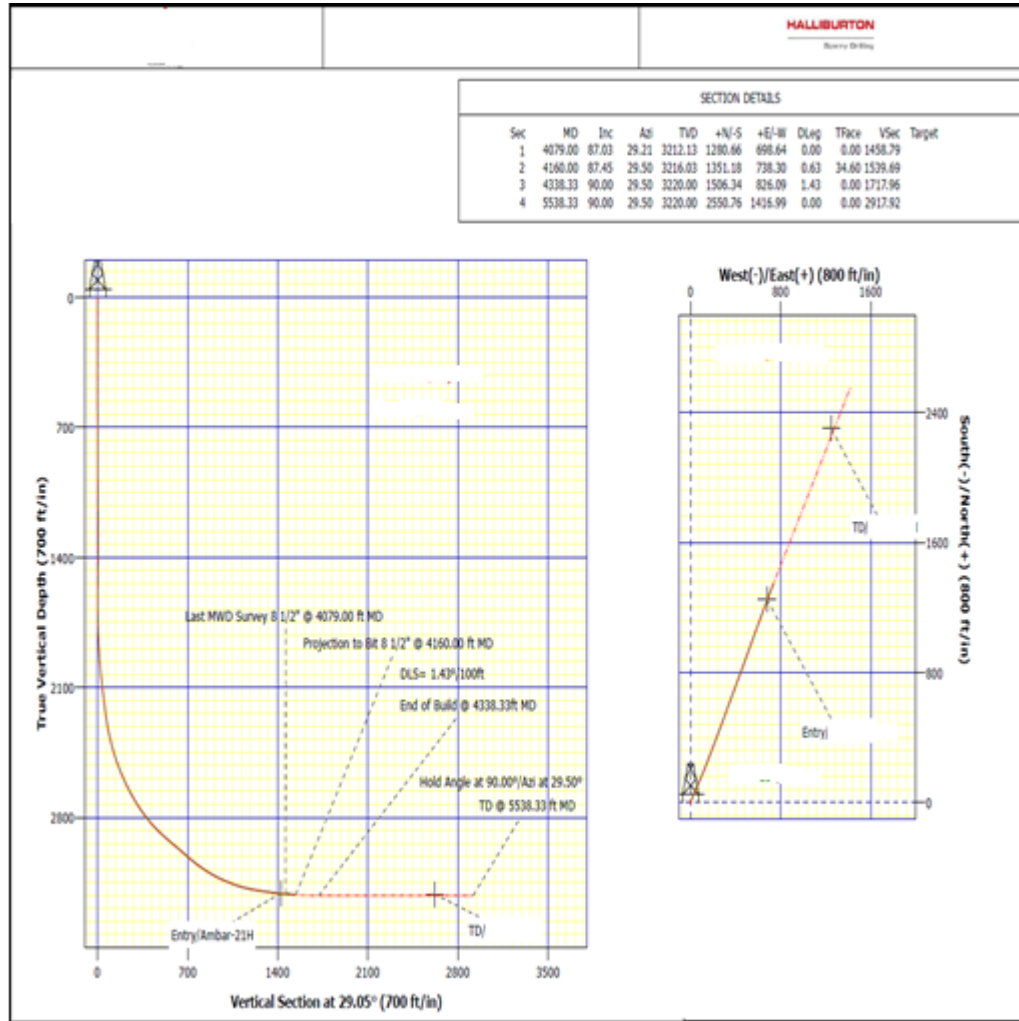
que ayuden en la disminución de las incertidumbres iniciales y permitan el ajuste de la trayectoria sobre los escenarios geológicos actualizados.

Figura 55. Registros utilizados para correlación en donde se muestran tope Unidad Arenas C2 y base de la zona de objetivo.



Fuente: Halliburton Sperry Drilling - Geosteering Services

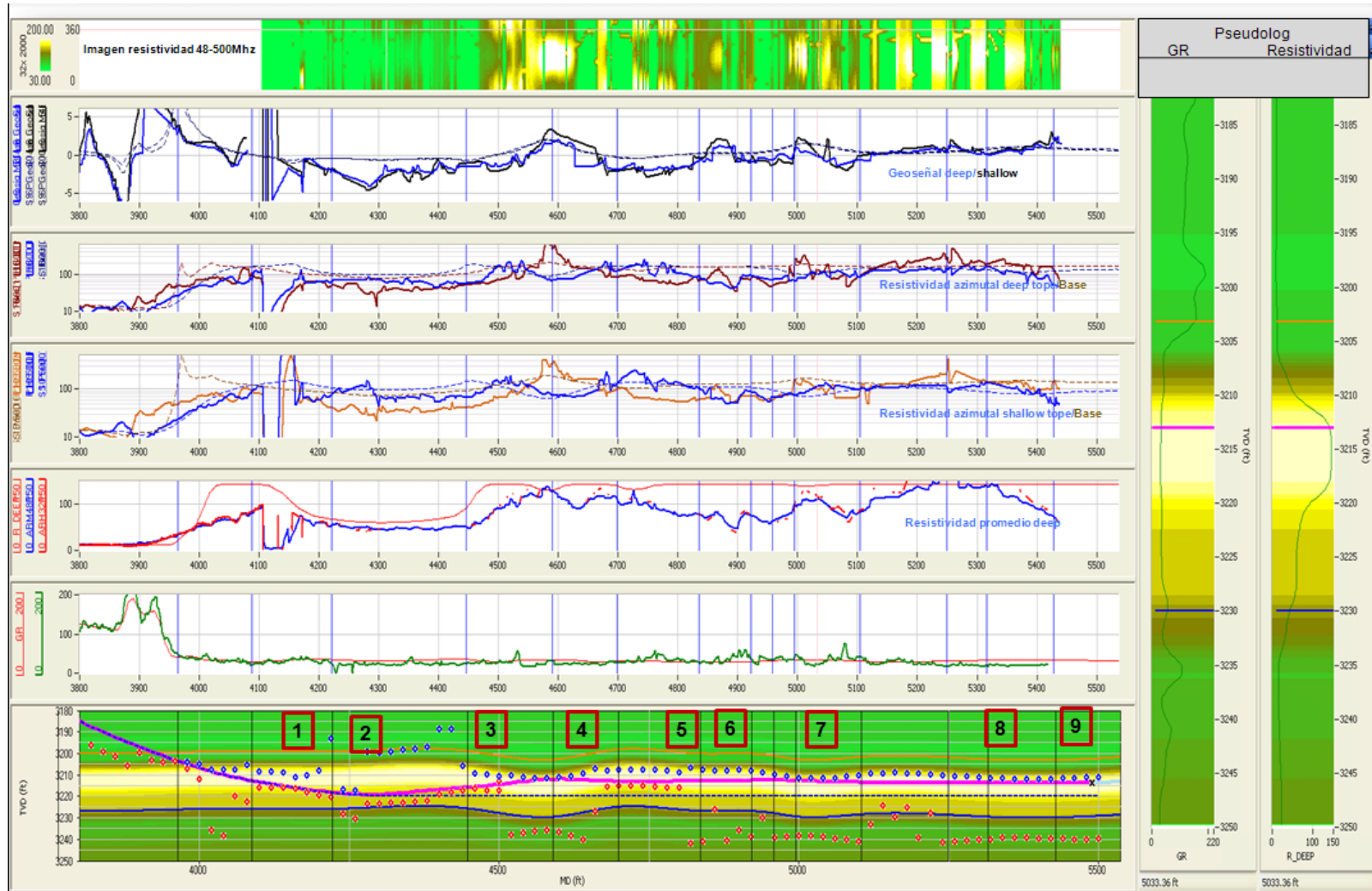
Figura 56. Plan direccional Inicial con proyección horizontal hasta la TD.



Fuente: Halliburton Sperry Drilling – Well Planning & support

La figura 57 muestra el modelo final de geonavegación indicando las decisiones que se tomaron el tiempo real gracias a las lecturas de las herramientas promedio y azimutales para poder posicionar el pozo en la zona de interés para la compañía operadora. En la sección 4.1.5 se explican detalladamente las operaciones llevadas a cabo.

Figura 57. Modelo Final De GeonavegaciónXXXXR – 21H En Tiempo Real



Fuente: Halliburton Sperry Drilling – Stratasteer 3D®

8.1.5 Geoposicionamiento en Tiempo Real

I) Se inició la perforación de la sección horizontal en la parte superior de las arenas C2 Profundidad: 4155ft MD, ultimo survey: PROF: 4100 ft MD/3213.2 ft TVD/INCL: 87.45°/AZI: 29.50°. De acuerdo con los últimos datos de la curva de resistividad se muestra que se debía subir en TVD. Se tenía que horizontalizar el pozo tan pronto como fuese posible. Según la prognosis del DD (Ingeniero Direccional) el TVD al cual se estaría en posición horizontal seria 3218'TVD. El plan inicial sugería una TVD de aterrizaje y navegación @ 3220' TVD.

II) A 4287 ft MD. **Curvas Azimutales y Geoseñales** muestran mayor resistividad hacia arriba. Se propone subir hasta un TVD de 3215'TVD y evaluar resistividades.

III) A la profundidad 4477'MD se tiene ultimo survey 4389 MD/3217.13'TVD/INCL: 91.42/AZI: 31.44. **Curvas Azimutales y Geoseñales** muestran mayor resistividad hacia arriba. Se propone subir hasta un TVD de 3213'TVD y evaluar resistividades.

IV) A la profundidad 4667 ft MD se tiene ultimo survey: 4579'MD/3212.27'TVD/INCL: 90.68/AZI: 29.73 se propone llegar y mantener una profundidad en TVD de 3213' ft.

V) Cuando el pozo tiene una profundidad de 4794'MD se tenía ultimo survey 4706 ft MD/3213.17 ft TVD/INCL: 89.44/AZI: 29.41. Las curvas azimutales de resistividad y geoseñales indicaban mayor resistividad hacia arriba. Se propuso subir TVD hasta 3212 ft para alcanzar la mejor zona de resistividad.

VI) A la profundidad de 4857'MD se obtuvo último

survey4769MD/3213.15TVD/INCL: 90.56/AZI: 30.09. Se evidencia cambios laterales notorios por ensuciamiento de gamma ray con buenos valores de resistividad. Se propuso seguir manteniendo TVD de 3212 ft.

VII) Se tiene profundidad de 5066 ft MD con ultimo survey 4959 ft MD/3212.52 ft TVD/INCL: 90/AZI: 31.20. Se observa en las curvas azimutales a partir de 4994 ft MD **mejores resistividades hacia abajo**, se recomienda bajar un pie en TVD con el objeto de alcanzar 3213. ft TVD y atravesar la zona con mejor resistividad mientras que las curvas promedio solo registran un decremento de los valores sin indicar hacia donde está la mejor zona.

VIII) A la profundidad de 5363' MD se tenía ultimo survey 5212' MD/3213.67' TVD/INCL: 90.12/30.84--- Resistividades promedios indicaban superiores a 100 Ohm-m mientras que las curvas azimutales indicaban además que abajo había mejor mayor resistividad sin embargo se sugirió seguir manteniendo @ 3213.5 ft TVD cuidando la distancia con el contacto agua – petróleo (OWC).

IX) Se alcanza la profundidad total TD: 5489 ft MD con ultimo survey tomado a 5402 ft MD/3213.60 ft MD/INCL: 89.75/AZI: 29.10.

X) En la figura 6 se puede apreciar de manera ilustrativa las decisiones que fueron tomadas en tiempo real para lograr posicionar el pozo dentro de la zona de interés utilizando herramienta software de Halliburton Sperry Drilling y herramientas de medición azimutal de resistividad LWD.

8.1.6 Conclusiones de la geonavegación del POZO XXXXR - 21H

- De la sección de 6 1/4", se perforaron 1333 ft MD correspondientes a la unidad Arena C2, con una GR inferior a 40 API, de los cuales 900 ft MD presentaron resistividades altas.
- Se modifico la TVD de navegación pasando de 3220'TVD @ 3213.5'TVD de acuerdo con las respuestas de la Herramienta de Resistividad ADR, lo que permitió estar posición dentro de una capa de 1'TVD donde se encontraba la mayor resistividad de la zona.
- Se lograron los objetivos de reducir la incertidumbre geológica y aportar al comportamiento geológico del área perforada y en definitiva del campo.
- Los valores registrados por las herramientas LWD y en específico las curvas de resistividad azimuthal de la herramienta ADR® fueron la base para ajustar el modelo de geonavegación, permitiendo correlacionar el modelo.
- Los datos modelados por el Software de Geonavegación (Curvas modeladas & DTBB) corroboraron la posición geológica del modelos presentado.

8.2 XXXXS 500H

El pozo XXXXS 500H se perfora para drenar el nivel Arenas C2 pertenecientes a los niveles de origen fluvio deltaico de la Formación Carbonera. El servicio de geonavegación se utiliza para optimizar el posicionamiento del pozo en las arenas de interés.

8.2.1 Objetivo. El objetivo de este trabajo es mantener el pozo cerca al tope del intervalo de interés buscando la zona con mejores resistividades.

Tabla 1. Información preliminar

POZO	XXXXS – 500H
OBJETIVO GEOLÓGICO	ARENAS C2 – ZONA CON MEJORES RESISTIVIDADES
TVD DE NAVEGACIÓN PROPUESTO	2,859.9 FT TVD

Fuente: Halliburton Sperry Drilling - Geosteering Services

8.2.2 Pre-Modelamiento. Se realiza el modelo preliminar usando la información del pozo de referencia seleccionado que consiste de coordenadas elevaciones survey archivos LAS (Gamma Ray, Resistividad).

La información de los pozos de referencia se presenta en la tabla 2:

Tabla 2. Información del pozo de referencia

POZO	XXXXS 282	XXXXS 283	XXXXS 463H
Objetivo	Arenas C2	Arenas C2	Arenas C2
LOGS	Gamma Ray, Resistividad	Gamma Ray, Resistividad	Gamma Ray, Resistividad
Superficies utilizadas	Superficie plana	Superficie plana	Superficie plana

Fuente: Halliburton Sperry Drilling - Geosteering Services

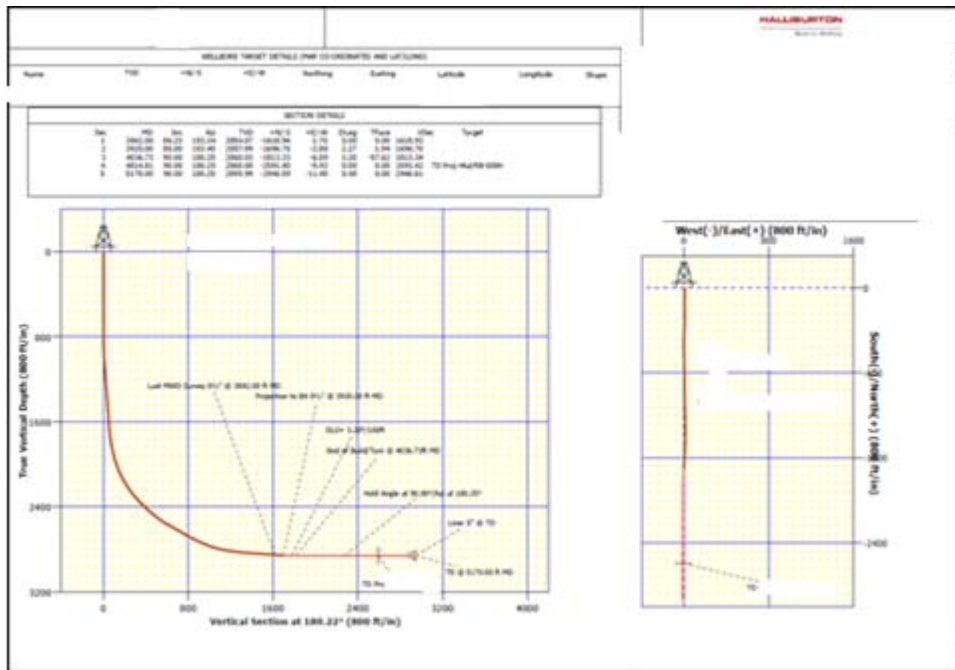
El procesamiento de la información para implementar el servicio de geonavegación se realizó usando el software *StrataSteer® 3D*, el cual utiliza el

sistema INSITE como base de datos principal ambos productos software de Halliburton Sperry Drilling.

Se hace el análisis del modelo de acuerdo al plan direccional que será utilizado como guía para la perforación, teniendo en cuenta que puede variar dependiendo de la interpretación hecha de acuerdo a las respuestas de los diferentes sensores en fondo.

En la figura 58 se observa la vista en planta y el perfil del plan con proyección Horizontal.

Figura 58. Plan Horizontal propuesto para el pozo XXXXS 500H



Fuente: Halliburton Sperry Drilling – Well Planning & support

De acuerdo al análisis de espesores esperados para la arena de interés y la zona de navegación, se eligieron los grupos de resistividades y geoseñales que serían pulsadas en tiempo real por la herramienta de ADR. (Tabla 3).

Tabla 3. Variables a pulsar en RT de la herramienta ADR para el pozo XXXXS 500H.

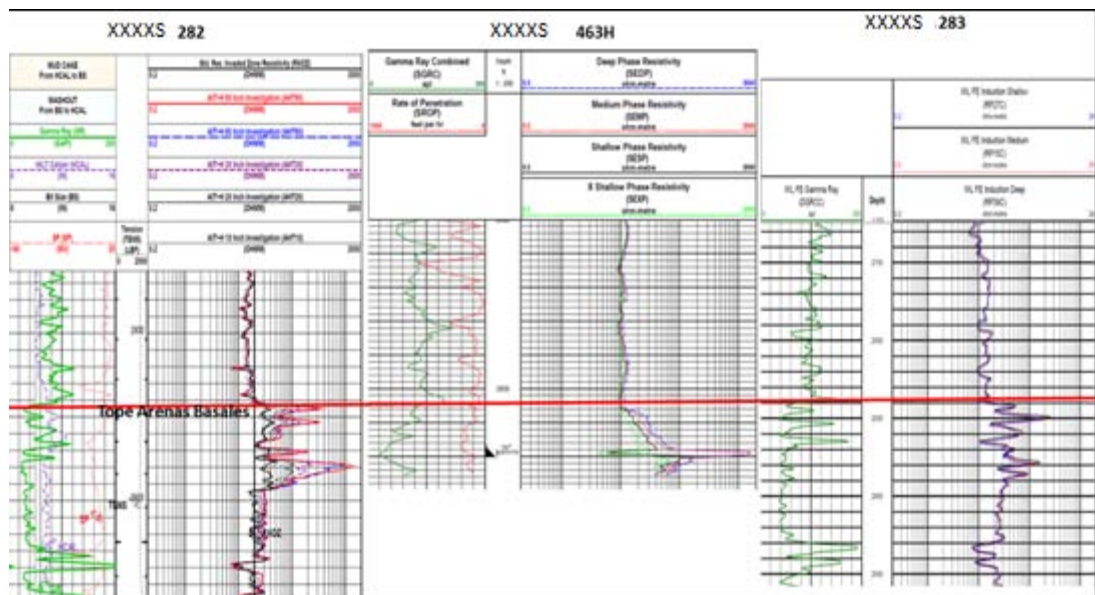
Variable	Lista A	Rt=80 Ω m DOI	Lista B:	Rt=80 Ω m DOI
Res Imagen:	48" – 500 KHz	4.8 ft.	48" - 2 MHz	4.0 ft.
Res Avg:	32" – 2 MHz	3.0 ft.	16" – 2 MHz	2.0 ft.
Geoseñal:	80" – 500 KHz	7.3 ft.	80" – 500 KHz	7.3 ft
Geoseñal:	112" – 500 KHz	9.0 ft	96" – 500 KHz	8.0 ft

Fuente: Halliburton Sperry Drilling - Geosteering Services

Los registros de los pozos de referencia y la correlación del tope de la zona de interés se pueden observar en la figura 59. De acuerdo a los registros se observan variaciones de los paquetes de arena dentro del objetivo. Los paquetes de arena no aparecen con el mismo comportamiento para el registro de Gamma Ray en los pozos de los clústeres XXXXS 282 y XXXXS 283 y el pozo horizontal XXXXS 463H.

Es posible visualizar los diferentes paquetes de arena pero los espesores y calidad de los mismos son variables.

Figura 59. Registros TVD de los Pozos XXXXS 282H, XXXXS 463H y XXXXS 283



Fuente: Halliburton Sperry Drilling - Geosteering Services

Según lo observado en los registros existen variaciones en el espesor y propiedades de la arena lo cual es tenido en cuenta para lograr los objetivos del pozo.

En la fase de premodelamiento se tiene en cuenta la diferencia de espesores para las arenas C2 y se revisa el rango de resistividades de acuerdo a los tres pozos de referencia. Se define que el paquete con más posibilidades de tener resistividad alta es el segundo paquete de arenas después del tope.

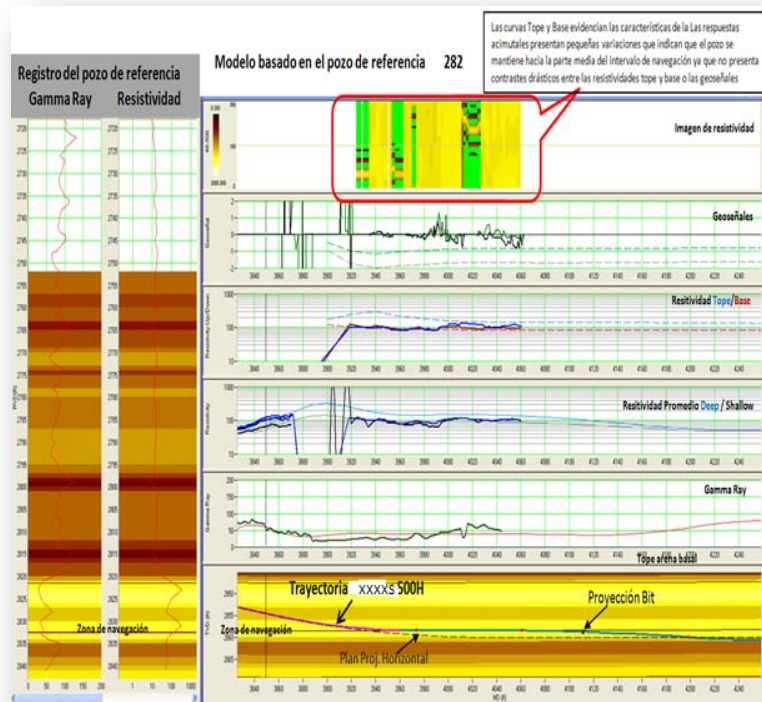
8.2.3 Geoposicionamiento en tiempo real. La perforación se inicia a partir de 3917 ft MD, ubicación de la zapata; pulsando la lista de variables (Lista A) configurada para obtener resultados con espesores de capa del orden de 6 ft, y resistividades de 80-100 Ohm-m, según los pozos de referencia.

