

**ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS REGISTROS DURANTE LA
PERFORACION (LWD) PARA GEONAVEGAR POZOS EN YACIMIENTOS CON
ESPESORES REDUCIDOS
ANALYSIS AND INTERPRETATION OF LWD LOGS FOR GEOSTEERING
WELLS IN ARESERVOIRS WITH REDU**

SILVIA CAMILA FERRER SUESCUN

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO – QUIMICAS
ESCUELA DE GEOLOGIA
BUCARAMANGA
2015**

**ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS REGISTROS DURANTE LA
PERFORACION (LWD) PARA GEONAVEGAR POZOS EN YACIMIENTOS CON
ESPESORES REDUCIDOS**

SILVIA CAMILA FERRER SUESCUN

**Trabajo de Grado para optar al título de
Geóloga**

**Director
RICARDO MIER UMAÑA
Geólogo**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO – QUIMICAS
ESCUELA DE GEOLOGIA
BUCARAMANGA**

2015

AGRADECIMIENTOS

A mi familia por el apoyo incondicional.

A la compañía Halliburton, al área de Well Planning, StrataSteer y en especial al equipo de Geonavegación.

Al profesor Ricardo Mier por la colaboración que me brindo en este proyecto.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	15
1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	17
2 JUSTIFICACION	18
3 OBJETIVOS	19
3.1 OBJETIVO GENERAL	19
3.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS	19
4. PERFORACION DIRECCIONAL	20
4.1. APLICACIONES DE LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL	23
4.1.1 Localizaciones Inaccesibles	23
4.1.2 Formaciones Con Fallas.	24
4.1.3 Domo De Sal.....	24
4.1.4 Pozos de Alivio.	25
4.1.5 Side Track.....	26
5. TIPOS DE POZOS DIRECCIONALES	27
5.1 POZOS HORIZONTALES.....	28
6 REGISTROS DURANTE LA PERFORACION – LWD (LOGGING WHILE DRILLING)	30
6.1 SISTEMAS DE TELEMETRIA LWD	31
6.1.1 Datos En Memoria	33
6.1.2 Datos en Tiempo Real.	34

7. HERRAMIENTAS ACIMUTALES.....	36
7.1 SENSORES RAYOS GAMMA RAY ACIMUTALES.....	36
7.1.1 Correcciones Ambientales y Control de Calidad.....	37
7.1.2 Resolucion Vertical.	38
7.1.3 ABG-GP (AT-BIT Gamma).....	39
7.1.4 GABI (Gamma & At-Bit Inclination).	41
7.1.5 AGR-M5 GP (Azimuthal Dual Gamma Ray).	46
7.2 SENSORES DE RESISTIVIDADES ACIMUTALES.....	48
7.2.1 AFR (Azimuthal Focused Resistivity).....	49
7.2.2 ADR (Azimuthal Deepthresistivity).	52
8. EFECTOS DE LOS REGISTROS LWD.....	54
8.1 EFECTO DE POLARIZACION.....	55
8.2 EFECTO DE ANISOTROPIA.....	56
8.3 EFECTO DE <i>SHOULDER BED</i> O DE HOMBRO	58
9. GEONAVEGACION	59
9.1 CARACTERISTICAS DE GEONAVEGACION.....	59
9.1.1 Tipos De Geonavegacion.....	60
9.2 MODELO PRELIMINAR.....	62
9.2.1 Datos Necesarios Para Geonavegar.	62
9.2.2 Modelo De Geonavegacion Ajustado.....	64
10 ANALISIS Y RESULTADOS	66
10.1 ANALISIS DE LOS EFECTOS EN REGISTROS LWD.....	66
10.1.1 Efecto De Anisotropia.	66
10.1.2 Efecto De Polarización Según Profundidades De Investigación.	69
10.1.3 Efecto de Polarización en Limites de Capas.....	70
10.1.4 Efecto de Hombro o Shoulder Bed.	72

10.2 MODELO PRELIMINAR DE GEONAVEGACION PARA UN POZO HORIZONTAL.....	74
10.2.1 Mapa estructural.	75
10.2.2 Estratigrafía.....	76
10.2.3 Plan direccional.....	77
10.2.4 Procesamiento de la Información.....	80
10.3 MODELO DE GEONAVEGACION AJUSTADO EN TIEMPO REAL.....	88
11 CONCLUSIONES	91
12 RECOMENDACIONES	94
BIBLIOGRAFIA	95

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Partes principales de un pozo direccional.....	22
Figura 2. Perforación de pozos direcciones en localizaciones de difícil acceso. ...	23
Figura 3. Desplazamiento de la arena provocada por falla.....	24
Figura 4. Domo natural salino y arena con hidrocarburo debajo del mismo.	25
Figura 5. Desarrollo de un pozo de alivio para controlar un pozo problemático. ...	25
Figura 6. Desviación de un pozo a partir de un tapón de cemento.....	26
Figura 7. Tipo de trayectoria horizontal.....	29
Figura 8. A. Pulso de lodo Negativo. B. Pulso de lodo positivo.	33
Figura 9. Datos guardados en la memoria de la herramienta en el fondo de pozo.....	34
Figura 10. Valores de Mega Electrovoltios para el Potasio, Uranio y Torio.	37
Figura 11. Sensor ABG-GP con 3 sensores dispuestos cada 120° alrededor de la herramienta.....	39
Figura 12. En la imagen se observa una comparación de datos tomados en tiempo real y en memoria (rojo y azul respectivamente) y una comparación de la densidad de datos que se toma en tiempo real y en memoria, (bandas negras)...	41
Figura 13. El sensor GABI™ consta 4 sensores dispuestos simétricamente justo detrás de la broca.....	42
Figura 14. El sensor GABI™ mejora las decisiones de tiempo de reacción, ubicándose sobre la capa productora.	43
Figura 15. A, B, C, D. Contenedores o Azimuthal Bins donde se almacena la información en tiempo real y en memoria.	44
Figura 16. Ejemplo de comparación de datos en tiempo real y memoria para el Motor GABI.	45
Figura 17. Sensor AGR-M5 con sensores montados a 180° grados (opuestos). ...	46

Figura 18. Respuestas en tiempo real y en memoria para la herramienta AGR, donde las imágenes coinciden en su tendencia y profundidad.....	47
Figura 19. Describe el área de resistividades donde trabaja cada sensor tipo Inducción o Laterolog.....	49
Figura 20. Sensores AFR ubicados cada 120 grados.....	50
Figura 21. Toroide por donde circula la corriente alterna, para enviar la información.	51
Figura 22. La herramienta AFR mide 3 profundidades diferentes, Somera, Media y Profunda.....	52
Figura 23. La información se guarda en 32 contenedores a medida que le herramienta gira en 360 grados del hueco.	52
Figura 24. Imagen de la herramienta ADR	53
Figura 25. Radios de investigación, en fase y atenuación.	55
Figura 26. Respuesta LWD con efecto de cuernos de polarización.....	56
Figura 27. Resistividad paralela a la capa (Rh). Resistividad perpendicular a la capa (Rv).	57
Figura 28. Efecto de Hombro o <i>Shoulder bed effect</i>	58
Figura 29. Geonavegación en pozos Horizontales para mantenerse dentro de la capa productora.	60
Figura 30. Geonavegación Reactiva.....	61
Figura 31. Geonavegación Proactiva.....	61
Figura 32. Información necesaria para realizar la Geonavegación de un pozo.	63
Figura 33. Modelo Preliminar de Geonavegación	64
Figura 34. Modelo ajustado en tiempo real.....	65
Figura 35. Efecto de Anisotropía en pozos de diferente ángulo	68
Figura 36. Efecto de polarización según profundidades de investigación.....	69
Figura 37. Imagen de la trayectoria horizontal para el pozo H2.....	70
Figura 38. Curvas Acimutales para el pozo H2, con efecto de polarización en la base.....	71