A iniciar perforación se empezó a perforar aumentando la inclinación de manera rápida teniendo en cuenta la proyección hecha que definió que el pozo se encontraba cerca de la base. Una vez los sensores estuvieron fuera del casing se monitorearon las respuestas de las curvas, que mostraron las respuestas esperadas de acuerdo a los modelos generados, donde los valores de resistividad alcanzan los 100 Ohm-m y se tienen valores bajos de gamma ray entre 30 y 60 api.

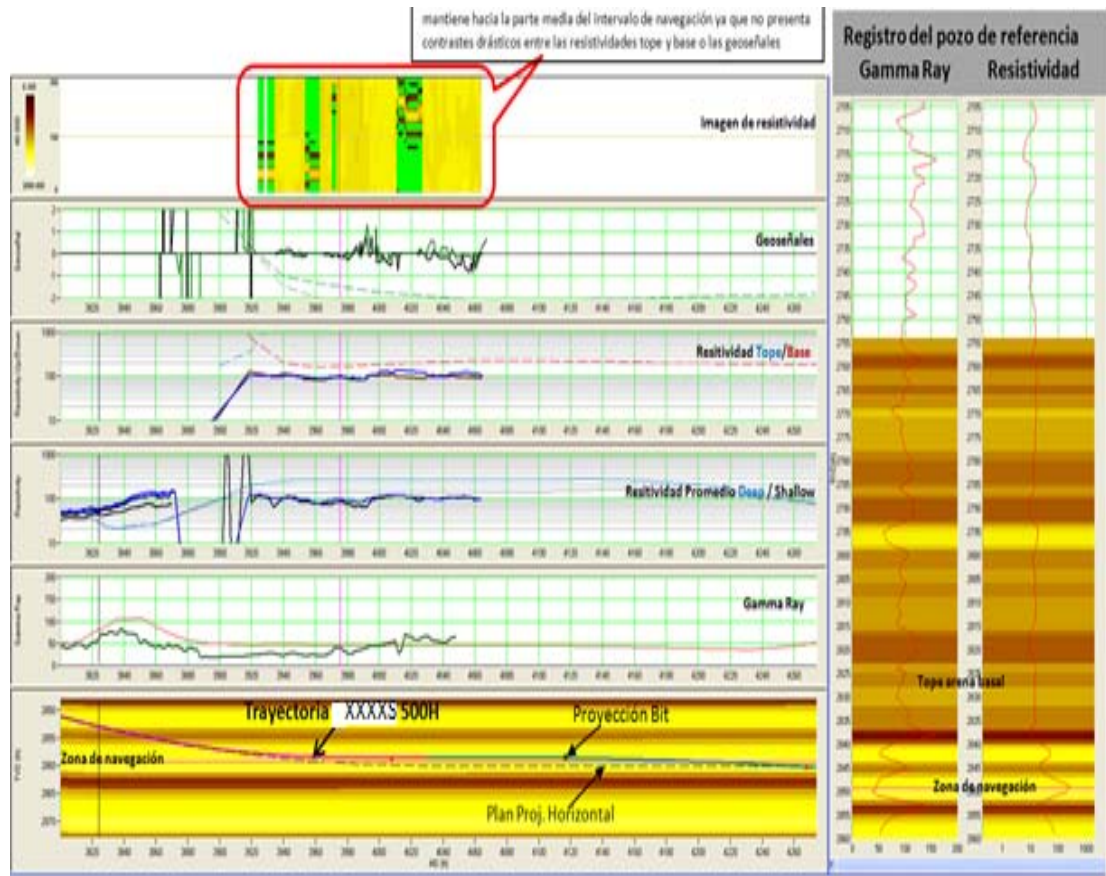
El modelo a 4125' MD después de iniciar la perforación se puede observar en la figura 60. Al comienzo de la sección horizontal se observaron comportamientos en las curvas que evidenciaron la entrada a la zona con mejores propiedades. En ese punto de la perforación se recomendó mantener el pozo 1ft TVD por debajo del plan Horizontal debido a la proyección de las capas en el modelo, buscando posicionar el pozo al tope del intervalo con mejores resistividades.

Figura 60. Modelos de geonavegación para el pozo XXXXS 500H a 4125' MD. A: Modelo basado en el pozo de referencia XXXXS 282. B: Modelo basado en el pozo de referencia XXXXS 283.

A:



B:

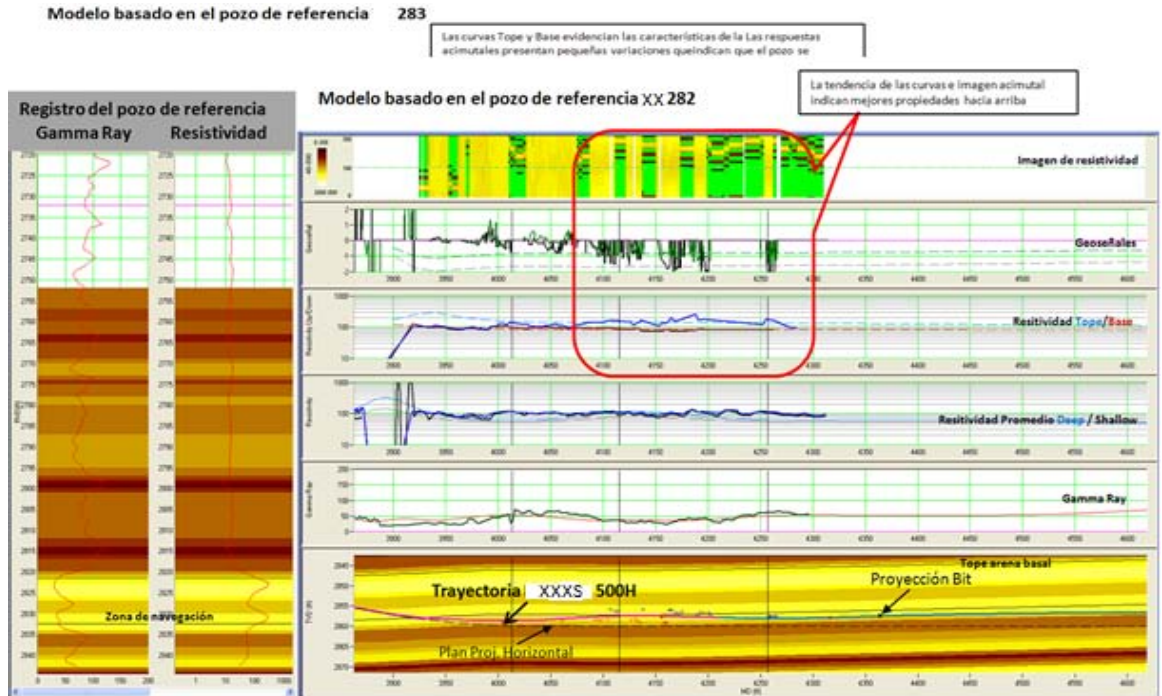


Fuente: Halliburton Sperry Drilling – Stratasteer 3D®

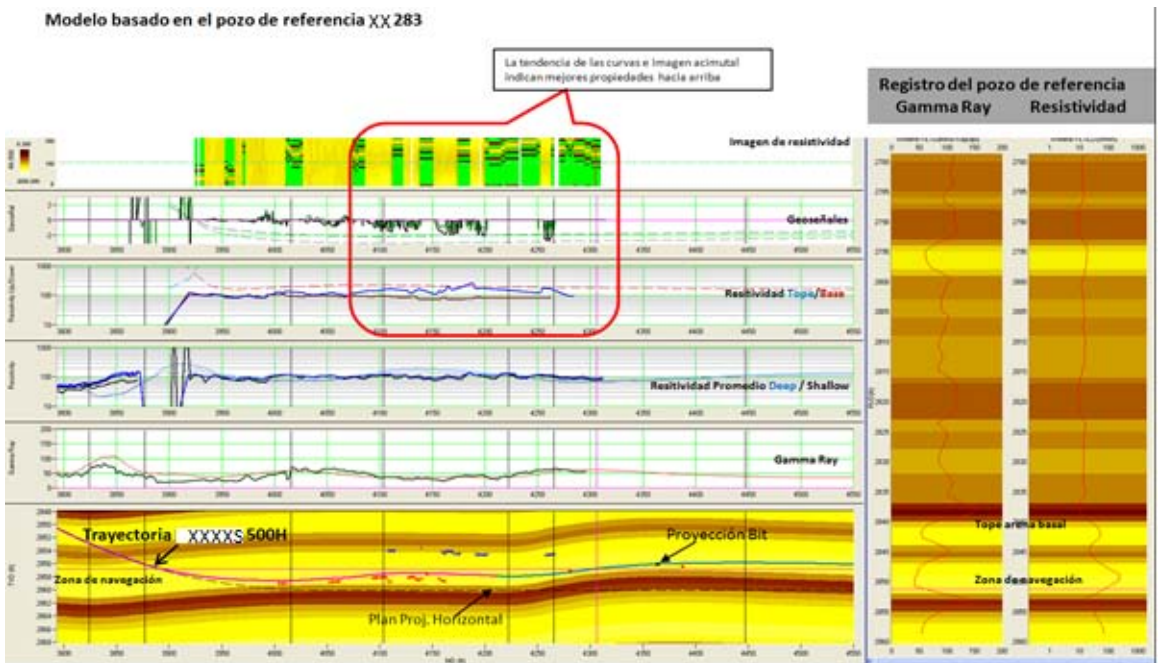
A partir de 4070' MD las curvas azimutales empezaron a indicar que la parte superior presentaba resistividades un poco más altas comparadas con las resistividades hacia abajo, mientras el pozo se mantenía dentro del objetivo con lecturas promedio de resistividad de 100 ohm-m, y un intervalo de gamma ray entre 30 y 60 api. Al estar perforando a 4363' MD se proyectaba una profundidad de 2857' TVD, por lo tanto se recomendó subir el TVD y posicionar el pozo entre 2855' y 2856' TVD. En la figura 61 es posible observar el modelo en este punto de la perforación.

Figura 61. Modelos de geonavegación para el pozo XXXXS 500H a 4363' MD. A: Modelo basado en el pozo XXXXS 282. B: Modelo basado en el pozo XXXXS 283.

A:



B:

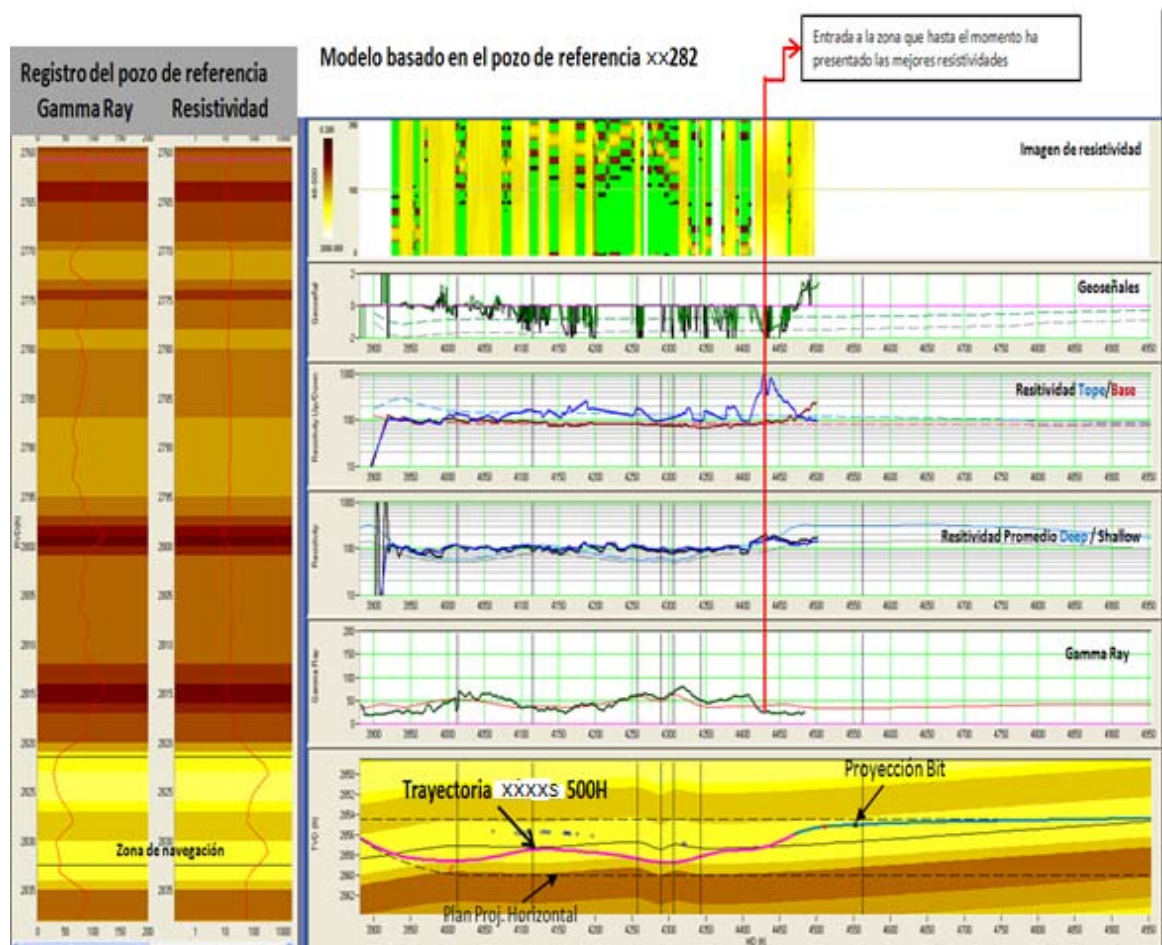


Fuente: Halliburton Sperry Drilling – Stratasteer 3D®

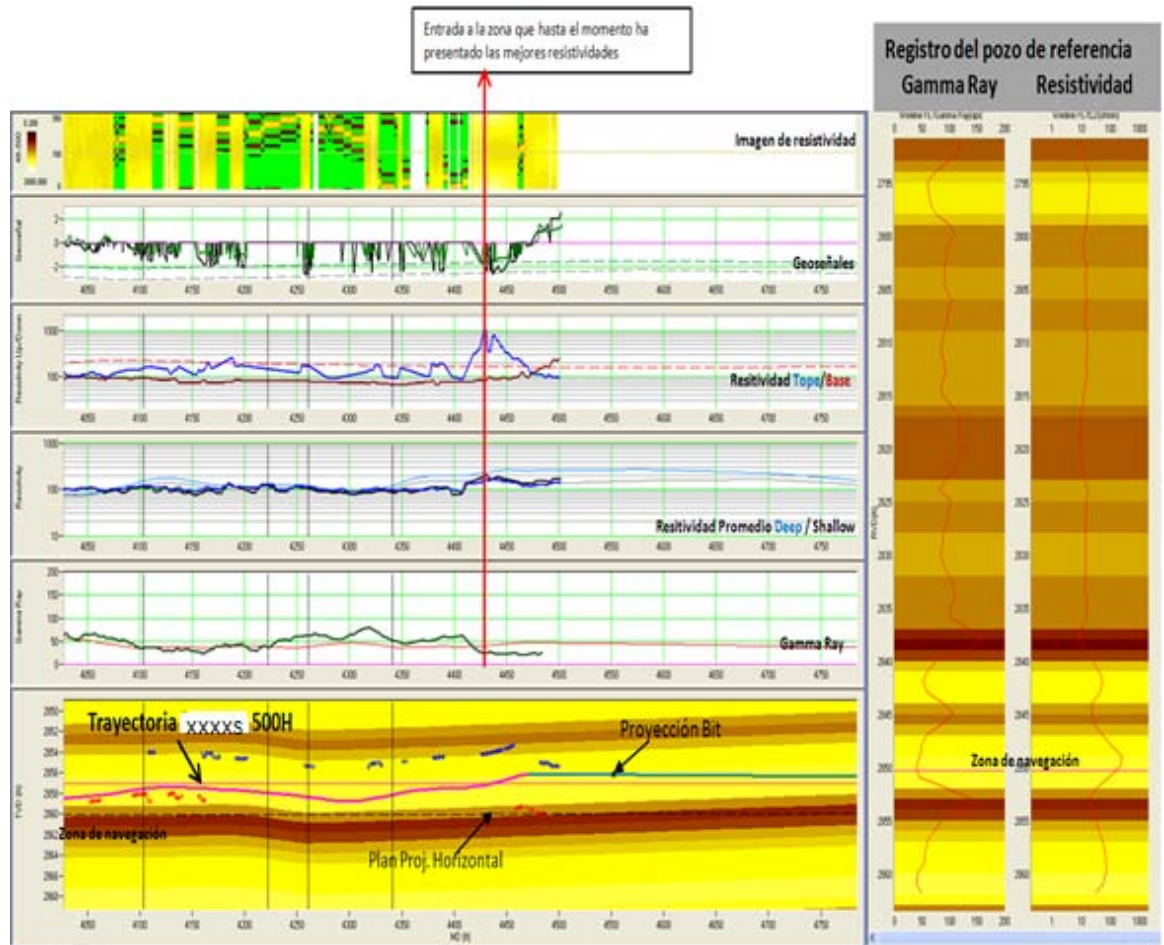
A una profundidad de 4552' MD se detiene perforación para dar lugar al viaje corto programado. Hasta esta profundidad se perfora tratando de subir el TVD del pozo, sin embargo por la tendencia de la formación se nota en la trayectoria que se alcanza a bajar un poco antes de poder ubicar la trayectoria entre la parte media y el tope de la zona de navegación. A 4425' MD se observa un efecto de polarización de la resistividad azimuthal dirigida hacia arriba, indicando la entrada a la zona con mejores resistividades. La imagen de resistividad y las demás variables confirman el cambio dado. La figura 62 A y B presenta los modelos a la profundidad mencionada.

Figura 62. Modelos de geonavegación para el pozo XXXXS 500H a 4552' MD. A: Modelo basado en el pozo de referencia XXXXS 282. B: Modelo basado en el pozo de referencia XXXXS 283.

A:



B:



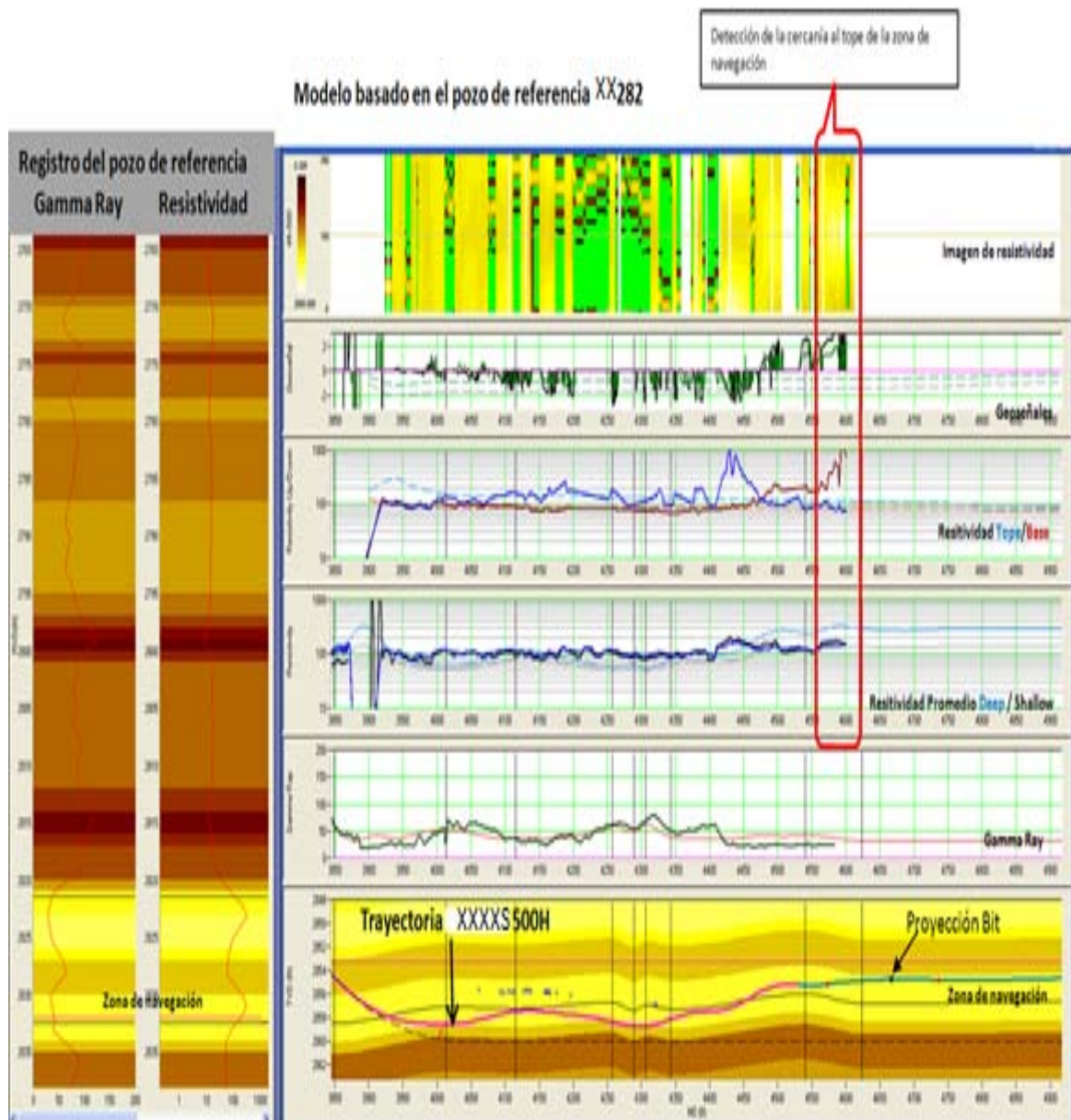
Fuente: Halliburton Sperry Drilling – Stratasteer 3D®

De acuerdo al modelo, la estructura presenta un buzamiento muy bajo, sin embargo localmente se estimó que el pozo iría updip (buzamiento arriba), debido al buzamiento aparente de la capa en la dirección de la trayectoria del pozo. A 4550' MD las curvas azimutales cambiaron rápidamente indicando la cercanía del tope de la zona de interés, la cual se esperaba se encontrara a mayor distancia. Debido a esto se interpretó que debido a los pequeños cambios locales en el buzamiento, que inicialmente se estimaron hacia arriba, la trayectoria alcanzó rápidamente el tope del intervalo; debido a esto se recomendó bajar el TVD para evitar salir del reservorio. La figura 63 A y B presenta el modelo a una profundidad

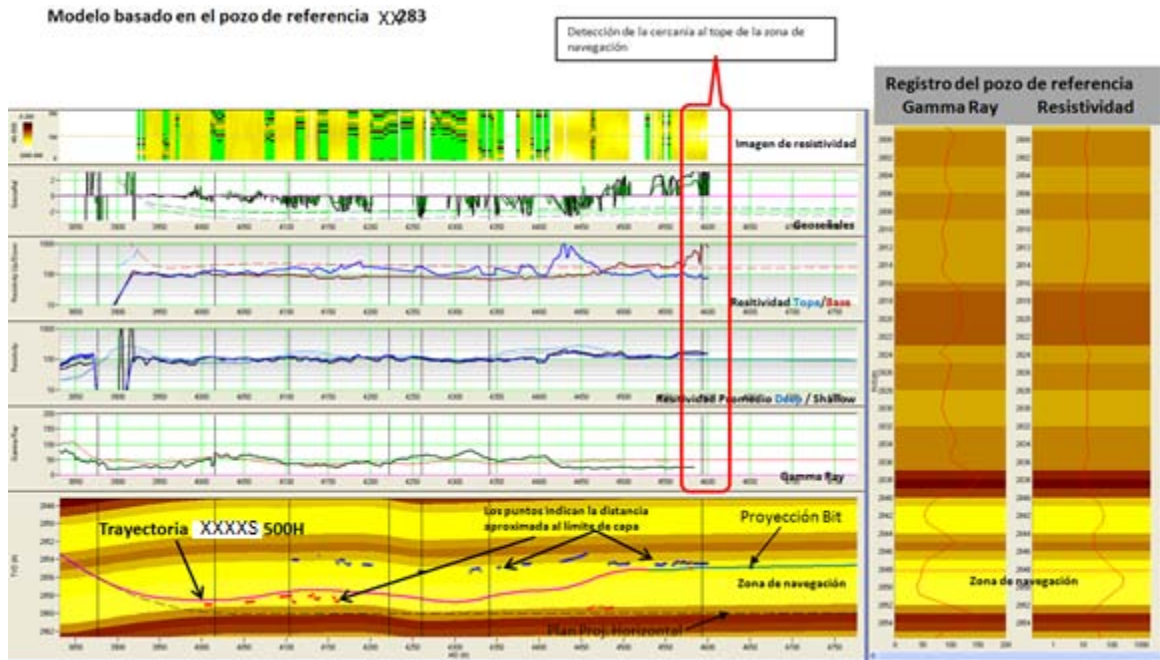
de 4651' MD, donde se observan los cambios en las curvas e imagen de resistividad al acercarse al tope del intervalo.

Figura 63. Modelos de geonavegación para el pozo XXXXS 500H a 4651' MD. A: Modelo basado en el pozo de referencia XXXXS 282. B: Modelo basado en el pozo de referencia XXXXS 283.

A:



B:



Fuente: Halliburton Sperry Drilling – Stratasteer 3D®

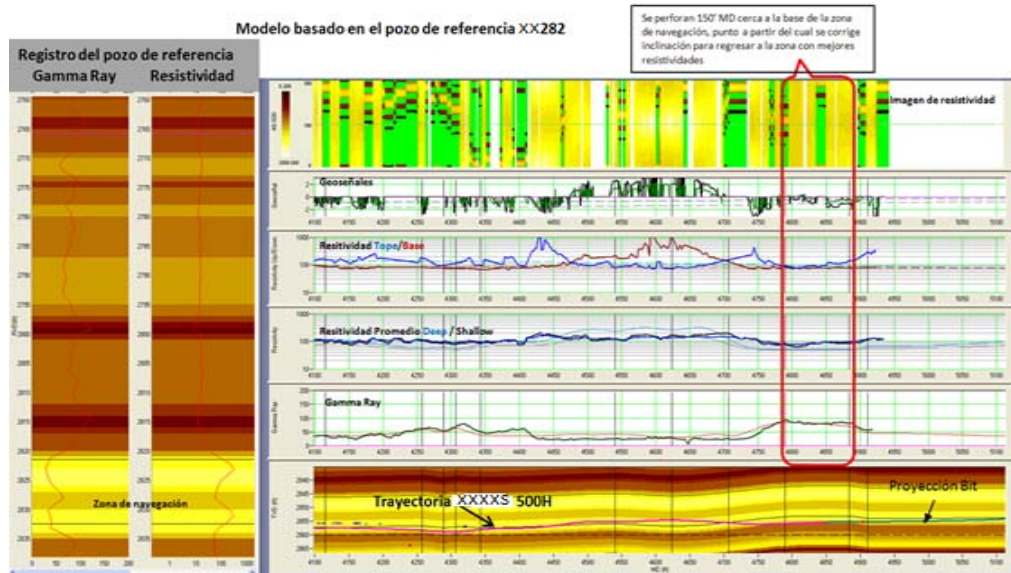
Al hacer la corrección recomendada a la trayectoria nuevamente con rapidez es detectada la base del intervalo, el buzamiento de la capa a partir de 4650' MD vuelve a tener el comportamiento inicial y hace que el pozo baje estratigráficamente al mantener el mismo TVD de navegación. Además de los cambios locales en el buzamiento aparente está asociado el ambiente sedimentario, que por ser de tipo fluvial da la posibilidad de que se tengan cambios laterales de facies y espesor de las capas, lo cual en este punto puede contribuir a la validez de la interpretación.

Al hacer la corrección de la trayectoria, a partir de 4750' MD los valores de gamma ray aumentan hasta 80 api y la resistividad disminuye hasta 80 Ohm-m, esto se debe a que se alcanza a tocar la base del intervalo, sin embargo después de 150' MD y siguiendo la recomendación de levantar la inclinación, el pozo regresa a la

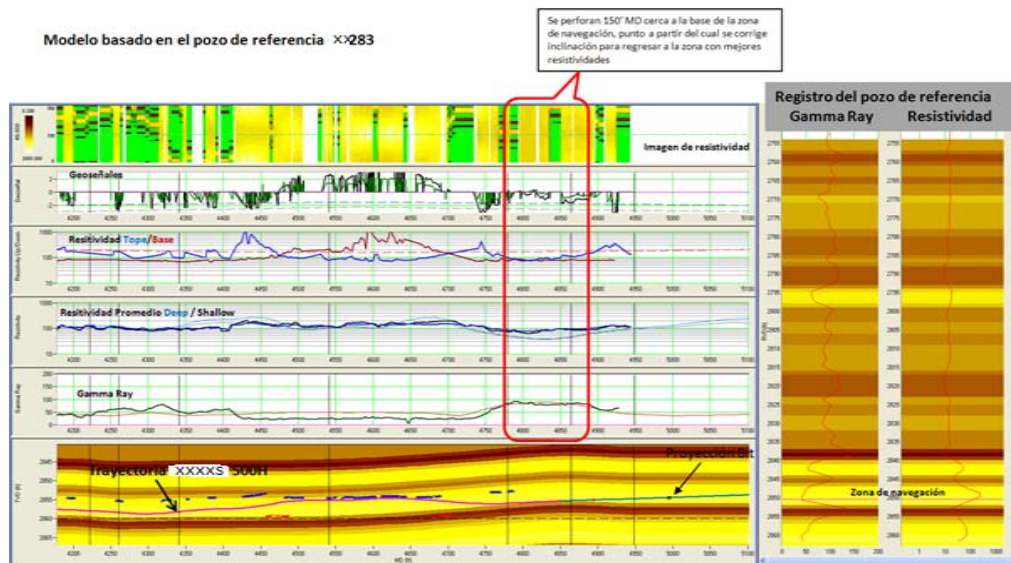
mejor zona con lecturas de gamma ray bajo y resistividades mayores a 100 Ohm-m. (Ver figura 64 A y B).

Figura 64. Modelos de geonavegación para el pozo XXXXS 500H a 4995' MD. A: Modelo basado en el pozo de referencia XXXXS 282. B: Modelo basado en el pozo de referencia XXXXS 283.

A:



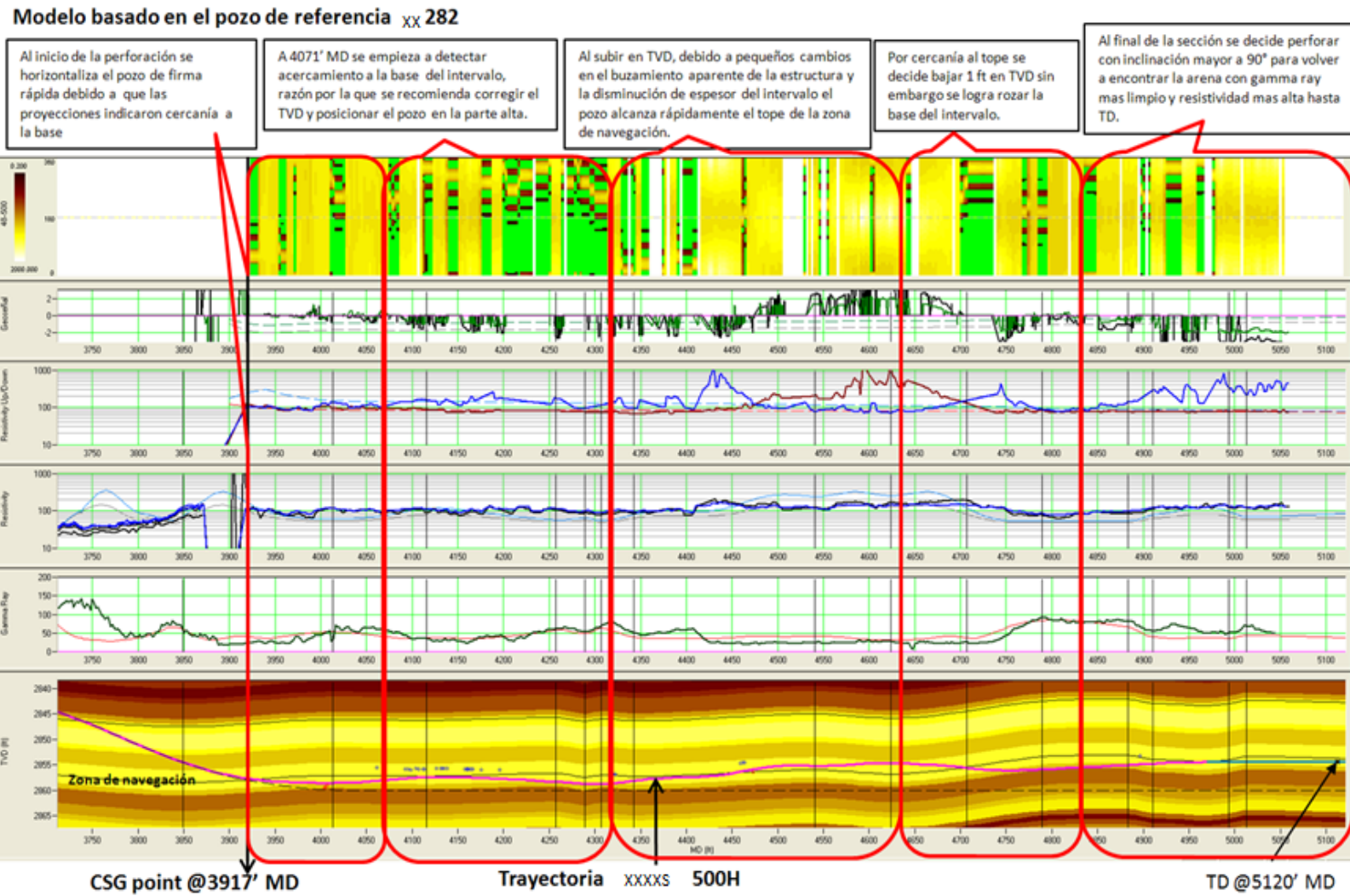
B:



Fuente: Halliburton Sperry Drilling – Stratasteer 3D®

Al final de la sección se decide perforar con inclinación mayor a 90° para volver para mantener la trayectoria en la zona de interés. Se declara TD del pozo a 5120' MD, profundidad a la cual se detiene el pozo debido a situaciones operacionales. Se perforó la sección horizontal del pozo de acuerdo a la interpretación y el trabajo en equipo del personal involucrado. El pozo se mantuvo dentro de la zona de navegación definida inicialmente (arenas C2) para la cual se estima un espesor de 5' TVD que disminuye a medida que se perfora alcanzando hasta 3' TVD en algunos sectores. La figura 65 A y B presenta los modelos finales de acuerdo a cada pozo de referencia.

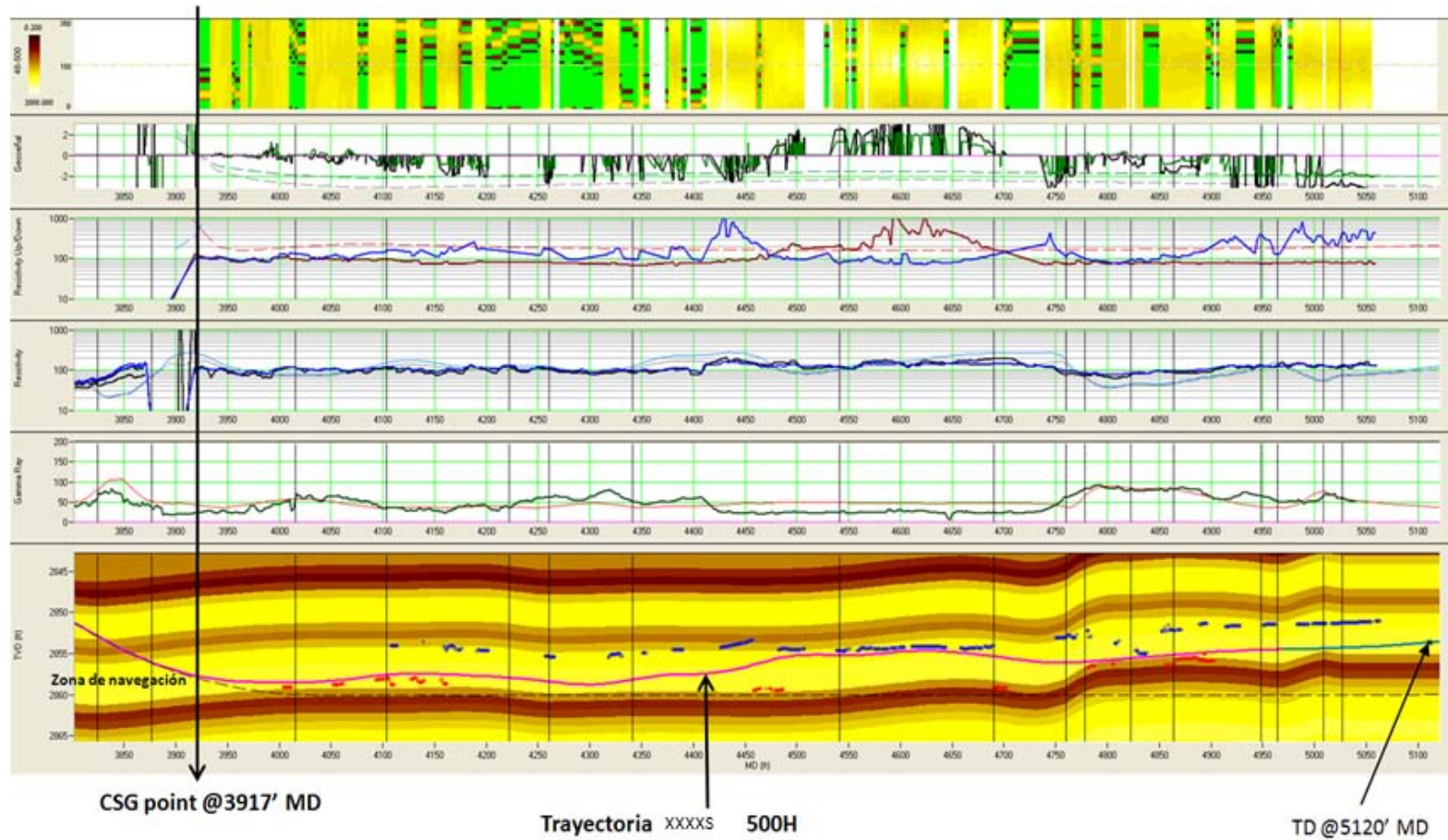
Figura 65 A. Modelo de geonavegación a TD: 5120' MD para el pozo XXXXS 500 H basado en el pozo XXXXS 282



Fuente: Halliburton Sperry Drilling – Stratasteer 3D®

Figura 65 B. Modelo de geonavegación a TD: 5120' MD para el pozo XXXXS 500 H basado en el pozo XXXXS 283

Modelo basado en el pozo de referencia xx 283



Fuente: Halliburton Sperry Drilling – Stratasteer 3D®

8.2.4 Conclusiones de la geonavegación del pozo XXXXS – 500H

- Se perforaron 1203' MD dentro de las Arenas C2.
- Se obtuvo una sección horizontal donde la mayor parte presenta resistividades del orden de 100 Ω m. El Gamma Ray de toda la sección horizontal presenta variaciones entre 20 – 80 API, donde la mayor parte de la sección tiene valores del orden de 30 unidades API.
- Las Arenas C2, objetivo de este pozo, presentan variaciones laterales y cambios de espesor evidenciados en las diferencias de los pozos utilizados como referencia para la generación de modelos y que se observan al perforar el pozo y obtener las resistividades azimutales.
- La distancia del sensor a la broca no es una limitante debido a que la profundidad de investigación de la herramienta se pueden hacer proyecciones certeras más allá de esta.
- Las recomendaciones para modificar la trayectoria dadas durante la perforación se hicieron teniendo en cuenta todas las curvas especialmente las resistividades azimutales y geoseñales.
- Las curvas de resistividad azimutal presentaron efectos normales debido al escenario geológico, tal como la polarización, permitiendo identificar la dirección de las zonas con mejores resistividades, controlar los límites de capa y perforar de acuerdo a lo observado optimizando el posicionamiento del pozo.

8.3 XXXXA 103 H ST2

8.3.1 Objetivo del Geoposicionamiento. El pozo XXXXA 103H ST2 se perfora para drenar el nivel Arenas C2 pertenecientes a los niveles de origen fluvio deltaico de la Formación Carbonera. El servicio de geonavegación se utiliza para optimizar el posicionamiento del pozo en las arenas de interés. El objetivo de este trabajo es mantener el pozo cerca al tope del segundo paquete de arenas dentro del intervalo de interés buscando la zona con mejores resistividades.

Información preliminar (Tabla 4)

Tabla 4. Información preliminar

POZO	XXXXA 103H
OBJETIVO GEOLÓGICO	Arenas C2 – Zona con mejores resistividades al tope del segundo paquete del intervalo
TVD de NAVEGACIÓN PROPUESTO	2,236.9 ft TVD

Fuente: Halliburton Sperry Drilling - Geosteering Services

8.3.2 Pre-Modelamiento. Se realiza el modelo preliminar usando la información del pozo de referencia seleccionado Coordenadas Elevaciones Survey Archivos LAS (GR, Res) La información se presenta en la tabla 5:

Tabla 5. Información del pozo de referencia

POZO	XXXXA 45	XXXXA 103 H Pilot
Objetivo	Arenas C2	Arenas C2
LOGS	Gamma Ray, Resistividad	Gamma Ray, Resistividad
Superficies utilizadas	Superficie plana	Superficie plana

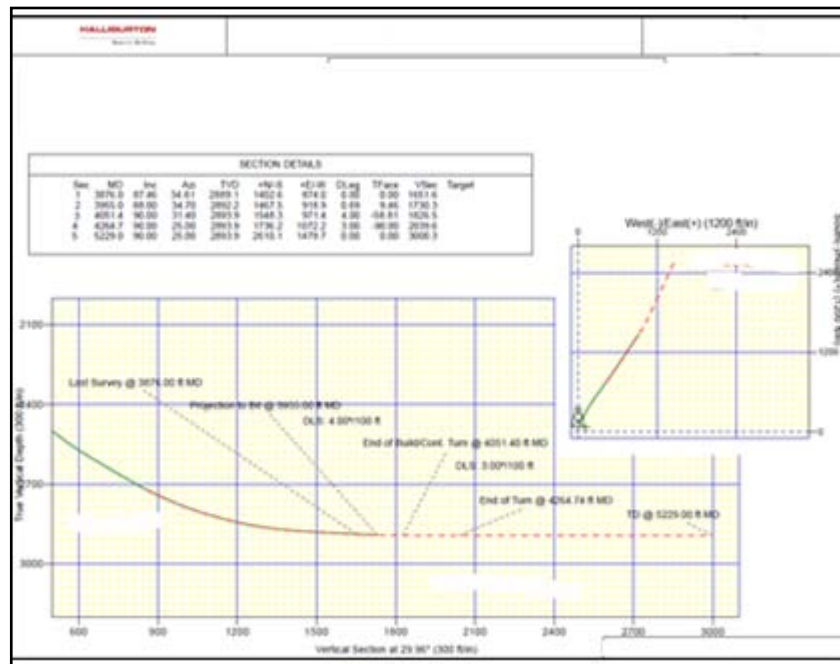
Fuente: Halliburton Sperry Drilling - Geosteering Services

El procesamiento de la información para implementar el servicio de geonavegación se realizó usando el software *StrataSteer® 3D*, el cual utiliza el sistema INSITE como base de datos principal.