Figura 39. Curvas Acimutales para el pozo H2, con efecto de polarización en el tope.....	72
Figura 40. Efecto de hombro para un pozo de alto ángulo, caso 1.....	73
Figura 41. Efecto de hombro, caso 2.....	74
Figura 42. Mapa Estructural de la zona de estudio.....	76
Figura 43. Plan direccional creado por Well Planning para el pozo X10.....	78
Figura 44. Vista en planta de la trayectoria de los pozos de referencia para realizar el modelo.....	80
Figura 45. Programa INSITE donde se carga cada pozo de referencia.....	81
Figura 46. Información de coordenadas y elevaciones.....	81
Figura 47. Información de Surveys enviados desde pozo.	82
Figura 48. Pseudo-registros de gamma ray y resistividad.	83
Figura 49. Correlación lateral con los pozos de referencia.	84
Figura 50. Pozos para realizar la correlación definitiva del modelo preliminar.	85
Figura 51. Topes de las arenas B3 de la formación Mugrosa y topes de la zona resistiva.....	85
Figura 52. Modelo Preliminar 1 de Geonavegación para el pozo X10.	86
Figura 53. Modelo preliminar 2 de Geonavegacion para el pozo X10.	88
Figura 54. Modelo ajustado en tiempo real para el pozo X10.	90
Figura 55. Acercamiento de la sección 3 en el modelo ajustado.	90

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Topes de las formaciones que el pozo X10 atraviesa.....	78

RESUMEN

TÍTULO: ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS REGISTROS DURANTE LA PERFORACION (LWD) PARA GEONAVEGAR POZOS EN YACIMIENTOS CON ESPESORES REDUCIDOS.*

AUTOR: SILVIA CAMILA FERRER SUESCUN**

PALABRAS CLAVE: Pozos Horizontales, Registros LWD, Geonavegación, Herramientas Acimutales.

DESCRIPCIÓN:

La perforación horizontal es considerada una derivación directa de la perforación direccional, la cual provee soluciones óptimas en situaciones específicas para poder obtener beneficios en el menor tiempo posible.

Para la perforación de pozos horizontales y de alto ángulo se usan herramientas diferentes; un pozo horizontal perfora una mayor longitud del yacimiento por lo cual debe utilizar herramientas que tengan diferentes radios de investigación o alcances de medidas dentro de la formación, como lo son las herramientas acimutales. Estas herramientas son descritas inicialmente, tanto para gamma ray como para resistividad, se explica su funcionamiento y el tipo de respuesta que genera, la cual es utilizada para posicionar el pozo dentro del reservorio a drenar en comparación con las herramientas convencionales. Por esta razón se hace indispensable entender las diferencias en la interpretación de los registros LWD para cada tipo pozo a perforar y de herramienta.

Entendiendo estas diferencias en los registros e identificando los efectos que se generan debido a la posición relativa de la herramienta con respecto a las capas que se están registrando y a los diferentes radios de investigación, se logrará un mayor entendimiento de las respuestas adquiridas con M/LWD, tanto para alcanzar un mejor geoposicionamiento de los pozos horizontales como para el uso adecuado de la data en la interpretación petrofísica.

Adicionalmente se genera un modelo de geonavegación, donde se muestra todo el proceso de desarrollo, desde que se prepara el modelo preliminar hasta el ajuste que se realiza teniendo como referencia principal los registros LWD gamma ray y resistividades acimutales, verificando la continuidad de la zona de interés mediante la geonavegación en tiempo real.

*Trabajo de Grado

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Geología. Director Geólogo Ricardo Mier Umaña (UIS).

ABSTRACT

TITLE: ANALYSIS AND INTERPRETATION OF THE WELL LOGS WHILE DRILLING (LDW) TO GEOSTEERING WELLS IN THE THIN THICKNESS RESERVOIRS*

AUTHORS: SILVIA CAMILA FERRER SUESCUN**

KEYWORDS: HORIZONTAL WELLS, LWD LOGS, GEOSTEERING, AZIMUTHAL TOOLS

DESCRIPTION:

Horizontal drilling is considered a direct derivation of directional drilling, which provides optimal solutions in specific situations to profit in the shortest time possible.

For horizontal drilling and high angle different tools are used; a horizontal well drilled a greater length of the field for which you must use tools with different radio of investigation or scope of measures within the formation, as are the azimuthal tools. These tools are described initially for both gamma ray and resistivity, its operation and the type of response generated, which is used to position the shaft within the reservoir to drain compared with conventional tools. For this reason it is essential to understand the differences in the interpretation of records for each type LWD borehole drilling and tool.

Understanding these differences in the logs and identifying the effects that are generated due to the relative position of the tool with respect to the layers that have already been seen and the different radio of investigation, will have a greater understanding of responses acquired with M / LWD both to achieve a better geo-position of horizontal wells and for the appropriate use of data in petrophysical interpretation.

Additionally a model of geosteering is generated where the entire development process is shown from the preliminary model is prepared to the adjustment made to this model having as main reference LWD gamma ray logs and azimuthal resistivity, verifying continuity is generated through the area of interest in real time geosteering.

* Bachelor thesis

** Physic - chemist Engineering Faculty, Geology School. Director Geologist Ricardo Mier Umaña (UIS).

INTRODUCCION

Las herramientas LWD acimutales, realizan la evaluación de las formaciones y cuantifican las zonas potenciales de hidrocarburos mediante la medición de valores de resistividad, gamma ray, además de información mecánica y diferentes parámetros que contribuyen al conocimiento de un pozo en particular.

La tecnología de adquisición de registros durante la perforación (LWD) fue diseñada para sustituir los sistemas de telefonía fija, con lo cual se garantiza la colocación óptima y la evaluación precisa de las formaciones, sin embargo muchos de los datos adquiridos y de los métodos de interpretación se basan en tecnología usada hace muchos años y las técnicas de interpretación que se usan actualmente no han sido analizadas o explicadas de forma sencilla.

La empresa Halliburton y la línea Sperry Drilling poseen última tecnología para el desarrollo de sus trabajos especialmente para pozos horizontales así como de alto ángulo y requieren de personas capacitadas para comprender e interpretar las respuestas de los sensores según la geología que se presente y las condiciones del yacimiento.

Existe una gran diferencia entre tomar registros en horizontales y pozos de alto ángulo, debido a que en formaciones delgadas las herramientas a menudo quedan cerca a límites de capas lo que resulta en efectos diferentes. Estos efectos dependerán de varios factores como, la profundidad de investigación de las herramientas o el ángulo de incidencia sobre las capas, entre otros. El presente trabajo se enfoca en describir el funcionamiento básico de los sensores acimutales de gamma ray y resistividad, así como varias técnicas de interpretación

de los registros, ya que no hay un claro entendimiento en ver la diferencia de analizar un registro de un pozo horizontal con respecto a los otros.

Con el propósito de identificar las diferentes ventajas que proveen la utilización de herramientas acimutales se generará un modelo de geonavegación, donde se mostrará el proceso, desde que se realiza el modelo preliminar hasta el ajuste que se realiza mediante la geonavegación en tiempo real.

1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El desarrollo tecnológico en la actualidad está enfocado a mejorar las mediciones en pozos horizontales ya que este tipo de pozo es una de las opciones más importantes en la industria petrolera y además el desarrollo de las herramientas de registros son base fundamental para incrementar la producción en pozos horizontales comparándolos con los pozos de alto ángulo.