Se hace el análisis del modelo de acuerdo al plan direccional que será utilizado como guía para la perforación, teniendo en cuenta que puede variar dependiendo de la interpretación hecha de acuerdo a las respuestas de los diferentes sensores en fondo.

En la figura 66 se observa la vista en planta y el perfil del plan Proyección Horizontal.

Figura 66. Plan Proyección Horizontal para el pozo XXXXA 103H



Fuente: Halliburton Sperry Drilling – Well Planning & support

De acuerdo al análisis de espesores esperados para la arena de interés y la zona de navegación, se eligieron los grupos de resistividades y geoseñales que serían pulsadas en tiempo real por la herramienta de ADR. (Tabla 6).

Tabla 6. Variables a pulsar en RT de la herramienta ADR para el pozo XXXXA 103H ST2

	Lista A	Rt=100 Ω m DOI	Lista B:	Rt=100 Ω m DOI
Res Imagen:	48" – 500 KHz	5 ft.	82" - 500 KHz	8 ft.
Res Avg:	32" – 2 MHz	3.2 ft.	32" – 500 KHz	3.8 ft.
Geoseñal:	80" – 500 KHz	7.6 ft.	96" – 500 KHz	8.5 ft.
Geoseñal:	112" – 500 KHz	9.4 ft.	112" – 500 KHz	9.4 ft.

Fuente: Halliburton Sperry Drilling - Geosteering Services

Los registros del pozo de referencia visualizados en el software StrataSteer[®] 3D, se pueden observar en la figura 67, donde se identifica la zona de interés en las arenas C2 a navegar para cada pozo de referencia. En la columna presentada los colores de las diferentes capas obedecen a los valores de Gamma Ray, donde el color amarillo claro coincide con valores bajos de Gamma Ray el color café oscuro con valores altos.

Figura 67. Registros de los Pozos XXXXA 45, XXXXA 103H Piloto utilizados para el modelo de geonavegación.

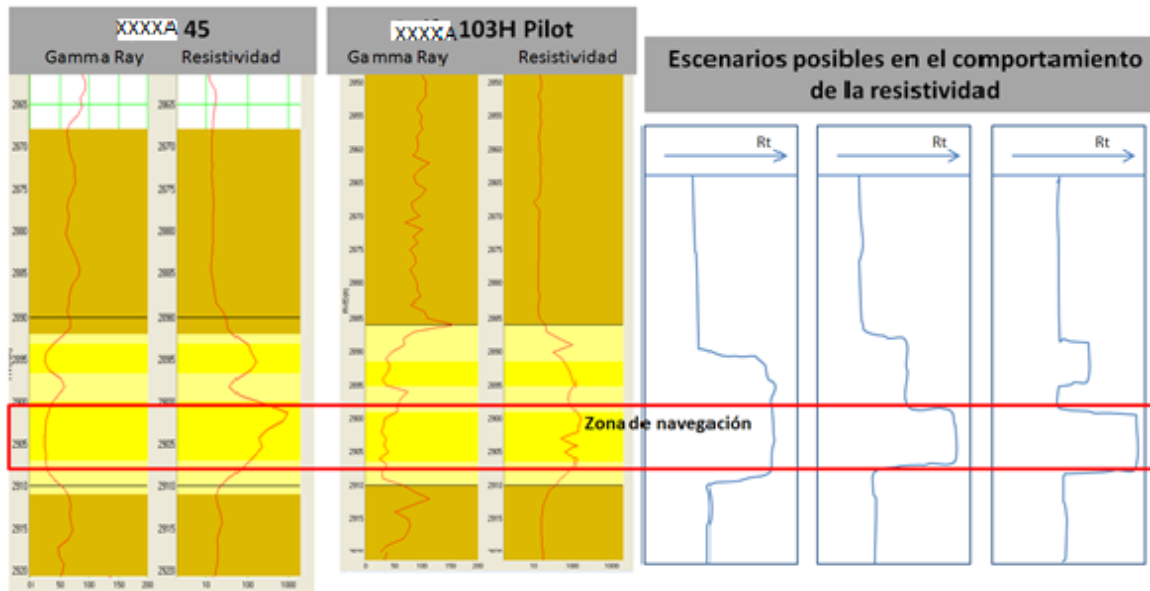


Fuente: Halliburton Sperry Drilling - Geosteering Services

Según lo observado en los registros existen variaciones en las propiedades de la arena lo cual es tenido en cuenta para lograr los objetivos del pozo.

En la fase de premodelamiento se revisa el rango de resistividades de acuerdo a los tres pozos de referencia, resultando en diferentes escenarios. La figura 68 presenta las diferentes posibilidades tenidas en cuenta durante el premodelamiento.

Figura 68. Registros de los Pozos XXXXA 45, XXXXA 103H Piloto y la comparación con diferentes comportamientos de resistividad



Fuente: Halliburton Sperry Drilling - Geosteering Services

El ajuste de los modelos preliminares y las diferentes correlaciones permiten seleccionar como modelo principal para el monitoreo y geonavegación entiendo real el pozo XXXXA 45, manteniendo un control permanente con el modelo basado en el pozo XXXXA 103H Piloto, esto debido a los tipos de variaciones observados en la arena y para poder tener un escenario con variaciones en las propiedades de resistividad a medida que se profundiza estratigráficamente.

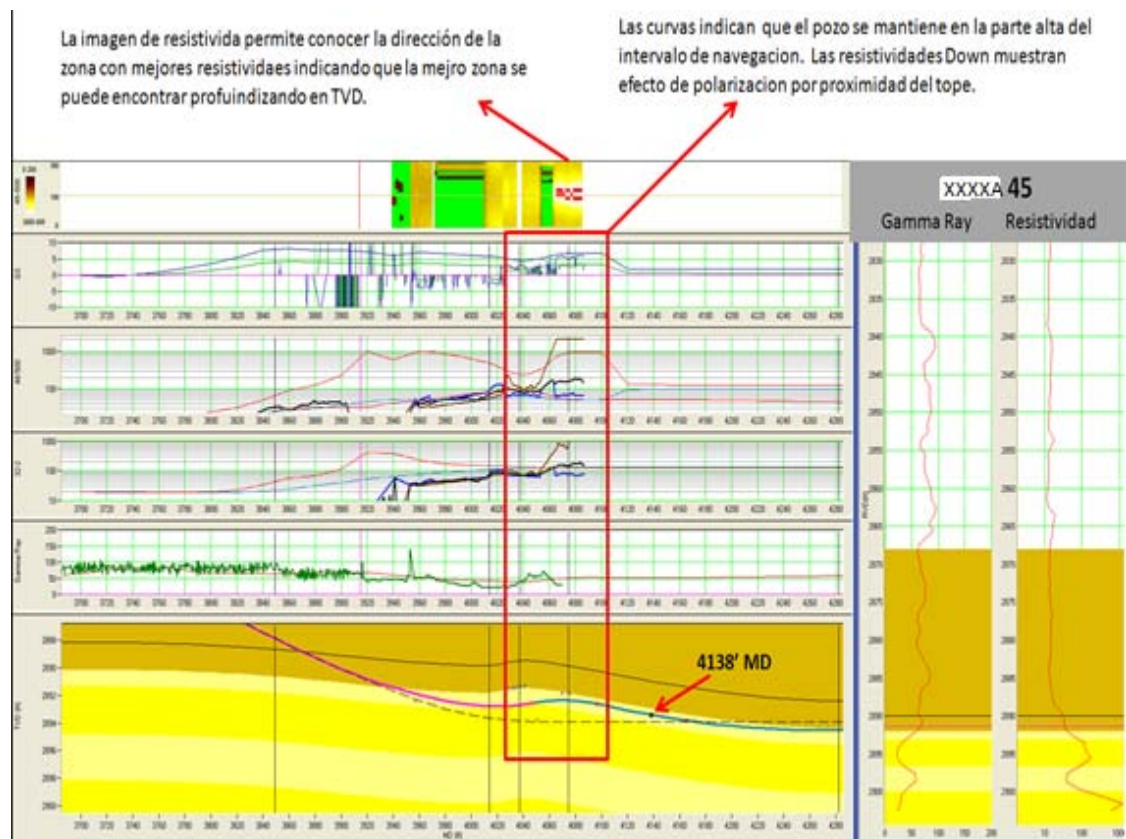
8.3.3 Geoposicionamiento en tiempo real. La perforación se inicia a partir de 3940 ft MD, ubicación de la zapata; pulsando la lista de variables (Lista A) configurada para obtener resultados con espesores de capa del orden de 7 ft, y resistividades de 200 Ohm-m, según los pozos de referencia.

Una vez los sensores estuvieron fuera del casing se monitorearon las respuestas de las curvas, inicialmente al tomar survey por fuera del casing se tuvo una

separación de 1.4' TVD por encima, esto posicionó el pozo por encima de la zona donde quería ser navegado, pero dentro de la arena; debido a esto se recomendó tumbar la inclinación.

El modelo a 4138' MD después de iniciar la perforación se puede observar en la figura 69. Al comienzo de la sección horizontal se observaron comportamientos en las curvas que evidenciaron el aumento de resistividades a medida que se profundiza en TVD, sin embargo a partir de 4060' MD se observa la polarización de la resistividad hacia abajo por proximidad al tope de la zona de interés.

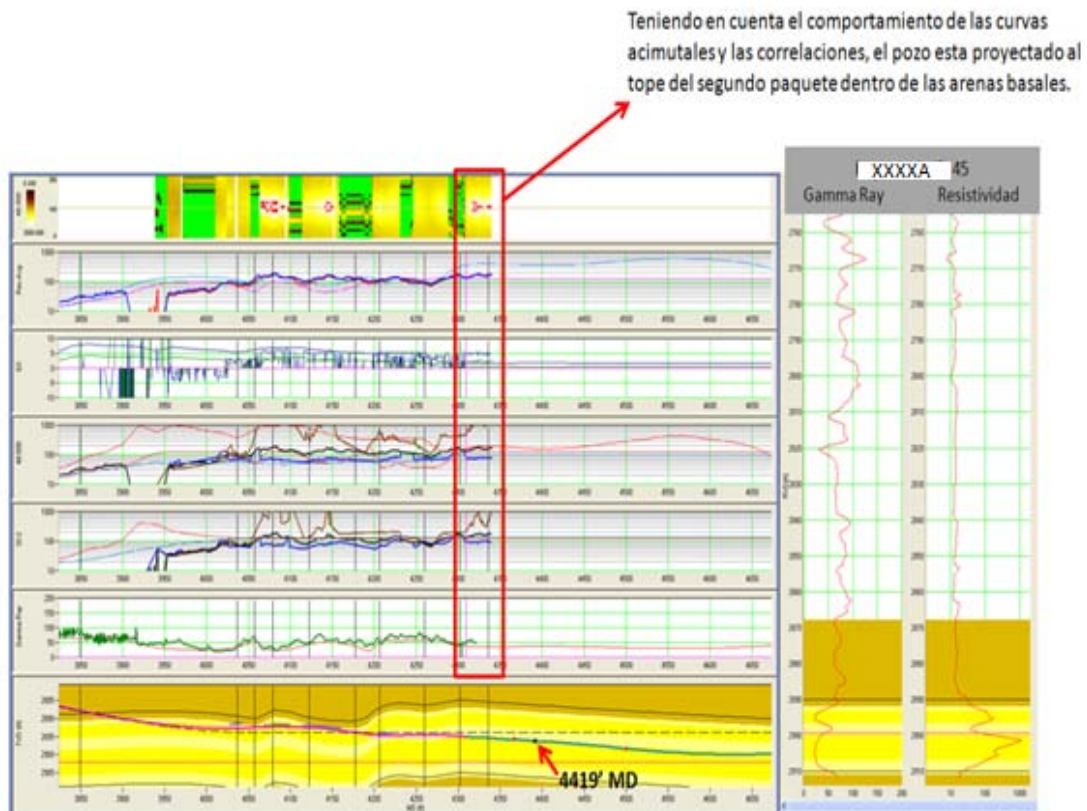
Figura 69. Modelos de geonavegación para el pozo XXXXA 103H ST2 a 4138' MD



Fuente: Halliburton Sperry Drilling – Stratasteer 3D®

A 4262" MD el pozo continúa proyectándose cerca el tope de la arena a pesar del trabajo direccional, por lo cual se indica bajar la trayectoria en TVD para posteriormente horizontalizar la trayectoria alcanzando hasta un máximo de 2898' TVD, controlando con las curvas azimutales cambios en el buzamiento y/o características de la arena. En la figura 70 se observa el modelo a 4419' MD se proyecta el pozo al tope de la zona de interés siendo este el segundo paquete de arenas dentro de las arenas C2.

Figura 70. Modelos de geonavegación para el pozo XXXXA103H ST2 a 4419' MD.



Fuente: Halliburton Sperry Drilling – Stratasteer 3D®

El marcador que divide el primer y segundo paquete de arena dentro de las arenas C2, el cual se esperaba con un espesor aproximado de 5' TVD, se encontró y se

atravesó rápidamente lo cual permite tener un cálculo aproximado de 1.5' TVD de espesor para este paquete.

A 4580' MD se recomienda subir el TVD a 2895' para posicionar el pozo más cerca al tope del segundo intervalo, ya que las proyecciones en el modelo indicaban que se estaba perforando entre el tope y la parte media de la arena, dentro del segundo intervalo de las arenas C2. Ver figura 71.

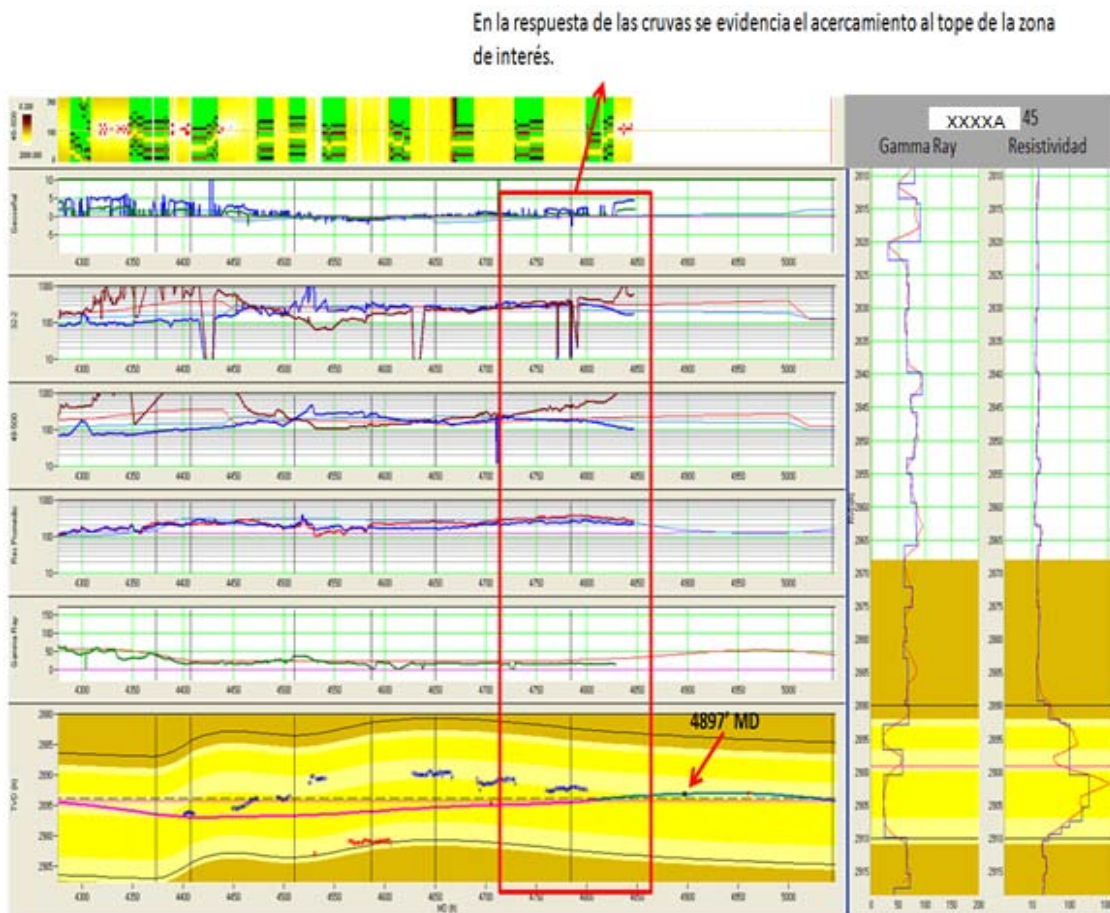
Figura 71. Modelo de geonavegación generado a 4580' MD para el pozo XXXXA 103H ST2.



Fuente: Halliburton Sperry Drilling – Stratasteer 3D®

Se continuó con la recomendación de subir y luego de indicarse una TVD target de 2894' debido a las variaciones observadas en la estructura, se recomienda subir 1' adicional hasta 2893' TVD, donde las curvas azimutales evidencian mayor proximidad a intervalo superior de la arena, la figura 72 permite observar la polarización de la curva de resistividad Down y las geoseñales en el modelo. A partir de ese punto se mantuvo el pozo cerca al tope del intervalo para asegurar la distancia respecto al OWC.

Figura 72. Modelos de geonavegación para el pozo XXXXA 103H ST2 a 4897' MD.



Fuente: Halliburton Sperry Drilling – Stratasteer 3D®

A partir de 4995' MD la curva de gamma aumenta a valores entre 70 – 80 api, confirmando el acercamiento rápido a la capa por encima de la zona de navegación. Se recupera el posicionamiento dentro del intervalo de interés a 5033' MD, donde se mantiene hasta TD.

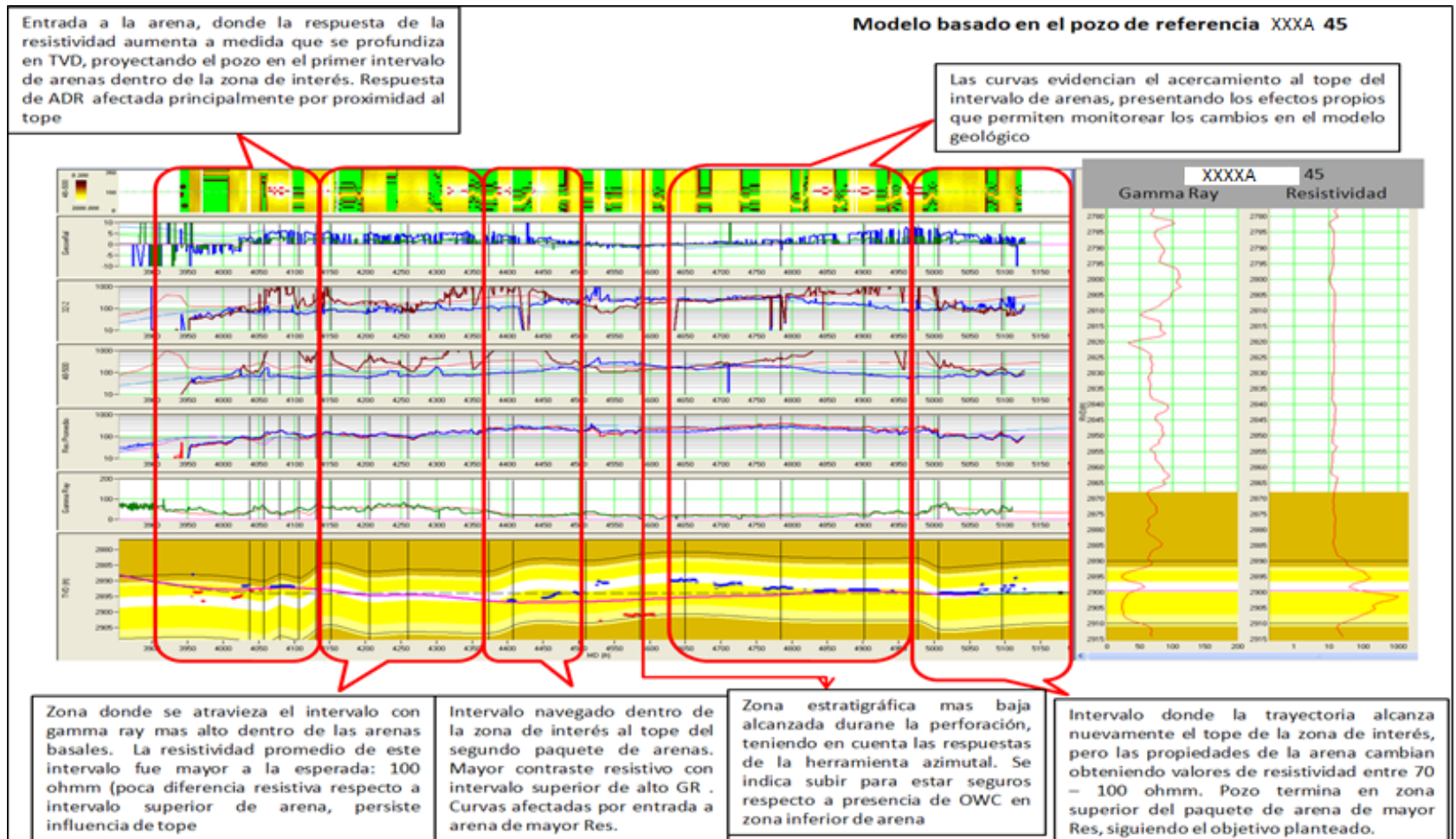
Se alcanza TD a 5178' MD, con una proyección a fondo de 2895.9' TVD. El pozo termina después de ser geo-navegado en los intervalos superior e inferior de las Arenas C2, buscando mantener la trayectoria en las mejores resistividades y controlando el tope de la zona de interés.