Los problemas están condicionados a que muchas de las herramientas de registros fueron diseñadas para ser usadas en pozos verticales y existe un escaso entendimiento en la interpretación de las diferencias que hay entre tomar registros para capas horizontales y capas verticales e incluso de alto ángulo, ya que los efectos que se generan a partir de herramientas para pozos horizontales son más complejas que en pozos verticales debido al radio de investigación y al ángulo de incidencia.

Este tipo de herramientas se denominan acimutales y son las utilizadas para navegar la sección horizontal de un pozo, sin embargo no hay un claro ejemplo que pueda mostrar las ventajas de estas herramientas para generar un modelo de geonavegación y poder ajustarlo en tiempo real.

2 JUSTIFICACION

La perforación horizontal es una derivación directa de la perforación direccional, la cual provee soluciones óptimas en situaciones específicas para poder obtener beneficios en el menor tiempo posible.

Para la perforación de pozos desviados, horizontales y verticales se usan herramientas diferentes; un pozo horizontal perfora una mayor longitud del yacimiento por lo cual debe utilizar herramientas que tengan diferentes radios de investigación o alcances de medidas dentro de la formación, como lo son las herramientas acimutales, que generan una mayor cantidad de información, la cual es utilizada para posicionar el pozo dentro del reservorio a drenar en comparación con las herramientas convencionales. Por esta razón se hace indispensable entender las diferencias en la interpretación de los registros LWD para cada tipo pozo y de herramienta.

Entendiendo estas diferencias en los registros e identificando los efectos que se generan debido a la posición relativa de la herramienta con respecto a las capas que se están registrando y a los diferentes radios de investigación, se logrará un mayor entendimiento de las respuestas adquiridas con M/LWD, tanto para alcanzar un mejor geoposicionamiento de los pozos horizontales como para el uso adecuado de la data en la interpretación petrofísica.

Con el propósito de identificar las diferentes ventajas que proveen la utilización de herramientas acimutales se diseñará un modelo preliminar de geonavegación y se mostrará todo el desarrollo del proceso hasta realizar el ajuste en tiempo real.

3 OBJETIVOS

3.1 OBJETIVO GENERAL

Describir y comparar registros LWD (gamma ray y resistivos) con el propósito de lograr el mejor geoposicionamiento de los pozos horizontales.

3.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Determinar las diferencias en la interpretación de los registros LWD en pozos horizontales y de alto ángulo.
- Caracterizar los efectos que presentan los registros de los pozos horizontales debido al radio de investigación de las herramientas, la proximidad de estas a los límites de capas y el ángulo de incidencia sobre las capas
- Generar un modelo de Geonavegación para un pozo horizontal.
- Realizar el ajuste del modelo de Geonavegación en tiempo real.

4. PERFORACION DIRECCIONAL

A finales de 1970 la mayoría de los pozos de petróleo conocidos se habían perforado de manera vertical, sin embargo con el tiempo se constató que los pozos de petróleo o de agua, no eran necesariamente verticales, ya que la litología y las imperfecciones mecánicas causaban que la mayoría de los pozos se desviarán de la trayectoria vertical inicial. Las primeras aplicaciones de perforación direccional se realizaron durante la década de 1920, cuando la empresa Sperry Corporation decidió unirse bajo contrato con Sun Oil para realizar pozos controlados direccionalmente, la marca Sperry- Sun continua hasta nuestros días, adquirida por Halliburton. En 1930 se perforó el primer pozo direccional desarrollado en Huntington Beach, California (Quenta V, 2014) , estos primeros pozos se desarrollaron principalmente como operaciones de recuperación, ya fuera para desviar herramientas atascadas alrededor del hueco, regresar el pozo a la vertical o como pozo de alivio; con el tiempo este tipo de perforación se empezó a considerar una de las más importantes en la industria del petróleo ya que lograría llegar a los yacimientos más complejos a desarrollar.

Las técnicas de ingeniería para perforación han sufrido grandes transformaciones a lo largo de los últimos años los cuales han implicado el mejoramiento de la planificación y evaluación de pozos.

La Perforación direccional es el proceso de dirigir el pozo a lo largo de la trayectoria planeada hacia un objetivo predeterminado mediante el uso de tecnologías que permitan obtener información exacta y confiable de las formaciones que se atraviesan.

Terminología de un Pozo Direccional:

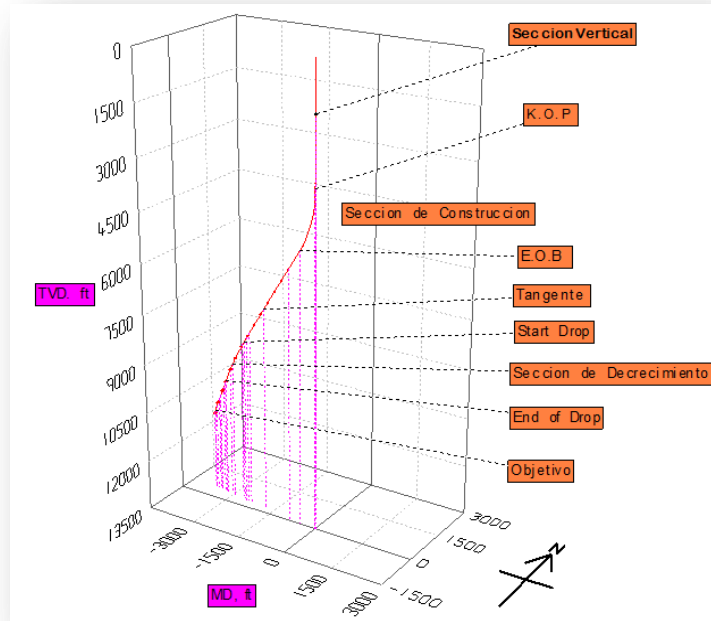
Tres componentes se miden en cualquier punto dado en un pozo, con el fin de determinar su posición:

- 1) La profundidad del punto a lo largo de la trayectoria de la perforación.
- 2) La inclinación en el punto.
- 3) El acimut magnético en el punto.

Estos tres componentes combinados se denominan como una "encuesta" o "Survey". Se necesita una serie de *Surveys* consecutivas para seguir el progreso y la ubicación de un pozo.

Un pozo direccional consta principalmente de 5 partes: Inicialmente una sección vertical que llegue hasta el K.O.P por sus siglas en ingles *Kick off Point*, el cual es el punto de inicio de la desviación; continúa con una sección de construcción de ángulo (*Buil Section*), hasta llegar al E.O.B o *End Of Build* por sus siglas en inglés, para finalizar la construcción del dicho ángulo. Posterior se realiza una sección tangencial (*Tangent*) hasta llegar a la Sección de decrecimiento del ángulo o *Drop Section* y así finalizar en el *Target* o el objetivo, como se observa en la Figura 1.

Figura 1. Partes principales de un pozo direccional.



La trayectoria de cualquier pozo direccional está condicionada principalmente por dos conceptos: *True Vertical Depth* (TVD) o Profundidad Vertical Verdadera, es el valor de la profundidad medido en un plano X, Y, y *Measured Depth* (MD) o Profundidad Desarrollada, es el valor punto a punto por toda la trayectoria del pozo.

Entre las tecnologías de registros que se usan actualmente para pozos direccionales se encuentra la de toma de registros mientras se perfora o LWD por sus siglas en inglés "*Logging While Drilling*", las herramientas básicas que la conforman son: densidad, neutrón, rayos gamma, resistividad y sónica. La segunda tecnología es la de muestreo mientras se perfora o MWD por sus siglas en inglés "*Measurement While Drilling*". El desarrollo de estos nuevos equipos especiales para las operaciones de perforación ha permitido la realización de

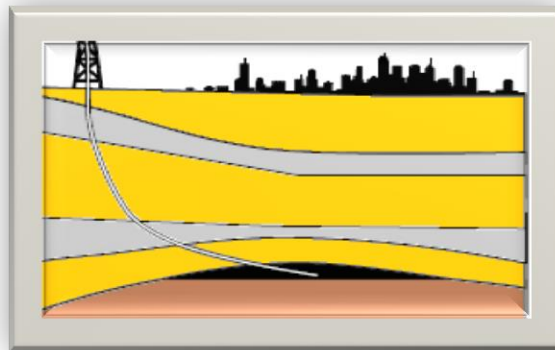
procesos de perforación direccional y horizontal más seguros y eficientes. Para efectos de este trabajo, se tendrán en cuenta la tecnología LWD para herramientas que toman registros de resistividad y gamma ray.

4.1. APLICACIONES DE LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL

Existen diferentes causas para realizar la planeación de un pozo, ya que lo que se busca es lograr el objetivo de la forma más exacta evitando posibles problemas que se presenten por la geología, por riesgos ambientales o simplemente para disminuir costos e incrementar la producción. Entre los posibles escenarios tenemos

4.1.1 Localizaciones Inaccesibles. Los pozos direccionales muchas veces son perforados debido a que la localización directamente sobre el reservorio es inaccesible ya que se encuentran obstrucciones naturales tales como montañas, ríos, lagunas o sencillamente el objetivo se encuentre debajo de edificaciones grandes como parques, edificios y casas. (Figura 2).

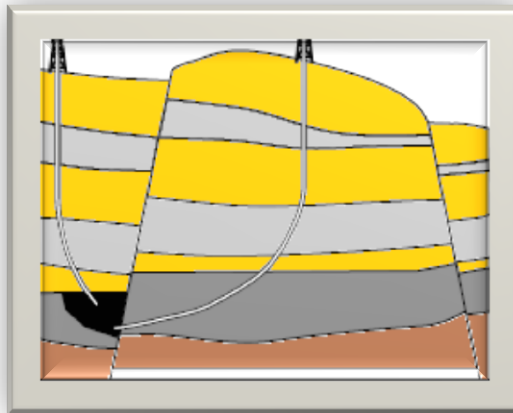
Figura 2. Perforación de pozos direcciones en localizaciones de difícil acceso.



Fuente: SCHLUMBERGER. Directional Drilling Training Manual, 1996.

4.1.2 Formaciones Con Fallas. Los pozos direccionales también se desarrollan para evitar la perforación de pozos verticales a través de un plano de falla (Figura 3), el cual podría deformar y cortar la tubería, por otro lado cuando se perfora hoyos verticales, son muy comunes las desviaciones no deseadas las cuales se deben a formaciones falladas en el subsuelo. Por esta razón es mejor realizar pozos direccionales dentro de este tipo de formaciones sin atravesar las líneas de falla.

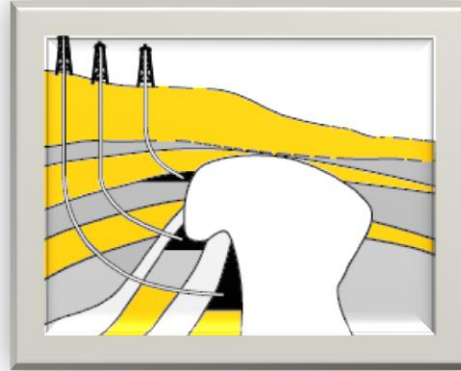
Figura 3. Desplazamiento de la arena provocada por falla.



Fuente: SCHLUMBERGER. Directional Drilling Training Manual, 1996.

4.1.3 Domo De Sal. En el caso que un yacimiento a desarrollar se encuentra bajo la fachada de un levantamiento de sal, se emplea la perforación direccional con el fin de bordear el domo salino y llegar por debajo del mismo al objetivo. (Figura 4).

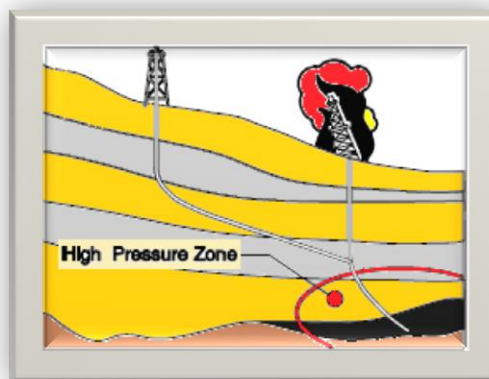
Figura 4. Domo natural salino y arena con hidrocarburo debajo del mismo.



Fuente: SCHLUMBERGER. Directional Drilling Training Manual, 1996.

4.1.4 Pozos de Alivio. Los pozos direccionales llamados de “alivio”, se realizan desde una ubicación segura en superficie hasta la capa que provoca la surgencia para el ahogo del pozo descontrolado (Figura 5), es decir por medio del pozo de alivio se contrarresta las presiones que ocasionaron la explosión, bombeando lodo pesado dentro del reservorio y tener bajo control el pozo problema.

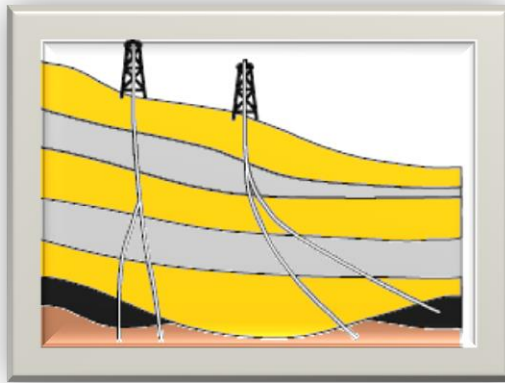
Figura 5. Desarrollo de un pozo de alivio para controlar un pozo problemático.



Fuente: SCHLUMBERGER. Directional Drilling Training Manual, 1996.

4.1.5 Side Track. *Sidetrack* o desvío de un pozo, es el proceso por el cual es posible perforar un segundo pozo desde un hoyo ya existente, bien sea por problemas operacionales o fenómenos inherentes a las distintas formaciones atravesadas, el proceso consiste en desviarse desde un tapón de cemento y extender las zonas de producción. (Figura 6).

Figura 6. Desviación de un pozo a partir de un tapón de cemento.



Fuente: SCHLUMBERGER. Directional Drilling Training Manual, 1996.

5. TIPOS DE POZOS DIRECCIONALES

La planeación de cualquier pozo direccional dependerá principalmente del diseño de la trayectoria del hoyo para alcanzar el objetivo propuesto. La selección del tipo de trayectoria está limitada principalmente por las características de la estructura geológica, del espaciamiento entre pozos, profundidad vertical y el desplazamiento horizontal del objetivo.

Los pozos direccionales se clasifican dependiendo de la forma que toma el ángulo de inclinación y pueden ser: Pozos tipo tangencial o “J”, la configuración de estos pozos se aplica principalmente cuando son de profundidades moderadas, en regiones en las que la producción se encuentra en una sola capa. Este tipo de pozo consta de una sección vertical que baja hasta el punto de arranque conocido como K.O.P seguida de una sección aumentada o de construcción de ángulo y finalmente una sección tangencial hasta llegar al target o el objetivo propuesto. La construcción de este tipo de pozos es de manera sencilla y puede llegar hasta los 75° (ángulo alto).

Pozos tipo “S”, por su geometría esta configuración presenta ciertos problemas operacionales ya que su *Dog Leg* o el ángulo que se forma al aumentar o disminuir la sección, indica que tan tortuoso es el agujero del pozo, debe ser pequeño para evitar que la herramienta sufra daños, este tipo de pozo debe descender a 0° hasta llegar al objetivo.