Se han tenido valores de gamma ray entre: 50-70 unidades API y resistividades en promedio de 100 Ohm-m para el intervalo superior de la arena, y posteriormente valores de gamma ray en promedio de 20api con resistividades entre 170 y 250 Ohm-m.

A 4995' MD se vuelve a tener acercamiento al tope de la zona de interés donde anteriormente se presentaron buenas resistividades, sin embargo la arena pierde sus propiedades y los valores de resistividad promedio empiezan a ser menores (100 Ohm-m).

La herramienta azimutal ha permitido identificar la dirección de las zonas con mejores resistividades, controlar los límites de capa y perforar de acuerdo a lo observado, optimizando el posicionamiento del pozo. En la figura 73 se muestra el modelo y los detalles de la perforación y el posicionamiento a TD.

Figura 73. Modelo de geonavegación a TD: 5178' MD @2895.9' TVD, para el pozo XXXXA 103H ST2 basado en el pozo XXXXA 45



Fuente: Halliburton Sperry Drilling – Stratasteer 3D®

8.3.4 Conclusiones de la Geonavegación del Pozo XXXXA – 103H ST2

- Se perforaron 1238' MD dentro de las Arenas C2.
- Se obtuvo una sección horizontal dentro de las arenas C2 en dos intervalos donde el primer intervalo presenta valores de gamma ray entre 50 y 70 api y la resistividad promedio es 100 Ohm-m; y donde el segundo intervalo presenta en promedio valores de 20 api y resistividades entre 170 y 250 Ohm-m.
- Hacia el final de la sección horizontal se observan variaciones en las propiedades de la arena la cual disminuye los valores de resistividad entre 70 – 100 Ohm-m.
- La distancia del sensor a la broca no es una limitante debido a que la profundidad de investigación de la herramienta se pueden hacer proyecciones certeras más allá de esta.
- Las recomendaciones para modificar la trayectoria dadas durante la perforación se hicieron teniendo en cuenta todas las curvas especialmente las resistividades azimutales y geoseñales.
- Las curvas de resistividad azimutal presentaron efectos normales debido al escenario geológico, tal como la polarización, permitiendo identificar la dirección de las zonas con mejores resistividades, controlar los límites de capa y perforar de acuerdo a lo observado optimizando el posicionamiento del pozo.

8.4 XXXXA 101H

8.4.1 Objetivo. El pozo XXXXA 101H se perfora para drenar el nivel Arenas C2 pertenecientes a los niveles de origen fluvio deltaico de la Formación Carbonera.

El servicio de geonavegación se utiliza para optimizar el posicionamiento del pozo en las arenas de interés. El objetivo de este trabajo es mantener el pozo cerca al tope del intervalo de interés buscando la zona con mejores resistividades. Para el caso particular se tiene un cutoff (valor objetivo) de resistividad de 100 Ohm-m.

Información preliminar (Tabla 7)

Tabla 7. Información preliminar

POZO	XXXXA 101H
OBJETIVO GEOLÓGICO	Arenas C2 – Zona con mejores resistividades al tope del intervalo
TVD de NAVEGACIÓN PROPUESTO	2,965.10 TVD

Fuente: Halliburton Sperry Drilling - Geosteering Services

8.4.2 Pre-modelamiento. Se realiza el modelo preliminar usando la información del pozo de referencia seleccionado Coordenadas, Elevaciones, Survey, Archivos LAS (GR, Res).

La información del pozo de referencia se presenta en la tabla 8:

Tabla 8. Información del pozo de referencia

POZO	XXXXA 18H	XXXXA 41	XXXXA 100H
Objetivo	Arenas C2	Arenas C2	Arenas C2
LOGS	Gamma Ray, Resistividad	Gamma Ray, Resistividad	Gamma Ray, Resistividad
Superficies utilizadas	Superficie plana	Superficie plana	Superficie plana

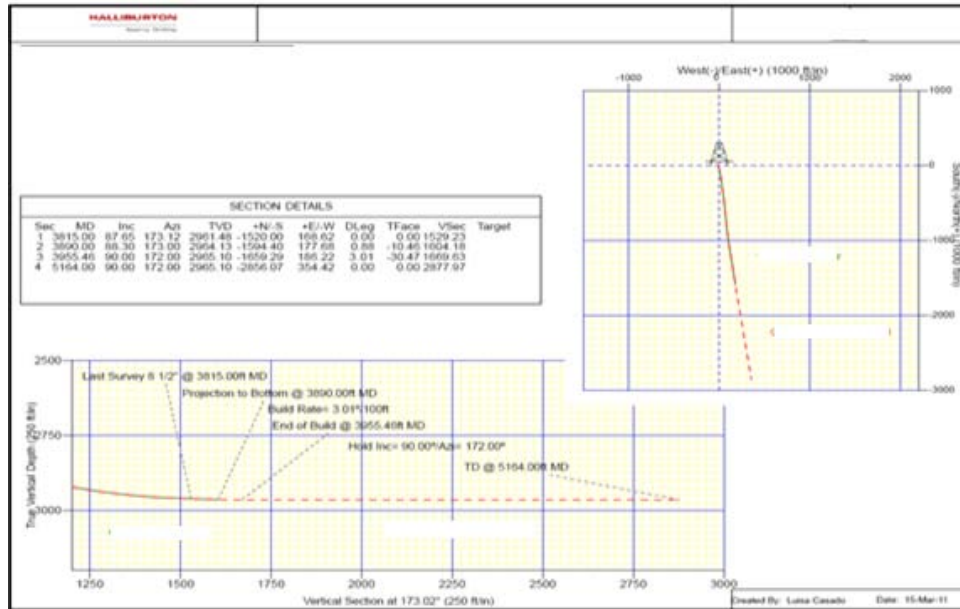
Fuente: Halliburton Sperry Drilling - Geosteering Services

El procesamiento de la información para implementar el servicio de geonavegación se realizó usando el software *StrataSteer® 3D*, el cual utiliza el sistema INSITE como base de datos principal.

Se hace el análisis del modelo de acuerdo al plan direccional que será utilizado como guía para la perforación, teniendo en cuenta que puede variar dependiendo de la interpretación hecha de acuerdo a las respuestas de los diferentes sensores en fondo.

En la figura 74 se observa la vista en planta y el perfil del plan Proyección Horizontal.

Figura 74. Plan Proyección Horizontal para el pozo XXXXA 101H.



Fuente: Halliburton Sperry Drilling – Well Planning & support

De acuerdo al análisis de espesores esperados para la arena de interés y la zona de navegación, se eligieron los grupos de resistividades y geoseñales que serían pulsadas en tiempo real por la herramienta de ADR. (Tabla 9).

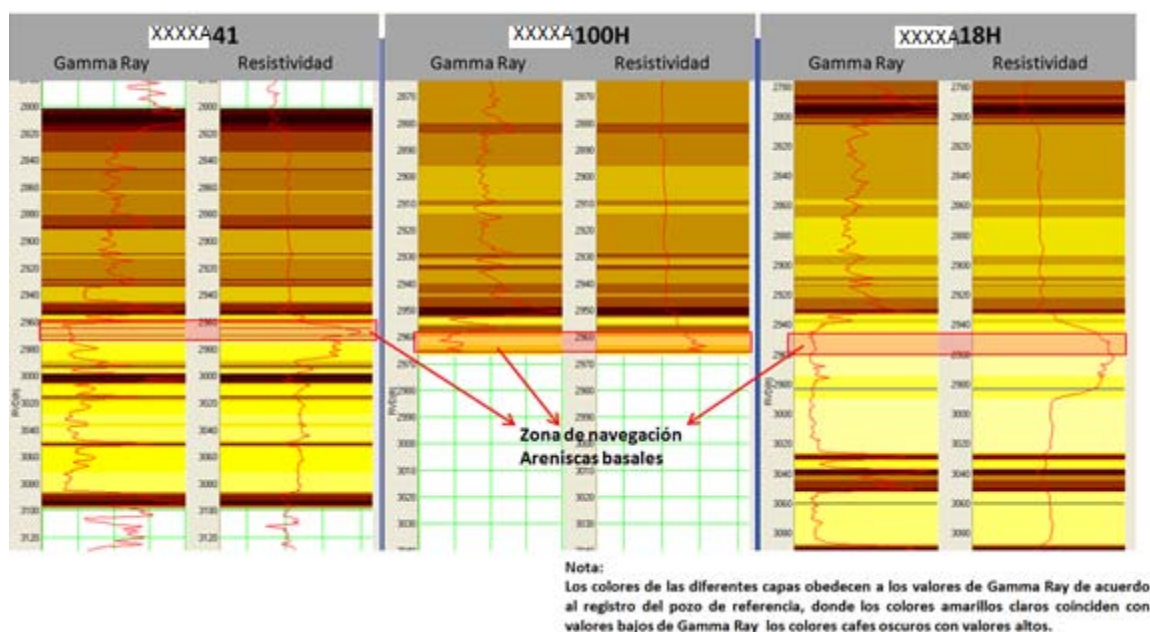
Tabla 9. Variables a pulsar en RT de la herramienta ADR para el pozo XXXXA 101H.

	Lista A	Rt=100 Ωm DOI	Lista B:	Rt=100 Ωm DOI
Res Imagen:	48" – 500 KHz	5 ft.	8"2" - 500 KHz	8 ft.
Res Avg:	32" – 2 MHz	3.2 ft.	32" – 500 KHz	3.8 ft.
Geoseñal:	80" – 500 KHz	7.6 ft.	96" – 500 KHz	8.5 ft.
Geoseñal:	112" – 500 KHz	9.4 ft.	112" – 500 KHz	9.4 ft.

Fuente: Halliburton Sperry Drilling - Geosteering Services

Los registros del pozo de referencia visualizados en el software StrataSteer® 3D, se pueden observar en la figura 75, donde se identifica la zona de interés en las arenas C2 a navegar para cada pozo de referencia. En la columna presentada los colores de las diferentes capas obedecen a los valores de Gamma Ray, donde el color amarillo claro coincide con valores bajos de Gamma Ray el color café oscuro con valores altos.

Figura 75. Registros de los Pozos XXXXA 41, XXXXA 100H y XXXXA 18H utilizados para el modelo de geonavegación



Fuente: Halliburton Sperry Drilling - Geosteering Services

Según lo observado en los registros existen variaciones en el espesor y propiedades de la arena lo cual es tenido en cuenta para lograr los objetivos del pozo.

En la fase de premodelamiento se tiene en cuenta la diferencia de espesores para las arenas C2 especialmente entre el pozo XXXXA 41 y XXXXA 18 H, y se revisa el rango de resistividades de acuerdo a los tres pozos de referencia.

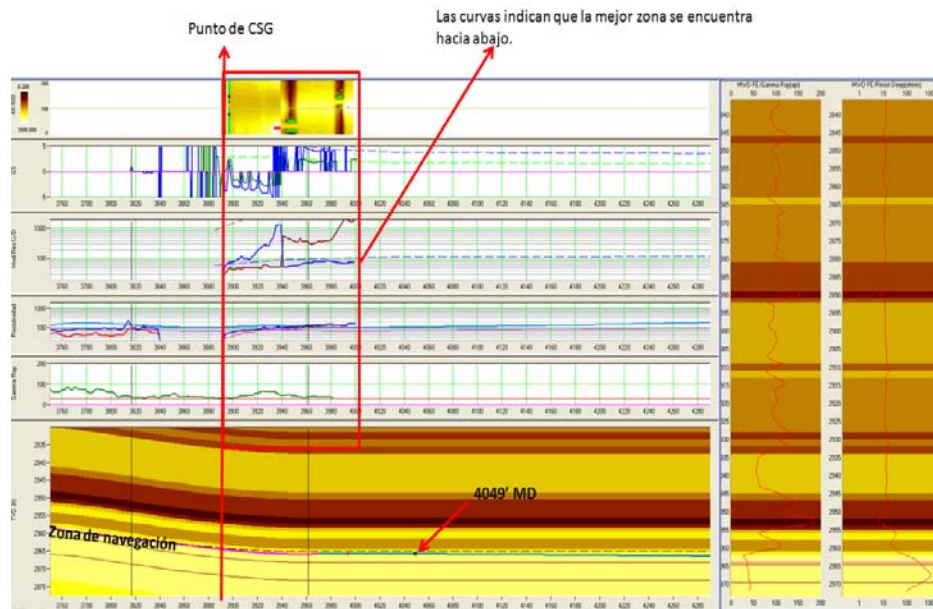
8.4.3 Geoposicionamiento en tiempo real. La perforación se inicia a partir de 3885 ft MD, ubicación de la zapata; pulsando la lista de variables (Lista A) configurada para obtener resultados con espesores de capa del orden de 10 ft, y resistividades de 100 Ohm-m, según los pozos de referencia.

Una vez los sensores estuvieron fuera del casing se monitorearon las respuestas de las curvas, que mostraron las respuestas esperadas de acuerdo al posicionamiento del pozo al tope de la arena de interés, llegando a valores de 100 Ohm-m a 3940' MD punto a partir del cual se mantuvo por encima de este valor.

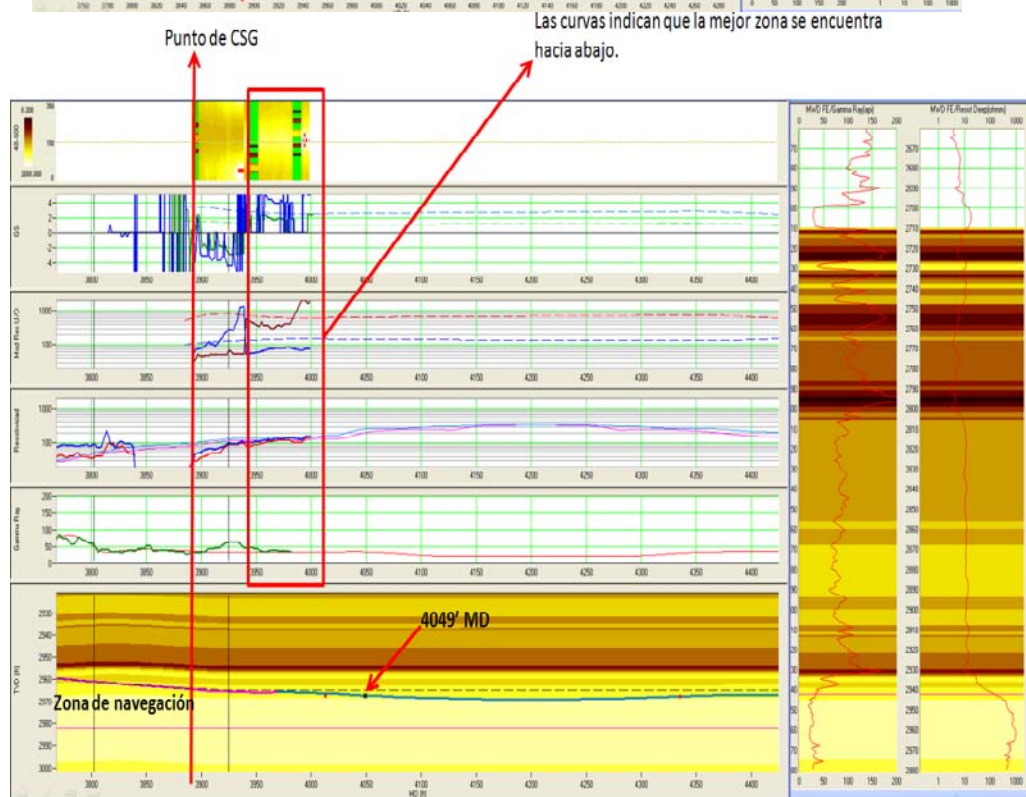
El modelo a 4049' MD después de iniciar la perforación se puede observar en la figura 76 A y B. Al comienzo de la sección horizontal se observaron comportamientos en las curvas que evidenciaron la entrada a la zona con mejores propiedades. En ese punto de la perforación se recomendó mantener el pozo 1ft TVD por debajo del plan Proyección Horizontal debido a la proyección de las capas en el modelo, buscando posicionar el pozo al tope del intervalo con mejores resistividades.

Figura 76. Modelos de geonavegación para el pozo XXXXA 101H a 4049' MD. A: Modelo basado en el pozo de referencia XXXXA 41. B: Modelo basado en el pozo de referencia XXXXA 18H.

A:



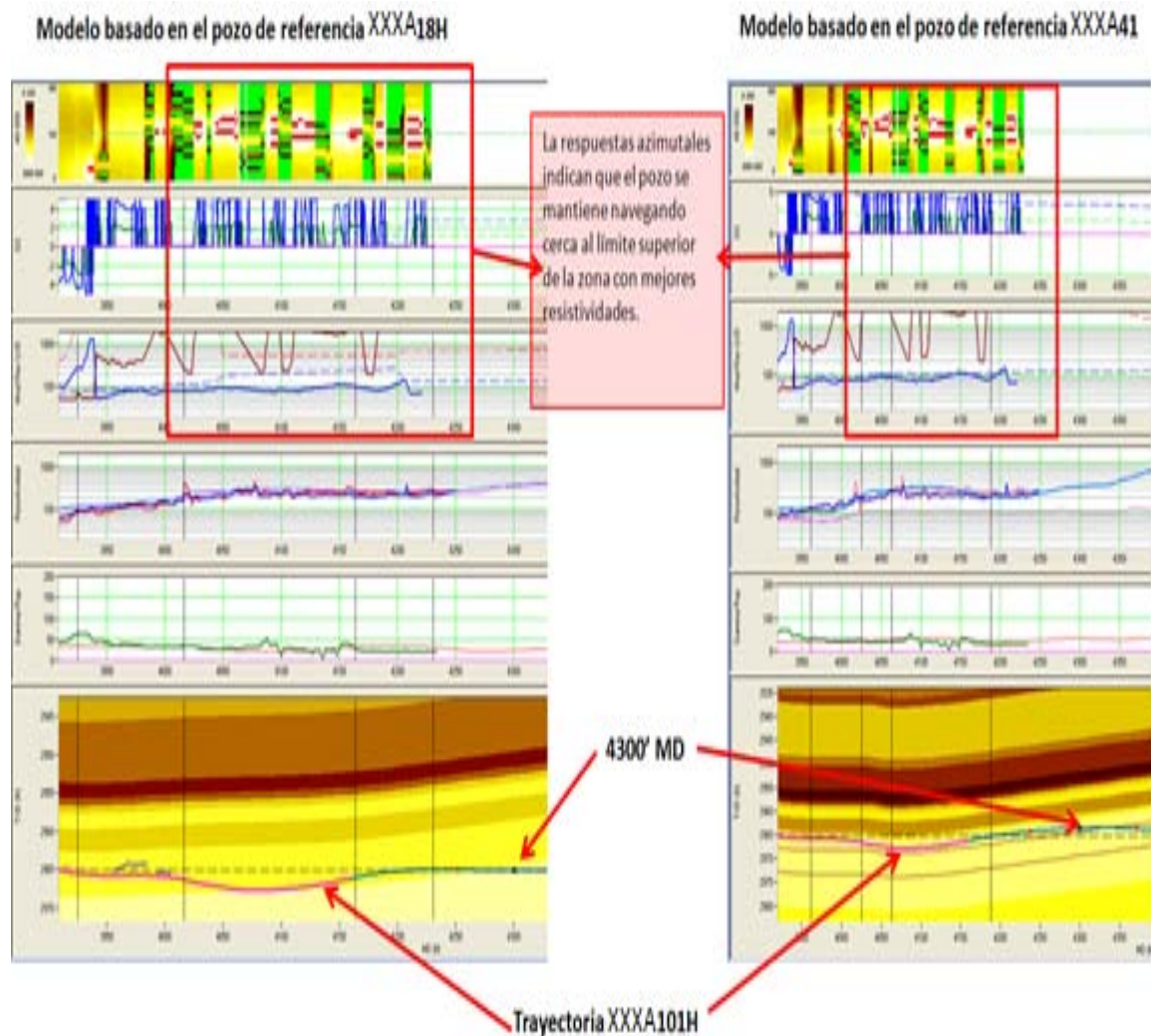
B:



Fuente: Halliburton Sperry Drilling – Stratasteer 3D®

A 4100' MD el pozo alcanza un TVD de 2967.7' TVD, lo cual ubica la trayectoria 2' TVD por debajo del plan. Para esa profundidad el pozo se mantiene cerca al tope de la zona de interés sin embargo se sugiere ubicar el pozo a 2966' TVD para mantener la trayectoria muy cerca al tope. En la figura 77 se observa el pozo a 4300' MD después de recuperar el TVD recomendado y mantener control del tope de la zona de navegación de acuerdo a las respuestas de la herramienta azimutal ADR.