Pozos Multilaterales, estos pueden ser perforados tanto a baja profundidad (250 m) como a gran profundidad (5000 m) y los mismos pueden ser de dos o más brazos atravesando las arenas de la misma forma que un pozo horizontal, navegando a través de la formación objetivo, este tipo de secciones laterales

múltiples ofrecen grandes ventajas económicas ya que al mejorar el drenaje de los reservorios exponiendo mucho más la formación de interés, disminuye considerablemente los costos. También pueden interceptar numerosos sistemas de fracturas y drenar los reservorios múltiples.¹

Para efectos de este proyecto los pozos horizontales son los de mayor interés:

5.1 POZOS HORIZONTALES

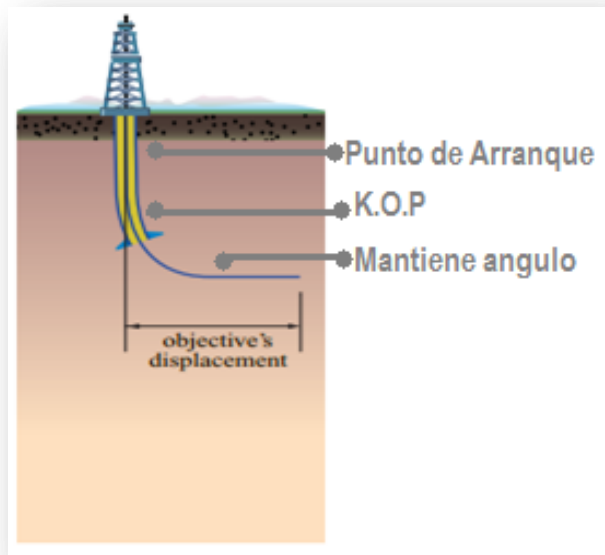
Un pozo horizontal se puede definir como un hoyo que ofrece una sección abierta al flujo cuyo eje axial posee una inclinación entre 85 y 95 grados en el yacimiento de producción²,

El diseño de este tipo de pozo se realiza paralelo al estrato, generando el incremento del contacto con el yacimiento y de ese modo aumentar la productividad del mismo. (Figura 7)

¹ MOLERO C, Jairo. Diseño de Sartas y Perforación Direccional, 2008. 228p

² GIANNESINI J.F., Horwell S.A., Bosio J. Horizontal Wells Cut Offshore Production Costs, 1988. En: GAMBOA, Alba. Determinación de la productividad máxima en pozos horizontales en función de la longitud o sección horizontal. Tesis de pregrado, Caracas: Universidad Central de Venezuela, 2003. 168p

Figura 7. Tipo de trayectoria horizontal



Fuente: Giacca, 2003.

6 REGISTROS DURANTE LA PERFORACION – LWD (LOGGING WHILE DRILLING)

“La tecnología de adquisición de registros durante la perforación (LWD, *Logging While Drilling*) ha madurado a su tercera generación en tan sólo una década. Las primeras herramientas, introducidas a finales de la década de 1980, proporcionaban mediciones direccionales y registros para una evaluación básica de la formación, y servían como registros de respaldo en pozos desviados y verticales”.³

Para realizar una evaluación básica de la formación, se usaban principalmente correlaciones estratigráficas y estructurales de pozos cercanos, lo que logró un aumento de yacimientos explotados con éxito en la industria petrolera ya que la adquisición de registros durante la perforación ayudaba a determinar la productividad del pozo.

Sin embargo con el tiempo se empezaron a desarrollar yacimientos más complejos, donde las capas eran más delgadas y fracturadas, consideradas como pobres en hidrocarburo y por tanto quedaban sin explotar. Para llegar a estos yacimientos de difícil acceso, más pequeños y de menos calidad, se introdujeron nuevas técnicas LWD, esta segunda fase ocurrió en la década de 1990 con la introducción de mediciones acimutales.

Las mediciones LWD permiten obtener información de la naturaleza de las formaciones e identifica y cuantifica las zonas potenciales de hidrocarburos. Este tipo de herramientas son particularmente adecuados para el registro de alto

³ ALLEN D., *et al.* Logging While Drilling, 1987, En: BARGACH, Saad., *et al.* LWD en tiempo real: Registros para la perforación, Texas, 2001.

ángulo y pozos horizontales. También permite obtener información en tiempo real de la resistividad de la formación y la porosidad adquirida durante la perforación. Esta visión más clara del pozo, permite a los geólogos saber con exactitud la posición dentro del reservorio y de esta manera poder mejorar la toma de decisiones a medida que la perforación progresa, reduciendo el riesgo en áreas que son geológicamente complejas o no muy conocidas.

6.1 SISTEMAS DE TELEMETRIA LWD

Telemetría es la medición de sucesos que ocurren a distancia.

“En Halliburton, telemetría se refiere a la conversión de la medida que toma una herramienta de registro a una señal adecuada para la transmisión a la superficie”,⁴.

En la telemetría se desarrollan 3 procesos: Transmisión, Recepción y Conversión de datos.

La medición de datos se realiza a través de sensores que están ubicados en varios lugares de la herramienta y se seleccionan de acuerdo a la información que se requiera del pozo. El envío de la información hacia el operador se realiza típicamente mediante la comunicación inalámbrica aunque también puede darse por otros medios (cable, radios, fibra óptica, etc.).

Para cualquier proceso de toma de medidas en tiempo real durante una operación de perforación se deben presentar en el ensamblaje de fondo de pozo dos tipos de herramientas MWD y LWD, las cuales se van a encargar de obtener la información relativa a las condiciones de perforación y a las propiedades de las formaciones

⁴ HALLIBURTON, LWD Log Quality Control Guide, 2012. Vol 5.2.

perforadas, además de almacenar toda esta información y enviar parte de ella a superficie para poder llevar a cabo la evaluación de la operación de perforación en tiempo real, ⁵.

Este trabajo se enfoca en herramientas LWD, sin embargo la industria LWD no crea telemetría, pero adapta esta de otras disciplinas con MWD. Para la empresa Halliburton, el sistema de telemetría electromagnética y por pulsos de lodo son los más usados:

La Telemetría electromagnética permite la transmisión de datos sin una columna de fluido continuo⁶. Este tipo de sistema se usa cuando las herramientas LWD y MWD se encuentran demasiado separadas en el ensamblaje de fondo.

La Telemetría de pulso de lodo es un sistema de comunicación inalámbrico acústico utilizado durante la perforación para transmitir información entre el fondo del pozo y la superficie por medio de ondas de presión en el fluido de perforación, llamado lodo, el mismo que actúa como sistema de comunicación, su principal aplicación son las mediciones mientras se perfora (MWD) y los registros mientras se perfora (LWD)". ⁷. Este sistema se divide en dos:

Pulsos de lodo negativo, consiste en liberar fluido hacia el anular creando un decaimiento de presión en la columna. El equipo de superficie detecta esas variaciones en fase con la señal de presión, como se muestra en la Figura 8A. Pulsos de lodo Positivo, este sistema es usado en la empresa Halliburton y consiste en un pulsador que genera restricción al paso del lodo, generando que la

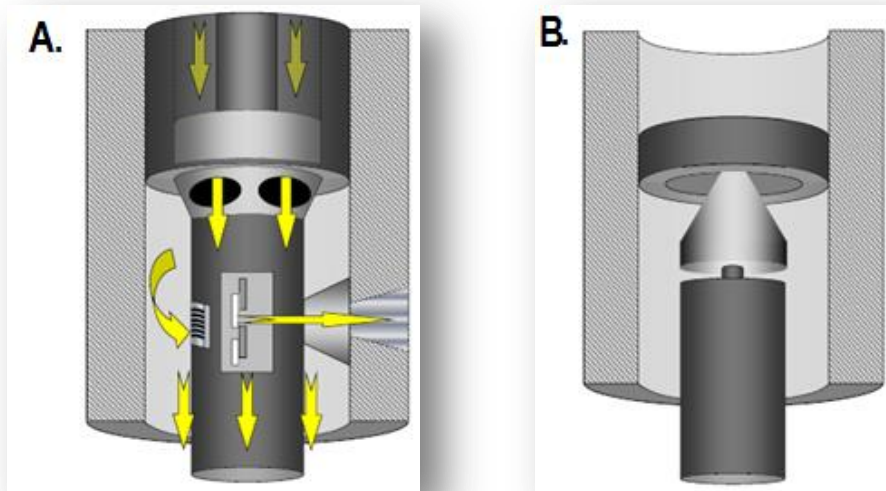
⁵ GENEY, Guillermo. Aplicaciones de los sistemas de registro LWD en operaciones de perforación de pozos. Tesis de pregrado. Medellín, Colombia: Universidad Nacional de Colombia, 2000. 209 p.

⁶ Ibid

⁷ VARSHENEY R, "Transporting information and energy simultaneously," in Proc. 2008, En: MALES, Gabriela. Análisis, interpretación y comparación de las mediciones petrofísicas obtenidas con la herramienta LWD ECOSCOPE y los registros Werline en el campo Eden Yuturi. Tesis de pregrado. Quito, Ecuador: Universidad Central de Ecuador, 2013. 220 p.

presión en la columna incrementa. La presión positiva resultante es detectada y codificada en superficie, (Figura 18B).

Figura 8. A. Pulso de lodo Negativo. B. Pulso de lodo positivo.



Fuente: HALLIBURTON, Mud pulse Telemetry, 2014

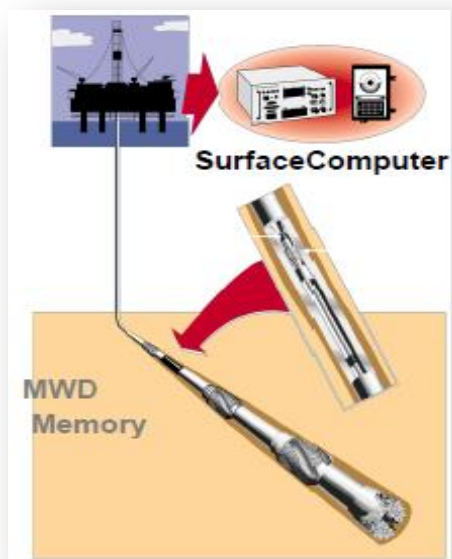
6.1.1 Datos En Memoria. Los datos en memoria MWD/LWD son obtenidos por los sensores en fondo, los cuales toman muestras de la formación, que se van guardando en la memoria de la herramienta a medida que la columna de perforación se extrae del pozo, como se muestra en la Figura 9. Durante la recuperación, se registra el movimiento de la tubería en función del tiempo. En la superficie, los datos del fondo del pozo basados en el tiempo son recuperados con una computadora portátil y luego se fusionan con los datos de profundidad, a partir del movimiento de la tubería, para generar registros de profundidad convencionales.⁸

⁸ BILLINGHAM., *et al.* Transporte de herramientas en pozo abierto y entubado. En: Oilfield Review, Verano, 2011. Vol. 23, no. 2, p. 20-35.

Este tipo de datos poseen una buena resolución, incluso mejor que la obtenida en tiempo real. Generalmente los datos en tiempo real son remplazados por los de memoria cuando son extraídos de la herramienta. También poseen tasas de muestreo rápidas, con mayor número de datos por intervalo de profundidad. Se pueden almacenar datos mucho más rápido que los que se pueden enviar a superficie y puede registrar el pozo mucho más rápido que en tiempo real logrando la misma densidad de datos.

Sin embargo es impráctico y muy costoso utilizar datos en memoria en perforación direccional y aplicaciones sobre todo en la geonavegación.

Figura 9. Datos guardados en la memoria de la herramienta en el fondo de pozo.



Fuente. HALLIBURTON, Herramientas LWD, 2014.

6.1.2 Datos en Tiempo Real. Actualmente es posible obtener registros en tiempo real con densidades de muestreo de datos equivalentes a la de registros

adquiridos con herramientas operadas a cable y a velocidades de penetración de 70m/h (230 pies/hora). La velocidad e intensidad de la transmisión de señales pueden configurarse para determinados tipos de fluidos de perforación y para ciertas profundidades de perforación específicas. (HALLIBURTON, 2012).

La transmisión es decodificada en superficie, procesada y llevada a un valor confiable, asociada a una profundidad y llevada a un registro en tiempo real. Este proceso, aunque parezca simple, es extremadamente complejo y requiere una combinación de eventos que ocurran perfectamente para que un dato sea procesado.

Con los datos en tiempo real, los ingenieros de geonavegación pueden permanecer a distancias percibidas de límites de capas importantes, incluidos los contactos aceite-agua.⁹

⁹ CHEMALI, Roland. , *et al.* Integrating Images from Multiple Depths of Investigation and Quantitative Signal Inversion in Real Time for Accurate Well Placement. En: International Petroleum Technology Conference (3 -5, Diciembre: Kuala Lumpur, Malaysia). Conference Paper. Kuala Lumpur: 2008. 8 p.

7. HERRAMIENTAS ACIMUTALES

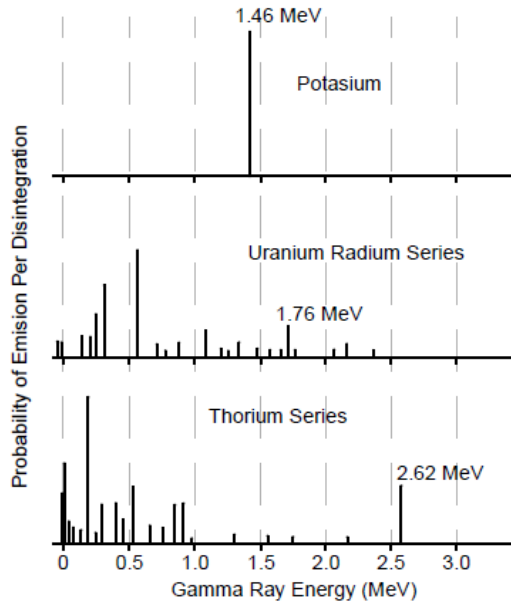
Las herramientas acimutales, proporcionan una alternativa válida y económica única para evaluar confiablemente pozos de difícil acceso; las cuales están diseñadas para trabajar en el fondo del hueco a altas temperaturas, equipadas para almacenar gran cantidad de información completamente digital a 360° y determinar la distancia y dirección a múltiples límites de capas.

En este trabajo se caracterizaran los registros Gamma Ray y Resistividad tomados con herramientas acimutales y se analizaran sus repuestas.

7.1 SENSORES RAYOS GAMMA RAY ACIMUTALES

El sensor gamma responde a las radiaciones de origen natural en las formaciones, la mayoría de los cuales proviene de Potasio, Uranio y Torio. Cada uno de estos presenta valores distintos, el potasio presenta un valor único de 1,46 MeV, el torio 2,62 MeV y el uranio 1,7 MeV, como los muestra la Figura 10. En el momento que se realiza las lecturas de los rayos gamma, las areniscas libres de lutitas y los carbonatos son los que presentan lecturas bajas pero a medida que el contenido de lutita aumenta el perfil de lectura aumentara sus valores ya que en este tipo de roca se presenta mayores cantidades de material radioactivo.

Figura 10. Valores de Mega Electrovoltios para el Potasio, Uranio y Torio.



Fuente: HALLIBURTON, 1999.