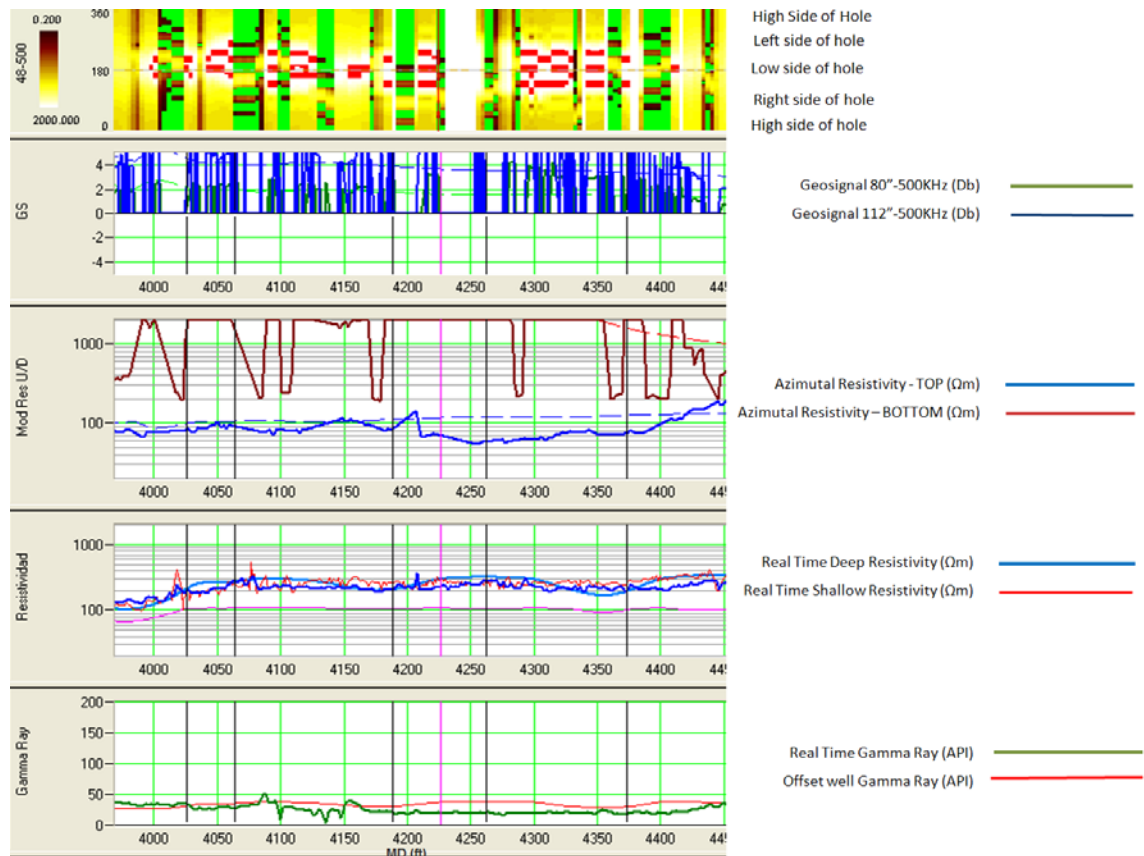
Figura 77. Modelos de geonavegación para el pozo XXXXA101H a 4300' MD.



Fuente: Halliburton Sperry Drilling – Stratasteer 3D®

El pozo continúa la perforación de acuerdo al TVD sugerido, y a partir de 4420' MD las curvas evidencian cambios en el posicionamiento del pozo. Las curvas de resistividad tope y base en el intervalo 3990' MD a 4417' MD, mantienen el mismo comportamiento: La resistividad base presenta un efecto de polarización indicando la cercanía al tope de la zona con mejores resistividades, y la resistividad al tope presenta valores entre 60 y 100 Ohm-m indicando que esta variable está siendo influenciada por la capa con menor resistividad al tope de las areniscas C2; las geoseñales también presentan respuestas que indica la cercanía al tope del intervalo. La figura 78 presenta el comportamiento de las curvas y la imagen de resistividad para el intervalo mencionado.

Figura 78. Registros para el intervalo 3990' MD a 4450' MD para el pozo XXXXA 101H

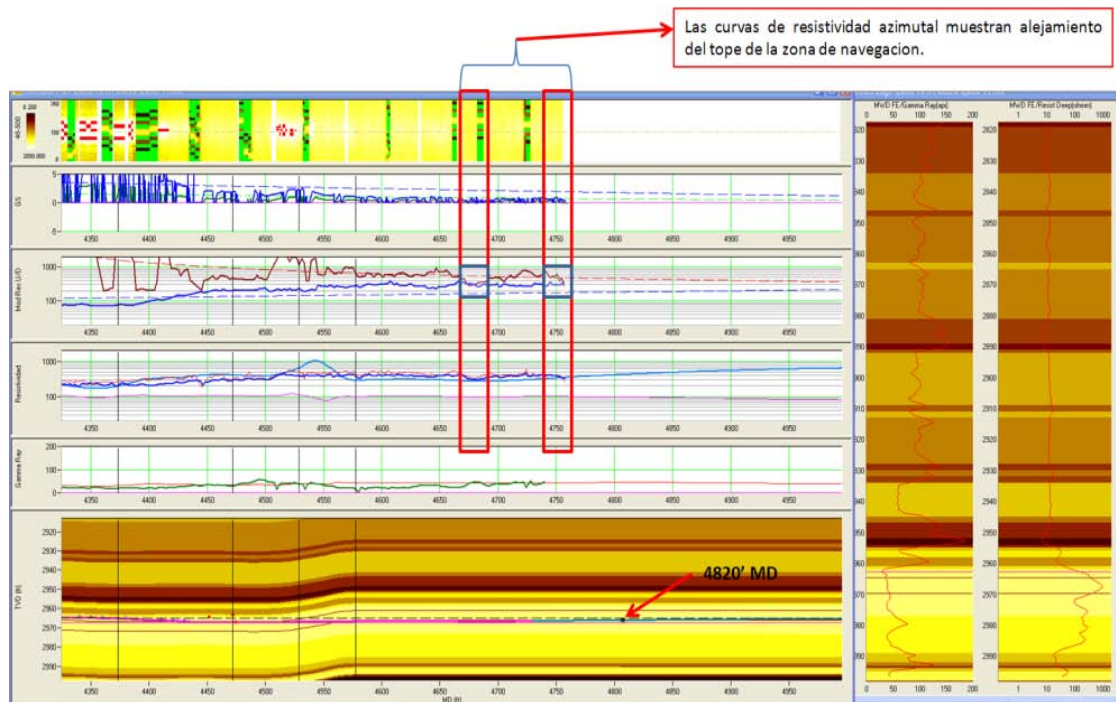


Fuente: Halliburton Sperry Drilling – Strataster 3D®

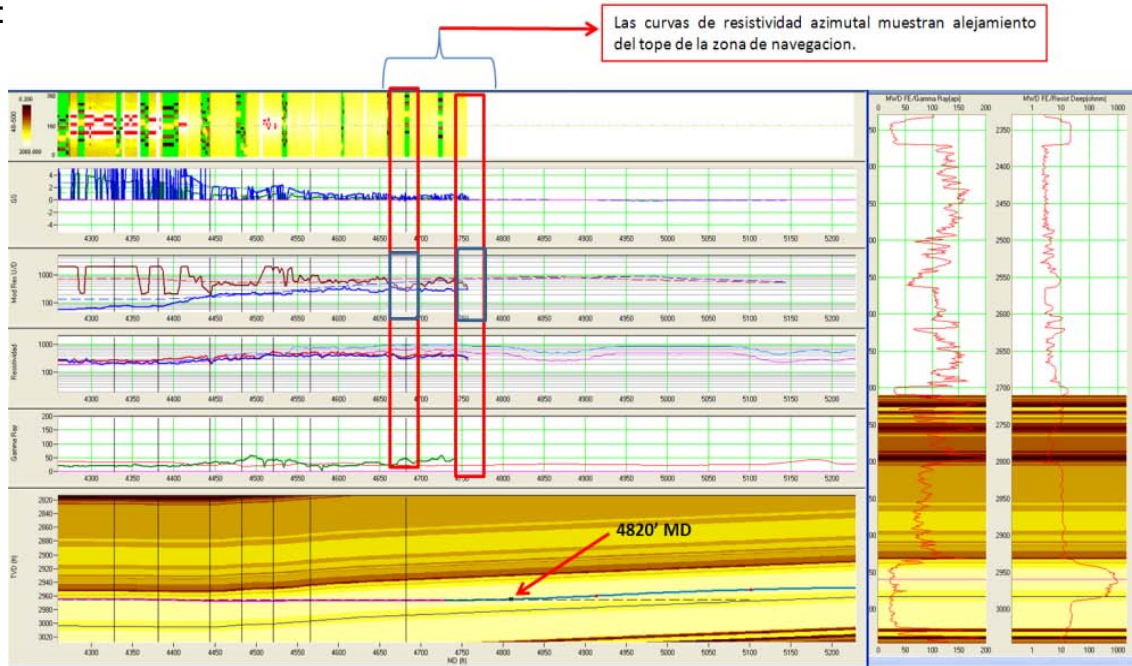
A partir de 4417' MD se observan diferentes respuestas de las curvas azimutales indicando que se perfora bajando lentamente dentro de la zona con mejor resistividad. A 4676' MD las respuestas azimutales indican equilibrio en las propiedades de la zona por encima y por debajo de la trayectoria, debido a esto se estima que la estructura empieza a presentar cambios y el pozo se perfora updip, lo que requiere cambios en la inclinación de la trayectoria. Posteriormente se analiza el comportamiento de las curvas y se concluye que los cambios presentados en la zona no afectan el área completa sino que son pequeñas variaciones estructurales locales que no merecen mayores reajustes en el TVD de navegación por lo que se decide mantener un TVD de 2965'. La figura 79 A y B presenta los modelos generados a 4820' MD.

Figura 79. Modelos de geonavegación para el pozo XXXXA 101H a 4820' MD. A: Modelo basado en el pozo de referencia XXXXA 41. B: Modelo basado en el pozo de referencia XXXXA 18H.

A:



B:

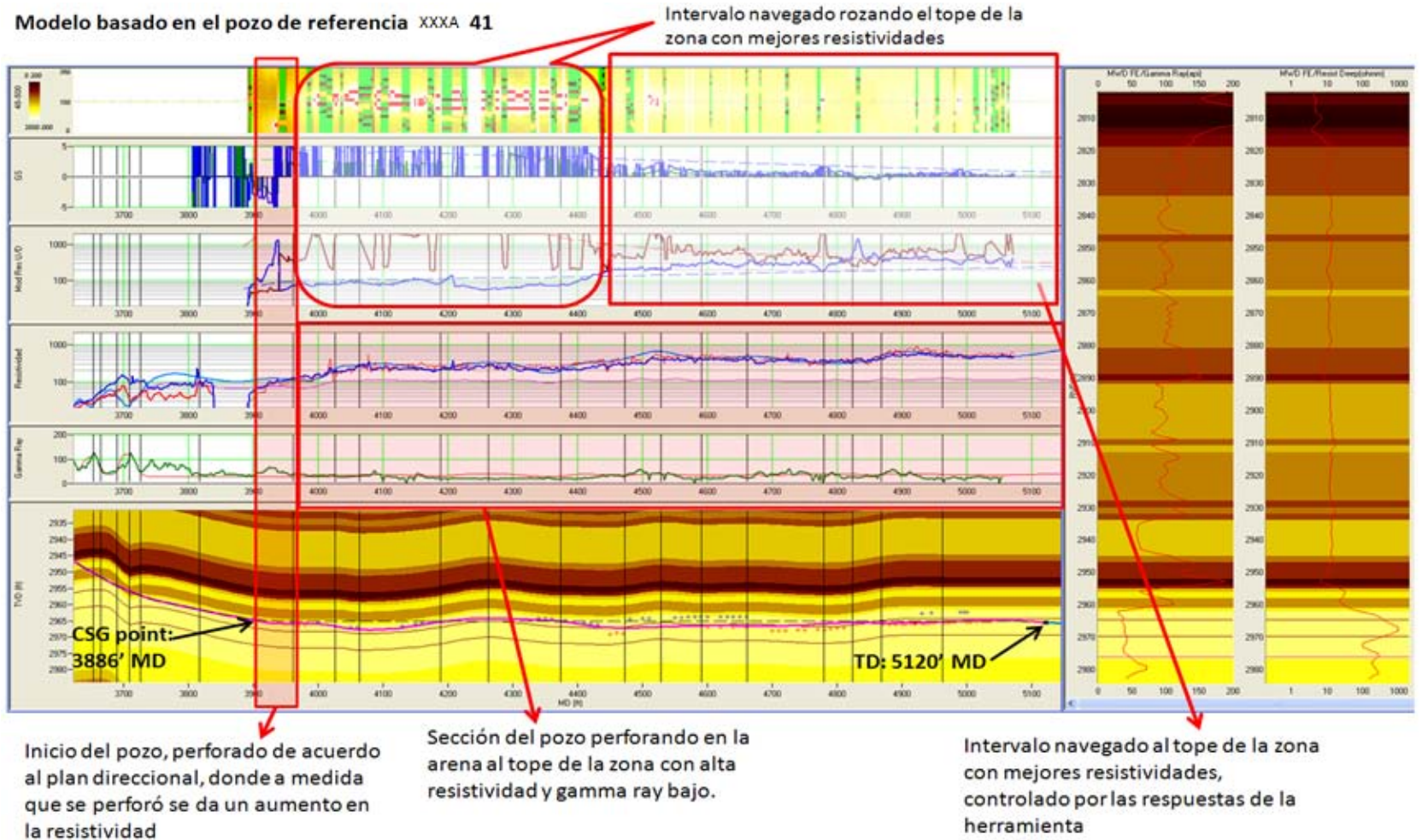


Fuente: Halliburton Sperry Drilling – Stratasteer 3D®

Las curvas de resistividad muestran comportamientos que corresponden a cambios en la arena, indicando intercalaciones y variaciones laterales pequeñas en el intervalo 4770' MD a 4840' MD, lo cual es corroborado por las muestras de litología las cuales tienen cambio de granulometría. Sin embargo se mantiene la recomendación para el TVD de navegación ya que se continúa proyectando la navegación al tope del intervalo con mejores resistividades.

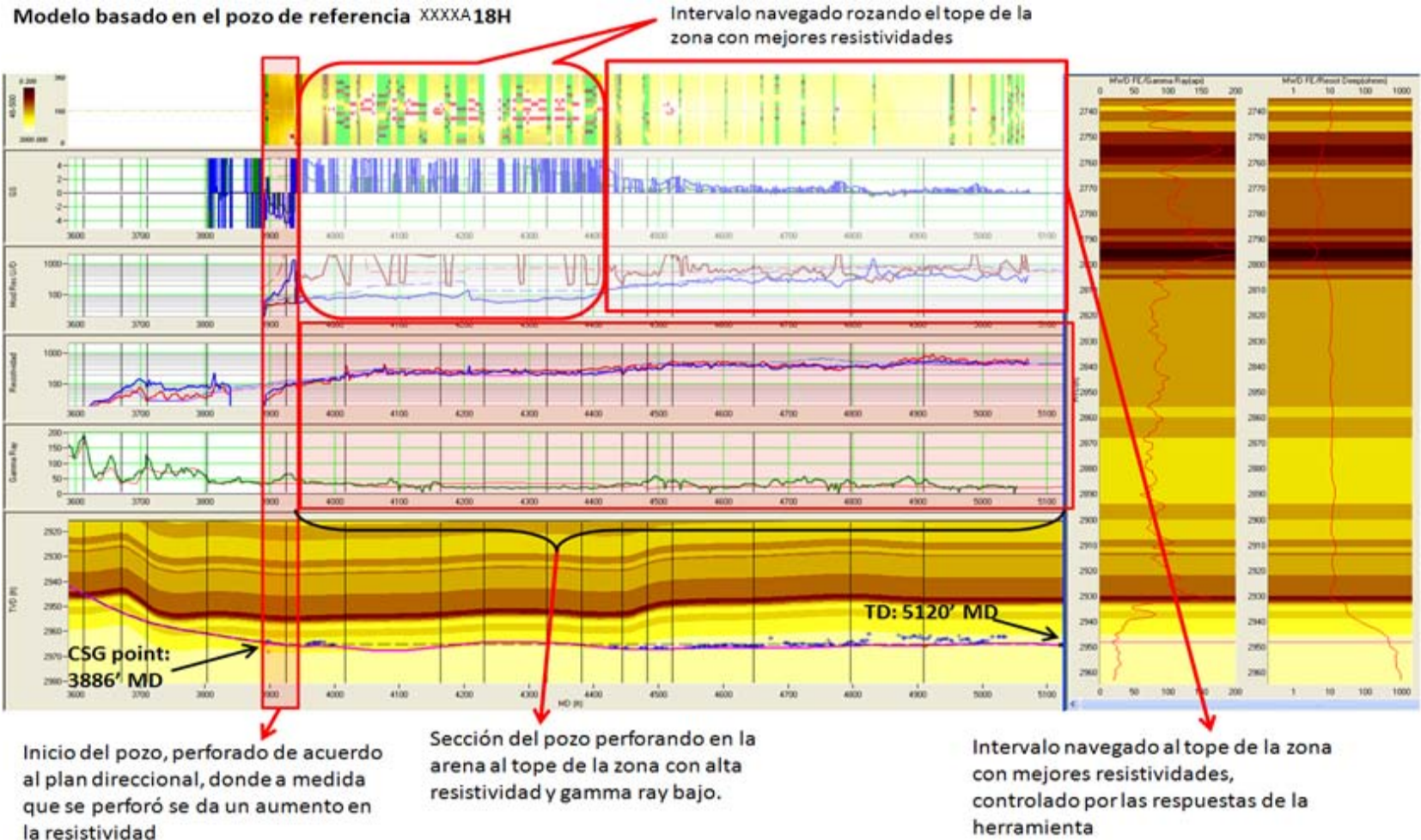
Se alcanza el TD del pozo a 5120' MD, reduciendo 44' MD respecto al plan inicial por cuestiones operacionales. Al finalizar se proyecta la trayectoria dentro de la zona de interés en el intervalo con las mejores resistividades observadas. Las figuras 80y 81presentan los modelos con el pozo de referencia XXXXA 41 y XXXXA 18H respectivamente. En estas imágenes, además de las curvas es posible observar en el modelo geológico algunos cálculos de distancia a los límites de capas realizados con el software de geonavegación verificando el posicionamiento del pozo y la interpretación.

Figura 80. Modelo de geonavegación a TD: 5120' MD @2965.4' TVD, para el pozo XXXXA 101H basado en el pozo XXXXA 41



Fuente: Halliburton Sperry Drilling – Stratasteer 3D®

Figura 81. Modelo de geonavegación a TD: 5120' MD @2965.4' TVD, para el pozo XXXXA 101H basado en el pozo XXXXA 18H.



Fuente: Halliburton Sperry Drilling – Stratasteer 3D®

8.4.4 Conclusiones de la Geonavegación del Pozo XXXXA - 101H

- Se perforaron 1235' MD dentro de las Arenas C2.
- Se obtuvo una sección horizontal donde la mayor parte presenta resistividades del orden de 300 Ω m. El Gamma Ray de toda la sección horizontal presenta valores bajos entre 20 a 40 unidades API.
- Las Arenas C2, objetivo de este pozo, presentan variaciones laterales y pequeñas intercalaciones, que no se observan en el pozo de referencia, pero que son visibles al perforar las capas "horizontalmente".
- La distancia del sensor a la broca no es una limitante debido a que la profundidad de investigación de la herramienta se pueden hacer proyecciones certeras más allá de esta.
- Las recomendaciones para modificar la trayectoria dadas durante la perforación se hicieron teniendo en cuenta todas las curvas especialmente las resistividades azimutales y geoseñales.
- Las curvas de resistividad azimutal presentaron efectos normales debido al escenario geológico, tal como la polarización, permitiendo identificar la dirección de las zonas con mejores resistividades, controlar los límites de capa y perforar de acuerdo a lo observado optimizando el posicionamiento del pozo.

8.5 XXXXS 509H

8.5.1 Objetivo. El pozo XXXXS 509H se perfora para drenar el nivel Arenas C2 pertenecientes a los niveles de origen fluvio-deltaico de la Formación Carbonera.

El servicio de geonavegación se utiliza para optimizar el posicionamiento del pozo en las arenas de interés. El objetivo de este trabajo es mantener el pozo cerca al tope del intervalo de interés buscando la zona con mejores resistividades.

Información preliminar (Tabla 10)

Tabla 10. Información preliminar

POZO	XXXXS 509H
OBJETIVO GEOLÓGICO	Arenas C2 – Zona con mejores resistividades al tope del intervalo
TVD de NAVEGACIÓN PROPUESTO	2,853 TVD

Fuente: Halliburton Sperry Drilling - Geosteering Services

8.5.2 Pre-Modelamiento. Se realiza el modelo preliminar usando la información del pozo de referencia seleccionado Coordenadas Elevaciones Survey Archivos LAS (GR, Res).