Generalmente las lecturas que presentan los rayos gamma están afectadas por ciertos factores como lo son: alargamiento del pozo, peso del fluido de perforación, la relación entre el diámetro del pozo y el diámetro del sensor, entre otros. Sin embargo existen ciertos controles de calidad y correcciones ambientales que se realizan antes de presentar los datos finales

7.1.1 Correcciones Ambientales y Control de Calidad. La corrección de pozo aplicado a la medición de rayos gamma consta de tres componentes: una corrección para el tamaño de la perforación, el peso del lodo y una corrección para el contenido de KCl (cloruro de potasio) del lodo.

Concentración de KCl - La corrección KCl se requiere debido a la presencia de isótopo radiactivo potasio-40 (^{40}K) en KCl, que emite rayos gamma. El efecto de estos rayos gamma se debe restar de la respuesta de la herramienta con el fin de

obtener una medición de rayos gamma de la formación. Para un tamaño de herramienta dada, habrá un mayor efecto en perforaciones más grandes que en los más pequeños, debido al mayor volumen de material radiactivo que rodea la herramienta.

Tamaño del hueco y Peso del lodo - El tamaño del pozo y la corrección de la densidad del lodo se requiere debido al efecto atenuante que el lodo en el pozo tiene sobre los rayos gamma en la formación. A medida que aumenta el tamaño del pozo, la presencia de más de lodo entre la formación y la herramienta hace que la respuesta de la herramienta tienda a disminuir. Un efecto similar se observa para los aumentos en el peso del lodo.

7.1.2 Resolución Vertical. La resolución vertical de las señales en los registros de pozos es considerado uno de los aspectos más importantes para identificar patrones litológicos y definir con más precisión los límites de las capas. Las herramientas utilizadas deben poseer un alto grado de sensibilidad para identificar cambios pequeños en la estructura sedimentaria, es decir debe emitir un cambio significativo al detectar el espesor más pequeño de la capa para la cual se está trabajando. La resolución vertical se aplica para verticales, sin embargo se utiliza también para otras desviaciones de pozos.

La resolución vertical va a depender del radio de investigación que alcance la herramienta limitados por el tamaño del agujero, la densidad del lodo, la densidad de la formación y la velocidad de registro. Cada herramienta de gamma ray posee una resolución diferente, para el ABG-GP, tiene una resolución de 6in, para el GABI es de 10 in y para el AGR-M5 GP tiene 7 in de resolución.¹⁰

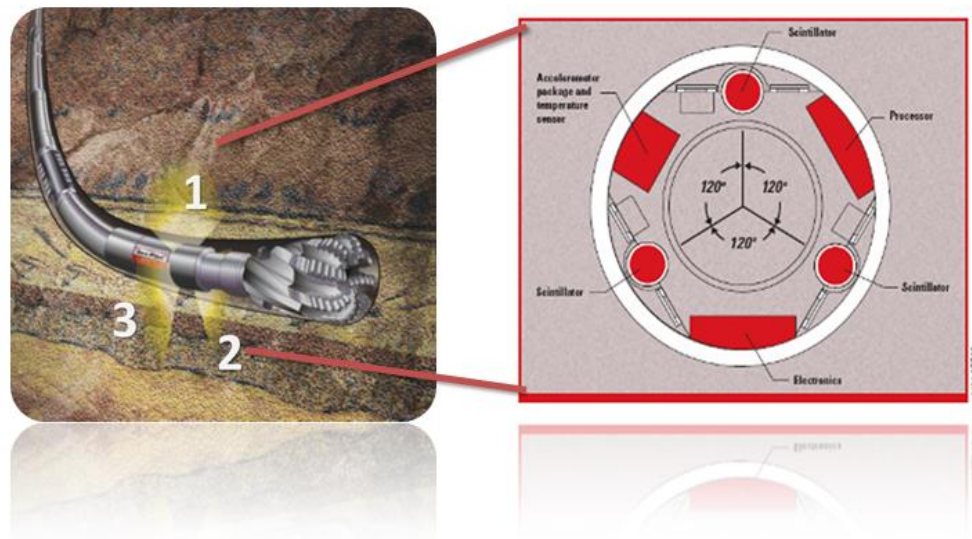
Las herramientas acimutales utilizadas en este trabajo para registros Gamma Ray y Resistividad se explicaran a continuación

¹⁰ HALLIBURTON, Insite ADR Azimuthal Deep Resistivity Sensor BD Training Course, 2011.

7.1.3 ABG-GP (AT-BIT Gamma). Corresponde a un tipo de sensor Radioactivo el cual mide las cantidades naturales de Torio, Potasio y Uranio presentes en la roca. Este tipo de sensor se encuentra incorporado al Geo-Pilot™ el cual es un sistema rotativo direccional que toma datos en cualquier dirección deseada mientras gira la sarta de perforación. Este sensor se encuentra ubicado a 3 pies de la broca.¹¹

El ABG posee 3 bancos o detectores con una disposición simétrica con separación en intervalos de 120°, como se muestra en la Figura 11, cada sensor funciona de forma independiente, proporcionando información de control de calidad que luego se comparan para verificar el correcto funcionamiento.

Figura 11. Sensor ABG-GP con 3 sensores dispuestos cada 120° alrededor de la herramienta.



Fuente: Naupari, 2007.

¹¹ HALLIBURTON. Sperry Drilling Services. ABG (At-Bit Gamma) Sensor. Tool Brochure. 2007.

Las imágenes proporcionadas por el sensor de ABG-GP constituyen las mediciones de imagen acimutal más cercanas a la broca que existente en la industria actualmente, proporcionando una temprana advertencia de cambios de formación próximos, cambios en la dirección de los límites de capas con respecto a la herramienta, así como una mejor comprensión de la estructura local de la zona y en el momento de la geonavegación brinda la confianza de mantener los pozos horizontales y de alto ángulo dentro de la capa productora y alejarse de las formaciones no productivas.

Este tipo de sensor se encuentra disponible para presiones altas de 22.000 psi en pozos ultra profundos y temperaturas máximas de 284°F (140°C).¹²

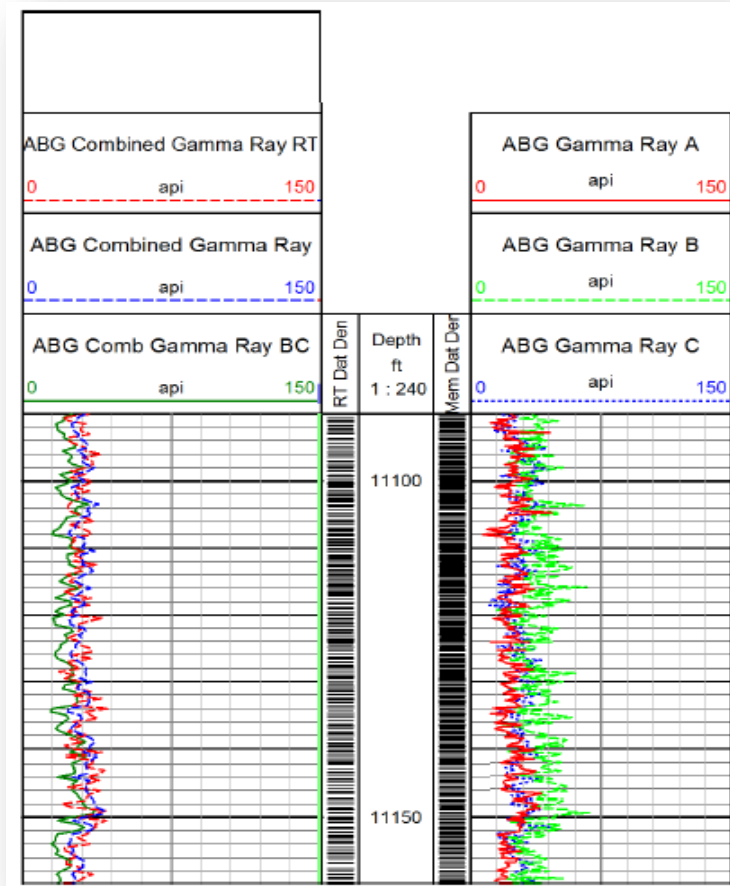
Hay dos tipos de datos que se pueden adquirir con las herramientas Gamma Acimutales: datos en tiempo real o datos en memoria, los cuales son almacenados en diferentes contenedores o *Azimuthal Bins*, estos tipos de datos deben coincidir en cuanto a su tendencia general y a su profundidad.