La información del pozo de referencia se presenta en la tabla 11:

Tabla 11. Información del pozo de referencia

POZO	RB283
LOGS	Gamma Ray, Resistividad
Superficies utilizadas	Superficies planas

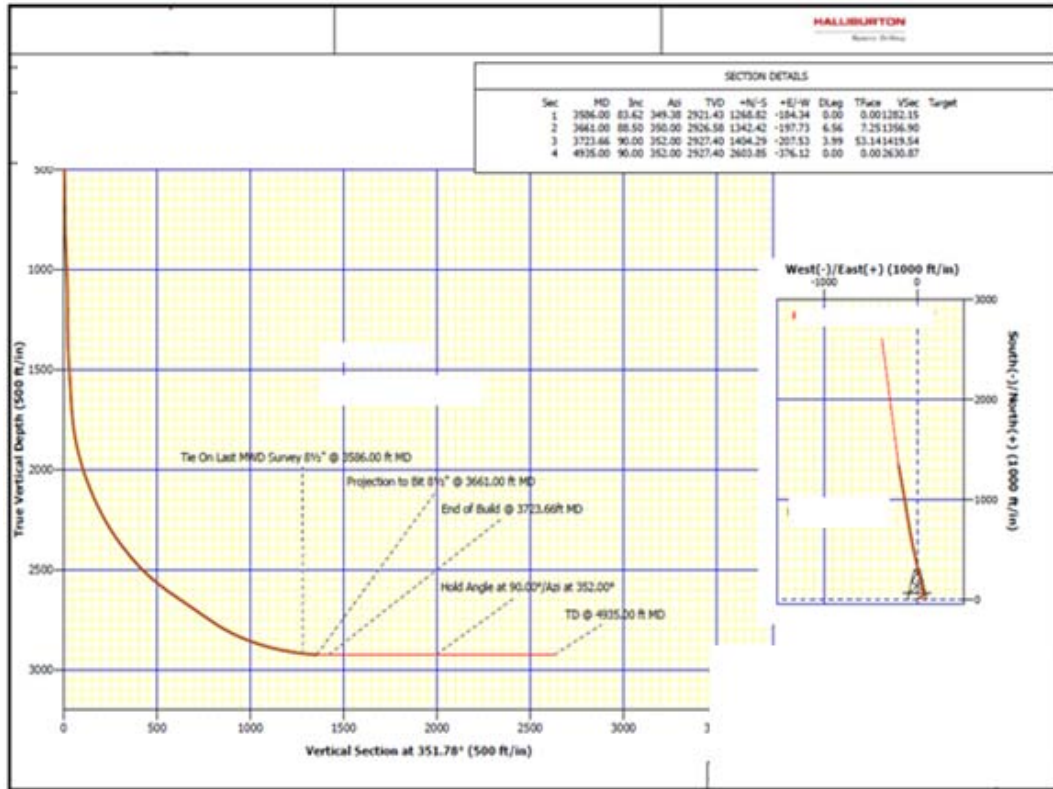
Fuente: Halliburton Sperry Drilling - Geosteering Services

El procesamiento de la información para implementar el servicio de geonavegación se realizó usando el software *StrataSteer® 3D*, el cual utiliza el sistema INSITE como base de datos principal.

Se hace el análisis del modelo de acuerdo al plan direccional que será utilizado como guía para la perforación, teniendo en cuenta que puede variar dependiendo de la interpretación hecha de acuerdo a las respuestas de los diferentes sensores en fondo.

En la *figura 82* se observa la vista en planta y el perfil del plan Proyección Horizontal.

Figura 82. Plan Proyección 6 1/8" para el pozo XXXXS 509H.



Fuente: Halliburton Sperry Drilling – Well Planning & support

De acuerdo al análisis de espesores esperados para la arena de interés y la zona de navegación, se eligieron los grupos de resistividades y geoseñales que serían pulsadas en tiempo real por la herramienta de ADR. (Tabla 12).

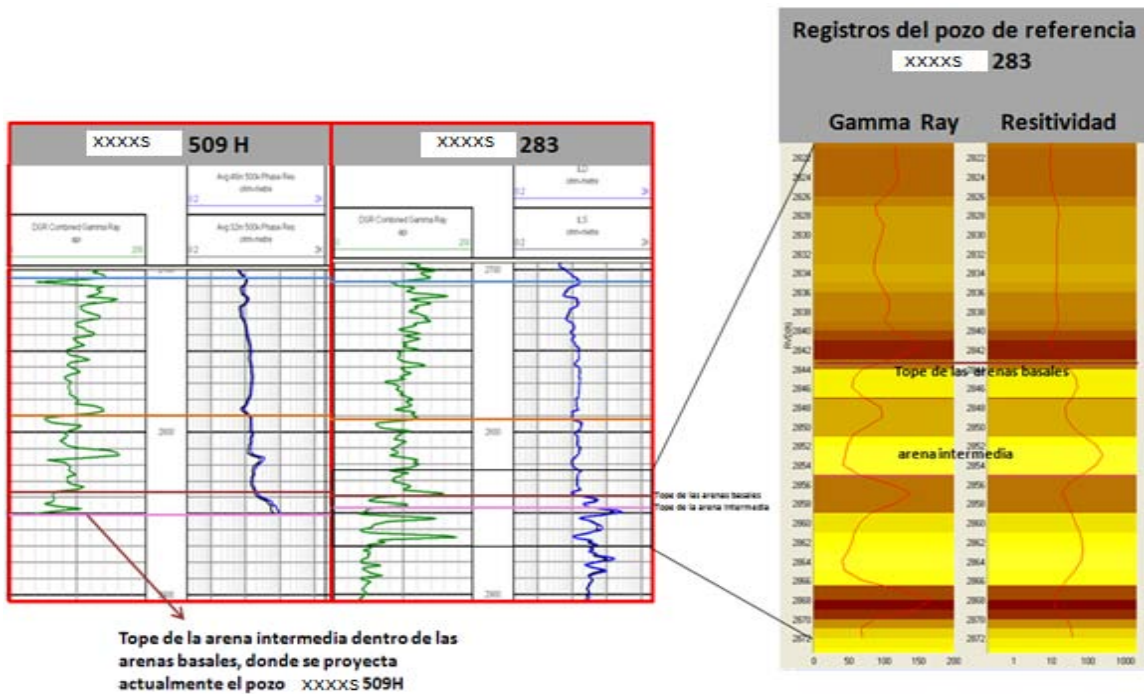
Tabla 12. Variables a pulsar en RT de la herramienta ADR para el pozo XXXXS 509 H.

	Lista A	Rt=60 Ωm DOI	Lista B:	Rt=60 Ωm DOI
Res Imagen:	48" – 2 MHz	4.2 ft.	48" - 500 KHz	4.8 ft.
Res Avg:	32" – 2 MHz	3 ft.	16" – 2 MHz	2.2 ft.
Geoseñal:	80" – 500 KHz	6.9 ft.	80" – 500 KHz	6.9 ft
Geoseñal:	32" – 2 MHz	3 ft	48" – 2 MHz	4.2 ft

Fuente: Halliburton Sperry Drilling - Geosteering Services

Se ha observado la correlación de registros entre XXXXS 509 H y XXXXS 283, la cual tiene muy buen ajuste en la mayoría de la trayectoria. En la *figura 83* observa la correlación en TVD y la visualización de los registros del pozo offset en el modelo de geonavegación.

Figura 83. Registros del Pozo XXXXS 283 visualizados para el intervalo de interés y utilizados para el modelo de geonavegación, y la correlación con el pozo XXXXS 509H.

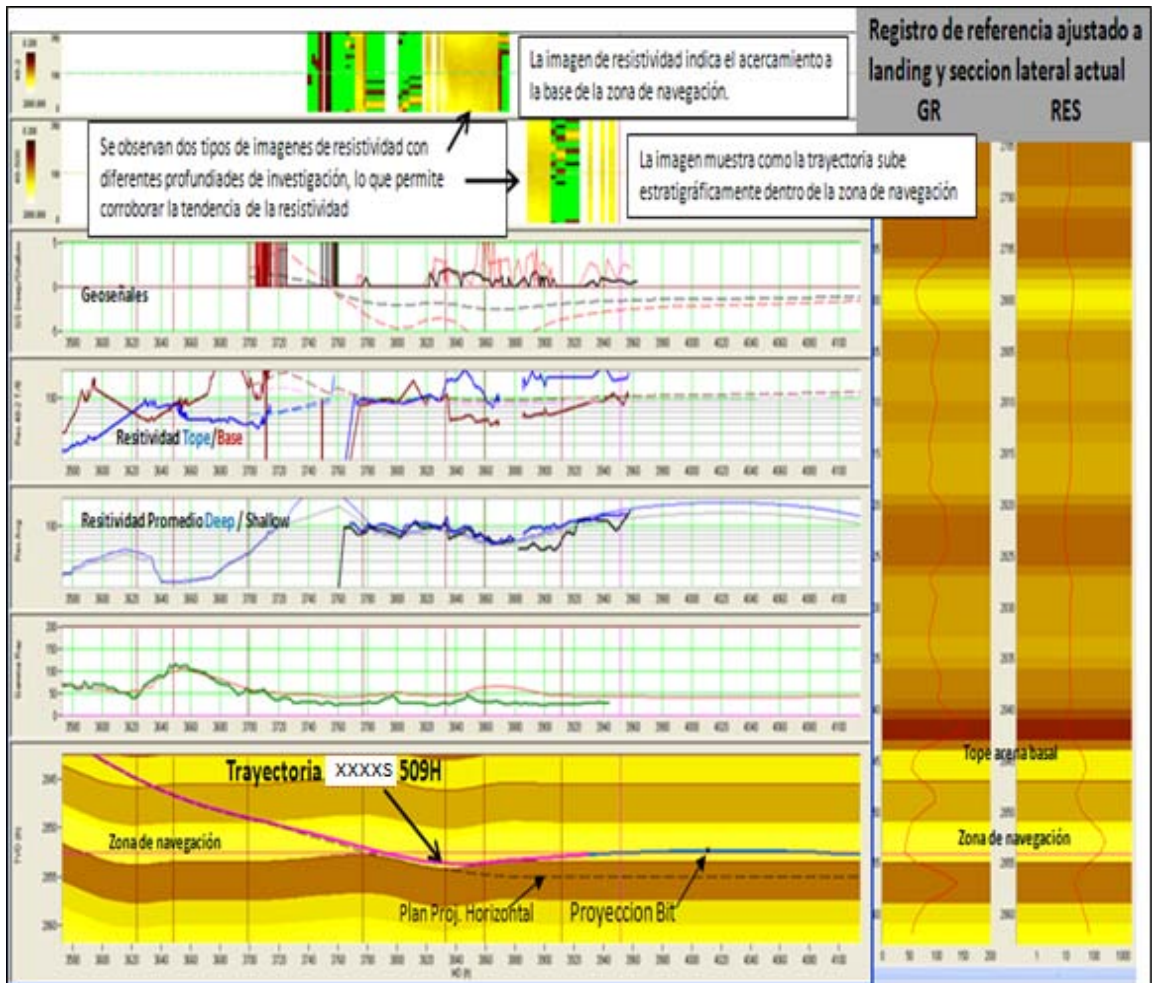


Fuente: Halliburton Sperry Drilling - Geosteering Services

8.5.3 Geoposicionamiento en tiempo real. Al iniciar perforación se alcanza TVD propuesta como target (2852' TVD), lo que permite mantener resistividades en promedio de 100 Ohm-m. A partir de 3850' MD los valores de resistividad tienden a bajar hasta 60-70 Ohm-m, sin embargo con el trabajo direccional realizado para posicionar el pozo se logra recuperar la trayectoria para subir en TVD y tratar de ubicar el pozo en la parte media del intervalo, logrando nuevamente obtener

resistividades altas, la imagen de resistividad permite observar como a partir de 3880' MD la trayectoria se aleja de la base. Ver *figura 84*.

Figura 84. Modelo de geonavegación para el pozo XXXXS 509H a 4017' MD (2852' TVD), basado en el pozo de referencia XXXXS 283.

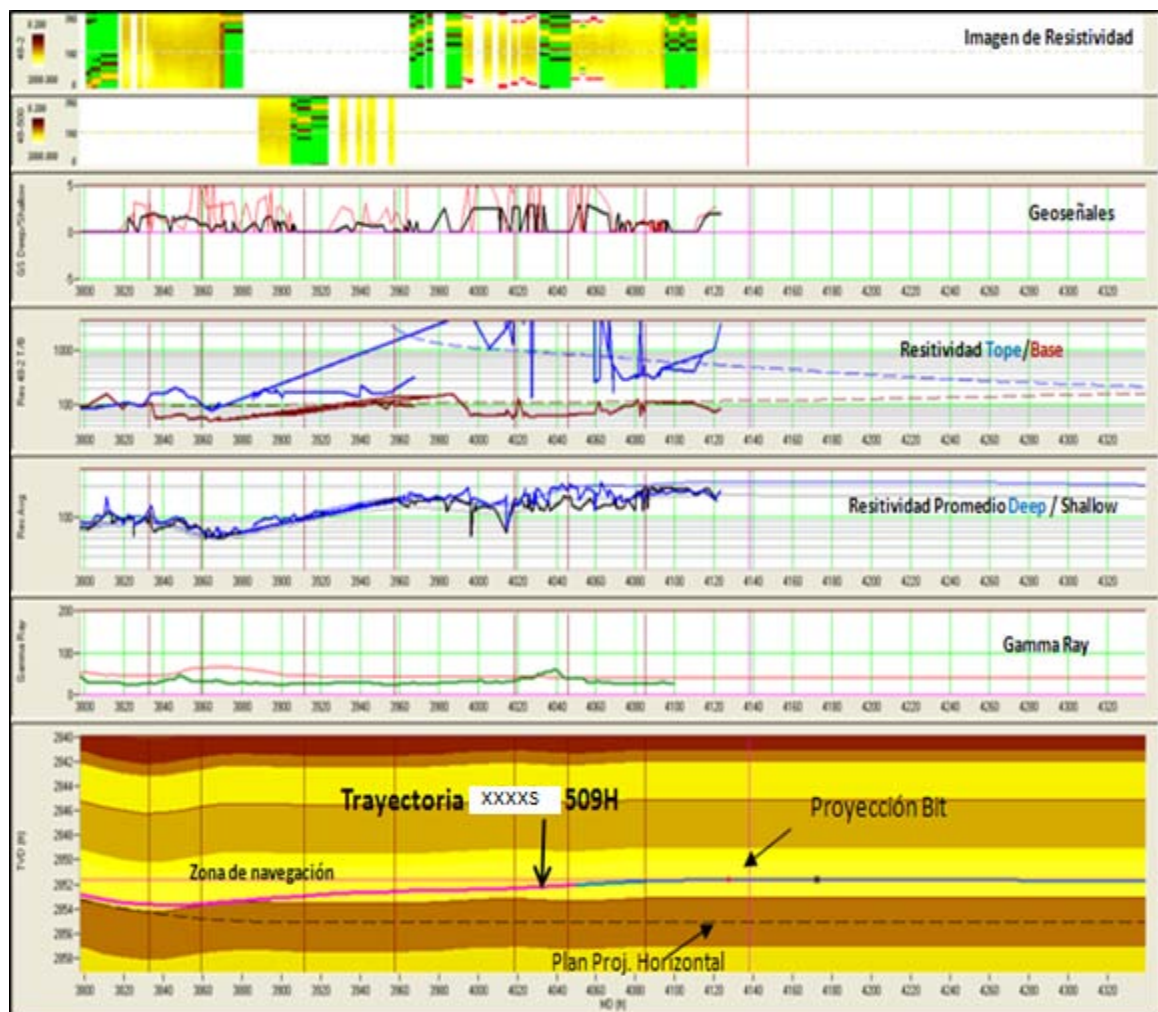


Fuente: Halliburton Sperry Drilling – Stratasteer 3D®

A medida que se perforaba se observaron mejoras en los valores de resistividad y las correlaciones se ajustaron principalmente con dicha curva ya que las variaciones en Gamma Ray eran muy pequeñas.

Las curvas de resistividad Tope y Base evidenciaron que en la parte superior de la arena había resistividades un poco mayores, sin embargo se mantuvo el plan debido a que el espesor de la capa era muy pequeño y manteniendo el TVD se subía estratigráficamente. La imagen de resistividad mostró como la trayectoria subía estratigráficamente dentro de la zona de navegación. Ver *figura 85*. Se recomienda continuar con la perforación manteniendo el TVD de navegación.

Figura 85. Modelos de geonavegación para el pozo XXXXS 509H a 4181' MD.



Fuente: Halliburton Sperry Drilling – Stratasteer 3D®

Las imágenes observadas a partir de 4150' MD indicaron que el pozo se mantenía cercano y relativamente paralelo a la base del intervalo de navegación. Las resistividades tope y base indicaron cercanía a una capa con menores resistividades por debajo de la trayectoria. Ver *figura 86*.

Se recomendó continuar con la perforación subiendo el TVD a 2851ft, y en ese punto evaluar de acuerdo al escenario dado por los registros.

Figura 86. Modelos de geonavegación para el pozo XXXXS 509H a 4350' MD

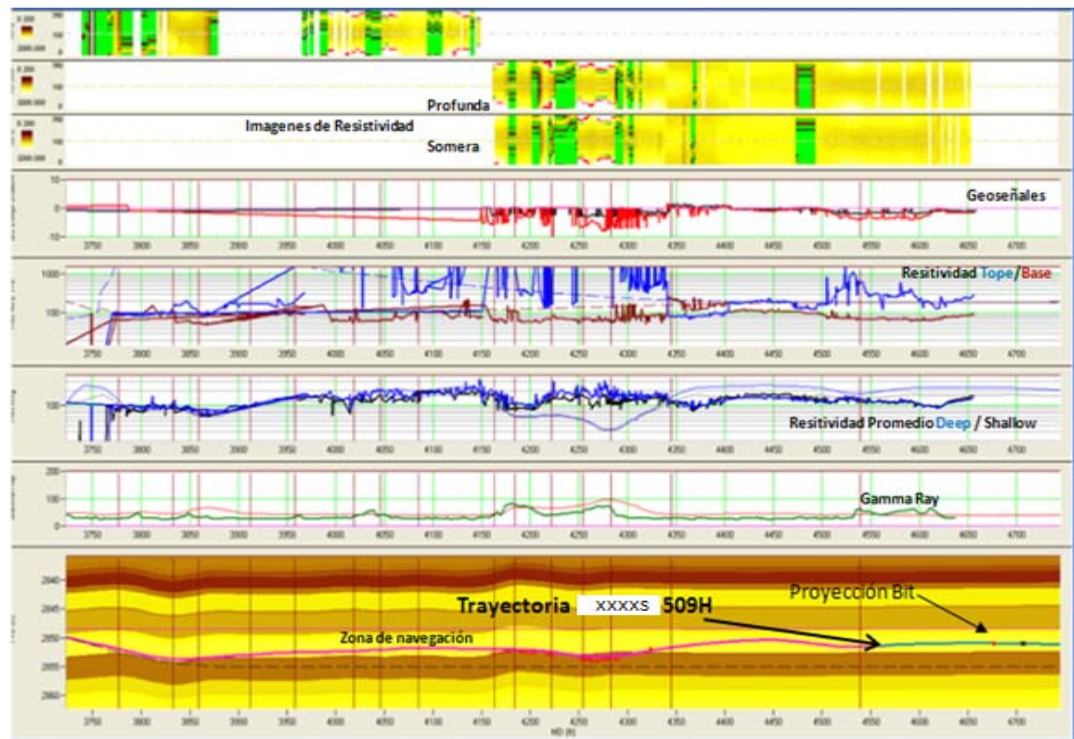


Fuente: Halliburton Sperry Drilling – Stratateer 3D®

Se observaron mejoras en los valores de las propiedades del reservorio, Gr 35 API, Rt 145 Ohm-m, lo que evidenciaba que se estaba retomando la mejor zona de la arena, se recomendó continuar con la perforación subiendo el TVD a 2850ft. Las resistividades tope y base indicaron homogeneidad de las propiedades tanto por encima como por debajo de la trayectoria del pozo.

El pozo continuó la perforación de acuerdo al TVD sugerido, y a partir de 4420' MD las curvas evidenciaron cambios en el posicionamiento del pozo. Las resistividades tope y base indicaron el inicio del posicionamiento en mejores propiedades del reservorio. Se recomendó mantener la inclinación a 90°, continuar observando las respuestas de las curvas azimutales y tomar acción si se presentan cambios. Ver *figura 87*.

Figura 87. Registros para la profundidad de 4706 ft. MD, para el pozo XXXXS 509H.

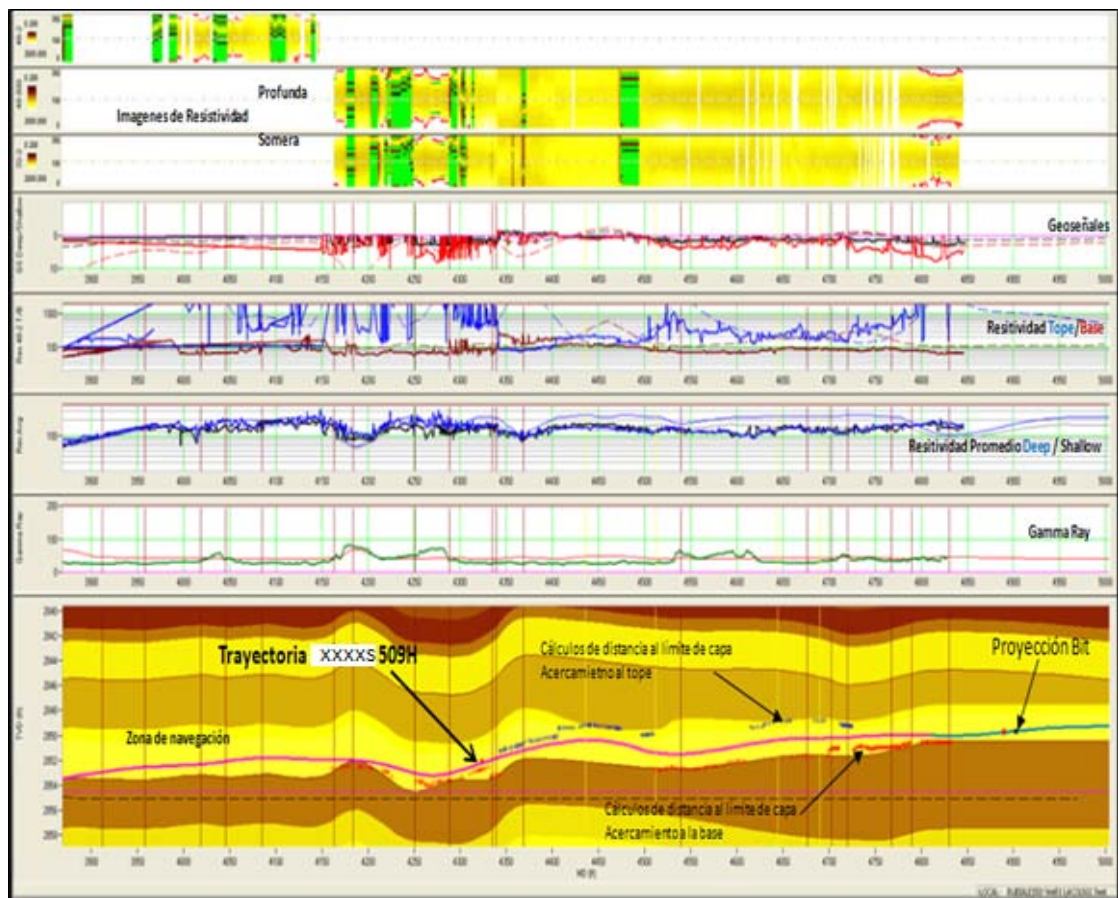


Fuente: Halliburton Sperry Drilling – Stratasteer 3D®

A la profundidad de 4800 del pozo se encuentra hacia la base del reservorio. Se incrementa ángulo para alcanzar 2850' TVD, se mantiene valores promedio de Gamma ray de 30-35 API, Rt 130-170 ohm-m. Se evidencia un adelgazamiento de la capa a medida que se perfora, corroborado por las curvas de la herramienta ADR, se evidencia polarización de resistividad a la base, Geoseñales negativas y cambios en las imágenes de resistividad. Ver *figura 88*.

Se solicitó incrementar al ángulo a 90°, hasta que las respuestas de las curvas azimutales indicaran variaciones para tomar acción si se presentaban cambios.

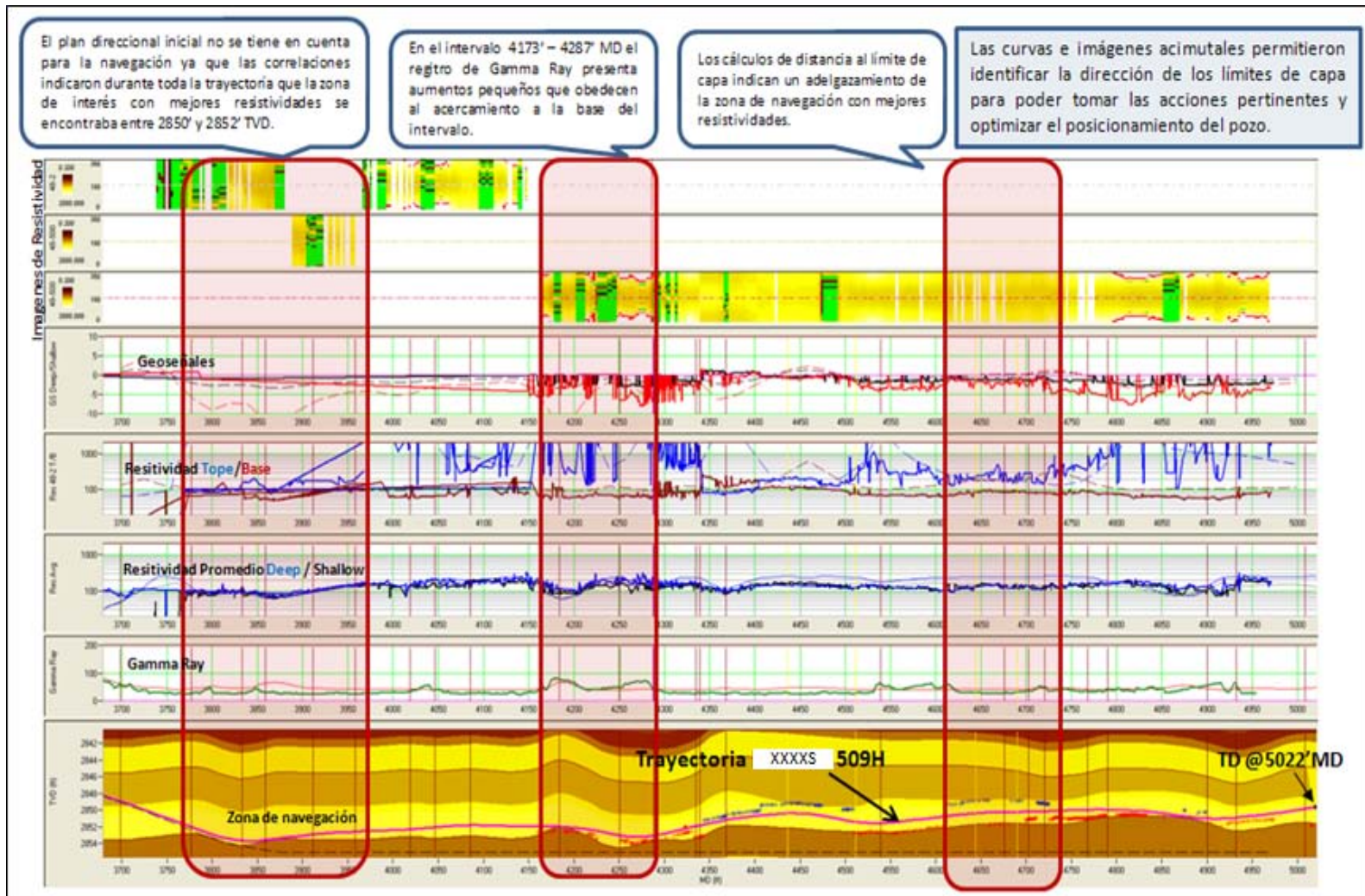
Figura 88. Registros para la profundidad de 4896 ft. MD, para el pozo XXXXS 509H



Fuente: Halliburton Sperry Drilling – Stratasteer 3D®

Se declaró TD del pozo a 5022' MD (@2849.6' TVD), Se perforaron 1263' MD dentro de la zona de navegación objetivo de las Arenas C2, con valores de resistividad mayores a 150 Ω m a partir de 3910' MD y valores de Gamma Ray en promedio ente 20 – 40 api. En la figura 89 se muestra un resumen de los principales acontecimientos en el comportamiento de las curvas durante la perforación de la sección horizontal.

Figura 89. Registros para la profundidad de 5022 ft. MD, para el pozo XXXXS 509H.



Fuente: Halliburton Sperry Drilling – Stratasteer 3D®

8.5.4 Conclusiones de Geonavegación del pozo XXXXS - 509H

- Se perforaron 1200' MD dentro de las Arenas C2.
- Se obtuvo una sección horizontal donde la mayor parte presenta resistividades del orden de 100-200 Ω m. El Gamma Ray durante casi toda la sección horizontal presenta valores bajos entre 20 a 40 unidades API.
- Las Arenas C2, objetivo de este pozo, presentan variaciones laterales y pequeñas intercalaciones, que no se observan en el pozo de referencia, pero que son visibles al perforar las capas "horizontalmente".
- La distancia del sensor a la broca no es una limitante debido a que la profundidad de investigación de la herramienta se pueden hacer proyecciones certeras más allá de esta.
- Las recomendaciones para modificar la trayectoria dadas durante la perforación se hicieron teniendo en cuenta todas las curvas especialmente las resistividades azimutales y geoseñales.
- Las curvas de resistividad azimutal presentaron efectos normales debido al escenario geológico, tal como la polarización, permitiendo identificar la dirección de las zonas con mejores resistividades, controlar los límites de capa y perforar de acuerdo a lo observado optimizando el posicionamiento del pozo.

9. ANÁLISIS DE COSTOS Y BENEFICIOS

Después de haber analizado las ventajas que ofrecen las herramientas azimutales para posicionar pozos de manera óptima en la cuenca llanos orientales de Colombia resulta interesante estudiar las oportunidades de ahorros en costos y tiempos de perforación que son inherentes a estas herramientas

En yacimientos que presentan las características de esta cuenca (delgados espesores, adelgazamientos de la zona de interés y cambios laterales de litología por efecto de las numerosas fallas geológicas que se presentan) es muy probable que se pierda la trayectoria planeada para un pozo si no se utilizan las herramientas adecuadas que permitan anticiparse a los cambios de formaciones y tomar decisiones en tiempo real.

La perforación de Sidetracks se toma como acción correctiva cuando se presenta una salida de la zona de interés entre otras causas inherentes al proceso de perforación como pegas de tubería o pescados de herramientas.

Aunque no siempre se puede evitar un sidetrack independientemente del tipo de herramienta que se esté utilizando, las herramientas azimutales (servicio nivel 3) reducen significativamente el riesgo de salirse de la zona de interés por error humano en la interpretación de las curvas de resistividad ya que a diferencia de las herramientas de medición de resistividad promedio (servicio nivel 2), señalan la trayectoria que debe seguir el pozo para mantenerse en la zona deseada.

Es evidente que el hecho de corregir trayectoria del pozo con Sidetracks aumenta los días de perforación y con estos los costos asociados a la misma.

Será necesario entonces pagar más días de servicios por parte de la compañía operadora. Estos sobrecostos podrían evitarse si se contratara la herramienta

azimutal (servicio nivel 3) que aunque su renta es más costosa, los costos totales resultan significativamente menores comparado con los costos incrementales en Sidetracks y los ahorros de tiempos de análisis de información para los encargados del posicionamiento.

Para empezar a analizar los costos se debe tener en cuenta aspectos importantes como lo son:

- El promedio de tiempo de perforación de un pozo en esta área es de 15 días
- Un sidetrack puede aumentar los tiempos de perforación hasta 5 días en promedio dependiendo de la profundidad donde se perdió la trayectoria optima y del punto donde se retome la perforación
- El servicio de la herramienta ADR con curvas azimutales de resistividad (nivel 3) cuesta un 14% más que el servicio de la herramienta ADR con curvas promedio (nivel 2).
- Para la utilización de la herramienta ADR nivel 3 se propone adicionar el servicio de geonavegación, que cuenta con especialistas en la interpretación de las curvas azimutales suministradas por la herramienta y del modelo geológico de la zona.
- El cobro de la tarifa de las herramientas no se hace por días sino por secciones perforadas que van de 12-1/4", 8-1/2" y 6-1/8"
- Continuar con la perforación del sidetrack mediante interpretación de curvas de resistividad promedio no disminuye el riesgo de volver a salirse de la zona de navegación lo que llevaría a la perforación de varios sidetracks
- Los Sidetracks por causa de pérdida de la trayectoria objetivo por lo general ocurren en la zona de navegación o sección horizontal del pozo de 6-1/8", por lo que se evaluarán los costos incrementales solo en esta sección por efecto de eventual perforación de sidetracks.

Definidas las anteriores condiciones se puede hacer el siguiente análisis utilizando los costos intangibles en servicios de perforación de un pozo normal de 15 días promedio en esta zona.

Tabla 13. Costos intangibles de perforación sección 8-1/2" y 6-1/8" de un pozo del área en promedio.

SERVICIOS DE PERFORACIÓN	Unidad	Tarifa	Total
Taladro	día	30000	450000
Lodos	día	14718	220770
Brocas	día	8352	125280
6-3/4" Sperry DD+ M/LWD (GR -ADR)nivel II	sección 8-1/2"	98720	98720
4-3/4" Sperry DD+ M/LWD (GR -ADR)nivel II	sección 6-1/8"	49329	49329
Manejo de Cortes	día	5736	86040
Mudlogging	día	2525	37875
Comunicaciones	día	631	9465
Renta de herramientas	día	3498	52470
Company Man + Líder de Perf. + Asistente	día	3417	51255
Aseguramiento de Calidad	día	553	8925
TOTAL SERVICIOS DE PERFORACIÓN			1190129

Fuente: Halliburton Sperry Drilling

Entonces se puede realizar una aproximación al costo total en servicios de perforación así:

$$\text{Costo Total} = \text{Total Intangibles} + 10\% \text{ Contingencias Intangibles}$$

Dando como resultado

$$\text{Costo Total Servicios} = \$1190129 + (0.1 * 1190129) = \$1309141.9\text{USD}$$

De la tabla 18 se tiene que el costo por día de servicios excluyendo los de perforación direccional y sensores M/LWD (los cuales se cobran por sección) es de \$69472 USD. Este valor es el resultado de sumar todos los costos de servicios que se cobran por tarifa diaria excluidos los de perforación direccional y MLWD

que se cobran por sección y dividir por el promedio de 15 días de perforación que requiere un pozo horizontal normalmente en la zona de estudio y servirá para establecer una referencia para el aumento de los costos por pago de más días de servicios de perforación del pozo en caso de perforar Sidetracks como consecuencia de salirse de la zona de interés para el cliente.

Ahora se calcula el costo total del pozo si se implementa la carga de las curvas azimutales de resistividad incluidas en el nivel III para la navegación con el fin de establecer un paralelo con las herramientas convencionales. Es obvio que las herramientas azimutales tienen un costo por sección y por día más elevado debido a su mayor funcionalidad. Los costos aparecen relacionados en la tabla.

Tabla 14. Costos de servicios de perforación con servicio nivel III

SERVICIOS DE PERFORACIÓN	Unidad	Cantidad	Tarifa	Total
Taladro	día	15	30000	450000
Lodos	día	15	14718	220770
Brocas	día	15	8352	125280
Servicio Geonavegación Tiempo Real	día	5	5500	27500
Modelo de Geonavegación	pozo	1	4500	4500
6-3/4" Sperry DD+ M/LWD (GR - ADR)nivel III	sección 8-1/2"		98720	98720
4-3/4" Sperry DD+ M/LWD (GR - ADR)nivel III	sección 6-1/8"		49329	49329
Manejo de Cortes	día	15	5736	86040
Mud Logging	día	15	2525	37875
Comunicaciones	día	15	631	9465
Renta de herramientas	día	15	3498	52470
Company Man + Líder de Perf. + Asistente	día	15	3417	51255
Aseguramiento de Calidad	día	15	553	8925
TOTAL SERVICIOS DE PERFORACIÓN				1222129

Fuente: Halliburton Sperry Drilling

Con la información anterior se calcula el costo total de perforación de un pozo de 15 días típico del área de estudio implementando el servicio de nivel III y teniendo en cuenta los costos de contingencias

$$\text{Costo Pozo Nivel III} = \text{Costos Intangibles} + 10\%$$

$$\text{Costo Pozo Nivel III} = \$1222129 \text{ USD} + (0.1 * \$1222129)\text{USD} = \$1344341.9 \text{ USD}$$

Se evidencia entonces un incremento en los de costos de servicios de perforación de:

$$\text{Costo Incremental} = \text{Costos Pozo Base Nivel III} - \text{Costos Pozo Base Nivel II}$$

$$\text{Costo Incremental} = \$1344341.9 - \$1309141.9 = 35200\text{USD}$$

Lo que representa un incremento del 2.61% con respecto al costo total de perforación de un pozo sin problemas con servicio de nivel II.

De la tabla se calculó que el costo por día de servicios excluyendo los de perforación direccional y sensores M/LWD es de \$69430 USD. Entonces se evidencia que **el costo total adicional** por la implementación del nivel III de sensores de resistividad azimutal y el servicio de geonavegación es de \$35200 USD, lo que resulta menor que el costo de **un día** de servicios.

Si es necesario un sidetrack los días de perforación aumentan haciendo que la empresa operadora pague \$69430 por día adicional más el costo del tapón balanceado de cemento en el hueco original. Esto hace que el servicio de nivel III integrado con el servicio de geonavegación se vuelva más atractivo. La experiencia de perforación de pozos de alto ángulo y horizontales en esta zona de alta incertidumbre geológica y complejidad indica que pueden necesitarse varios Sidetracks para lograr el objetivo.

Es cierto que los costos normales de perforación se verían aumentados pero se reduciría la probabilidad de perforar Sidetracks en la sección de navegación horizontal disminuyendo la incertidumbre geológica al contar con información de

mayor calidad, personal experto calificado y herramientas de medición de resistividad azimutal con profundidad de investigación de hasta 18 pies en promedio tal como el InSite ADR.

Además el uso de las herramientas azimutales en pozos horizontales facilita el proceso de aterrizaje en la zona de interés que resulta complejo en zonas de alta incertidumbre geológica como las de la cuenca llanos orientales. Si se tiene la suficiente inclinación para que los sensores investiguen las capas inferiores y se cargan geoseñales con alta profundidad de investigación y resolución; sería posible anticipar el cambio de formación facilitando el aterrizaje y el trabajo direccional necesario.

Con lo anterior el riesgo de salirse de la zona de interés y la probabilidad de perforar Sidetracks por aterrizaje incorrecto en la zona de interés también disminuye lo que ahorra tiempo y costos de manera significativa.

Esto permite concluir que es meritorio invertir el costo incremental que implica la carga de curvas azimutales y el servicio de geonavegación por las siguientes razones.

- disminuir el riesgo de perforación de Sidetracks
- ubicar el pozo en la mejor zona de resistividad lo que resulta en mayor contacto con las zonas productoras
- proporcionar al personal de campo de información de calidad que permite la toma correcta de decisiones en tiempo real
- aumentar la eficacia en el aterrizaje de los pozos en la zona de interés

Se debe hacer la aclaración de que el hecho de perforar Sidetracks no corresponde únicamente a la pérdida de contacto con la zona de interés sino también a los posibles problemas operacionales inherentes a la perforación como pegas de tuberías, pescados etc.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- La técnica de geoposicionamiento de pozos de alto ángulo y horizontales con herramientas azimutales prueba ser de mayor utilidad que las convencionales en yacimientos de alta incertidumbre geológica como los de la cuenca llanos orientales de Colombia debido a la obtención de geoseñales y curvas azimutales que indican la dirección de la zona con mayor resistividad.
- La sección de navegación de los pozos se mantuvo en un porcentaje de arena del 100% lo que resultara en la producción optima de los pozos debido al mayor contacto con la formación productora lo que fue posible gracias al uso de la herramienta azimutal InSite ADR integrado con el software de visualización Stratasteer 3D® de Halliburton Sperry Drilling.
- Las curvas de resistividad azimutal presentaron efectos debido al escenario geológico, tal como la polarización, permitiendo identificar la dirección de las zonas con mejores resistividades, controlar los límites de capa y perforar de acuerdo a lo observado optimizando el posicionamiento del pozo gracias a la integración de la herramienta InSite ADR® con el software Stratasteer 3D® de Halliburton Sperry Drilling.
- Si es necesario un sidetrack los días de perforación aumentan haciendo que la empresa operadora pague \$69430 por día adicional más el costo del tapón balanceado de cemento en el hueco original. Esto hace que el servicio de nivel III integrado con el servicio de geonavegación se vuelva más atractivo
- Los costos normales de perforación se verían aumentados al rentar la herramienta azimutal pero se reduciría la probabilidad de perforar Sidetracks en la sección de navegación horizontal disminuyendo la incertidumbre geológica al contar con información de mayor calidad, personal experto calificado y

herramientas de medición de resistividad azimutal alta con profundidad de investigación como el InSite ADR®

- Adicional al uso de la herramienta InSite ADR® para el geoposicionamiento de pozos en la cuenca llanos orientales de Colombia, se recomienda adicionar el servicio de geonavegación de Halliburton Sperry Drilling quienes son especialistas en la interpretación de imágenes, geoseñales y curvas azimutales así como en el modelamiento geológico de la zona

BIBLIOGRAFÍA

La bibliografía utilizada para el desarrollo de este proyecto consta de presentaciones de distribución interna únicamente de Halliburton Sperry Drilling, manuales de herramientas e información clasificada de la compañía.

Entre los recursos reportables que se utilizaran para la elaboración de la investigación se encuentran:

ALTMAN, Raphael, SPE, FERRARIS, Paolo, SPE, and FILARDI, Fabricio, SPE, Schlumberger. Latest Generation Horizontal Well Placement Technology Helps Maximize Production in Deep Water Turbidite Reservoirs. SPE 108693. June 2007.

BARRERO, Darío, PARDO, Andrés, VARGAS, Carlos and MARTÍNEZ, Juan. Colombian Sedimentary Basins. 2012. ANH

BEDROCK, Martin and MOODY, Darren. The Deployment of an Azimuthal Resistivity Tool for Geosteering - A Case Study from the Foinaven Field (North Sea). Search And Discovery Article #40540. June 2010

BEJARANO, Celia, CASTILLO, Elsy, GERMAIN, Pierre, and MENDOZA, Héctor, Petrocedeño PDVSA; MANRIQUE Carlos, CHACÍN Luis, PINEDA Giser, and MÉNDEZ Osbadis, Halliburton. Challenging Complex Deltaic Reservoirs on the Orinoco Heavy-Oil Belt Aided by New-Generation Azimuthal Deep-Resistivity Tools and Advanced Real-Time Geosteering Techniques: Successful Case Study from the Eastern Venezuela Basin. SPE 139134. December 2010

BITTAR, M, SPE, Halliburton Energy Services; KLEIN, J, Conoco Phillips; BESTE, R, HU, G, WU, M, PITCHER, Jason and PAULK, M, Halliburton energy services. A New Azimuthal Deep Resistivity Tool for Geosteering and Advanced Formation Evaluation. SPE 109971. April 2009

CHEMALI, Roland, BITTAR, Michael, CALLEJA, Bronwyn, HAWKINS, Donald, MANRIQUE, Carlos. Halliburton Sperry Drilling Services. Azimuthal Wave Resistivity Opens a Window on the Geology Away from the Wellbore Path. SPE 121894. June 2011

DE VERTEUIL, Laurent. Proactive Geosteering – what it is and why it destroys risk and creates value. 2008

HASHEM, Mohamed, MILLER, Randy and SALEH M, Dossari. Saudi Aramco; BUTT, Parvez, HASSAN, Raza, HUSSAIN, Sadiq. Schlumberger. Enhanced Reservoir Contact using new LWD Technology in Thin Channel Sands. SPE 113779. June 2008

PITCHER, Jason, BITTAR, Michael and HINZ, David, Halliburton; KNUTSON, Craig and COOK, Robert, Pioneer Natural Resources Company. Interpreting Azimuthal Propagation Resistivity: A Paradigm Shift. SPE 143303. May 2011

SEIFERT, Douglas and AL-DOSSARY, Sale, Saudi Aramco; CHEMALI, Roland, BITTAR, Michael, LOFTY, Arm, PRITCHET, Jason and BAYRAKDAR, Mohammed, Halliburton Sperry drilling. Deep Electrical Images, Geoseñal and Real Time Inversion Help Guide Steering Decisions. SPE 123940. 2009