Para cada tipo de datos la densidad de información varía dependiendo de la capacidad que tiene cada contenedor para almacenar información y del software que se esté usando. Para el caso del AGB-GP, la densidad de datos en tiempo real es generalmente menor que la de los datos en memoria como se muestra en la columna 2 de la figura 14, ya que consta de 36 bins o contenedores en tiempo real por lo cual el carácter detallado de los dos curvas será diferente como se muestra en la columna 3 de la Figura 12.¹³

¹² Ibid

¹³ HALLIBURTON, LWD Log Quality Control Guide, 2012. Vol 5.2.

Figura 12. En la imagen se observa una comparación de datos tomados en tiempo real y en memoria (rojo y azul respectivamente) y una comparación de la densidad de datos que se toma en tiempo real y en memoria, (bandas negras).



Fuente: HALLIBURTON, 2012.

7.1.4 GABI (Gamma & At-Bit Inclination). Corresponde a un Motor GABI equipado con un sensor de GABI que proporciona mediciones de rayos gamma acimutales para mejorar la geonavegación y la colocación óptima del pozo.

Este sensor se encuentra ubicado a 11 pies (3,4 m) de la broca, de tal forma que proporciona información inmediata sobre las tendencias y los cambios de dirección de las formaciones. Otras aplicaciones que posee el motor GABI se destacan: la gran capacidad de perforación de alcance extendido y perforación en capas estrechas, la detección en corto tiempo de límites de capas, perforación de pozos horizontales en yacimientos de gas donde las trayectorias extremadamente planas pueden mejorar la producción y su capacidad de reacción¹⁴.

Figura 13. El sensor GABI™ consta 4 sensores dispuestos simétricamente justo detrás de la broca.



Fuente: HALLIBURTON, 2014.

Al proporcionar cuatro lecturas de rayos gamma independientes simultáneamente en 4 direcciones alrededor de la herramienta como se muestra en la Figura 13, el sensor GABI ofrece una cobertura completa del pozo incluso en el modo de "deslizamiento" sin la necesidad de orientar el motor de arriba, abajo, izquierda y derecha. La ubicación de los sensores cercanos al bit hace que sea posible detectar límites de capas adyacentes antes de salir de la zona productiva, y evitar la pérdida de tiempo de perforación de imágenes no productiva. (Figura 14).

¹⁴ HALLIBURTON, Telemetría en MWD. Febrero, 2014

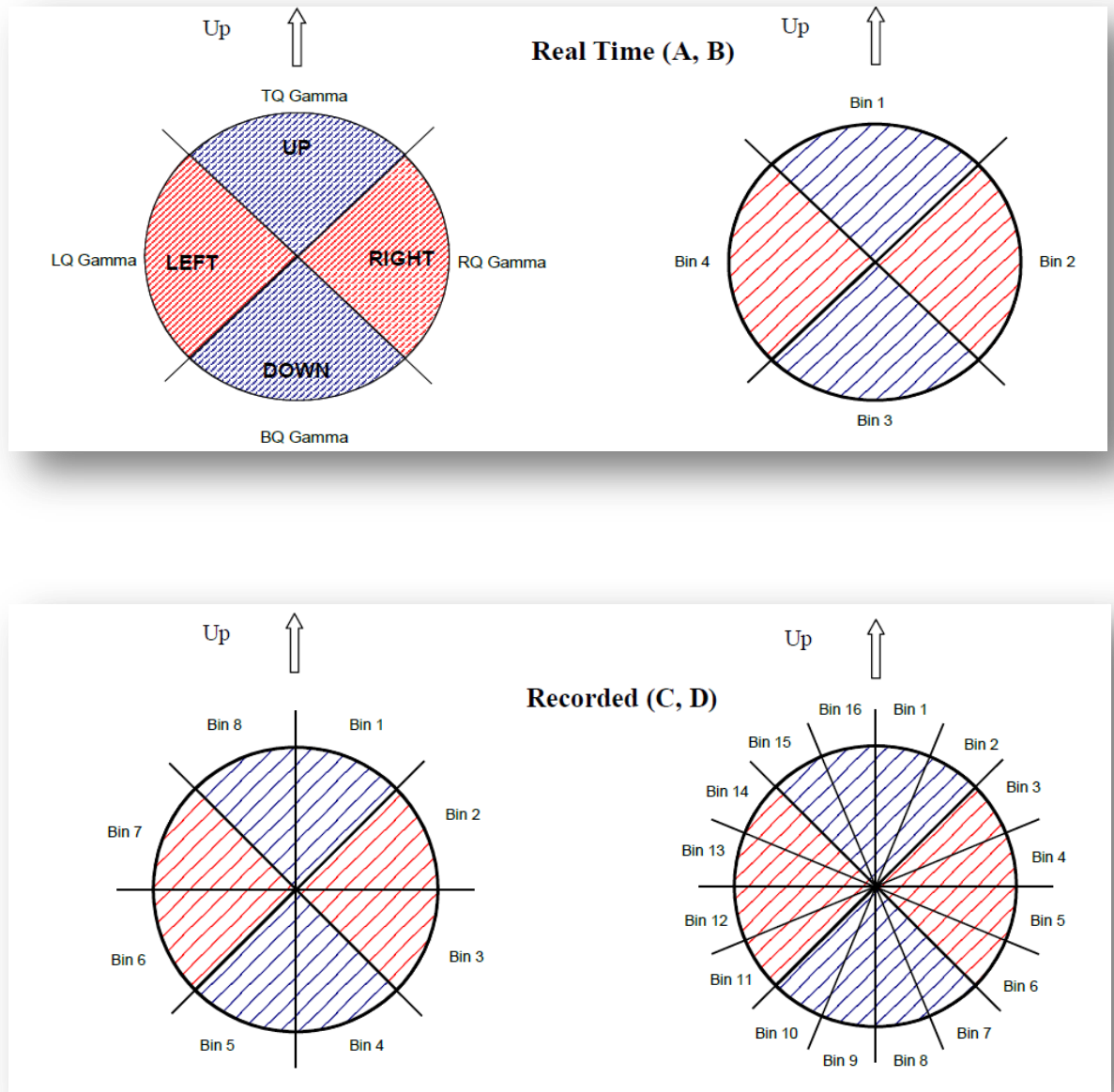
Figura 14. El sensor GABI™ mejora las decisiones de tiempo de reacción, ubicándose sobre la capa productora.



Fuente: HALLIBURTON, 2012.

Para el GABI los datos en tiempo real están configurados en cuadrantes (arriba, abajo, izquierda y derecha) (Figura 15 A, B) y los datos en memoria se pueden almacenar en 4, 8 o 16 contenedores dependiendo de la versión del INSITE o del Software que se use y según la disponibilidad de memoria. (Figura 15D, C).

Figura 15. A, B, C, D. Contenedores o Azimuthal Bins donde se almacena la información en tiempo real y en memoria.

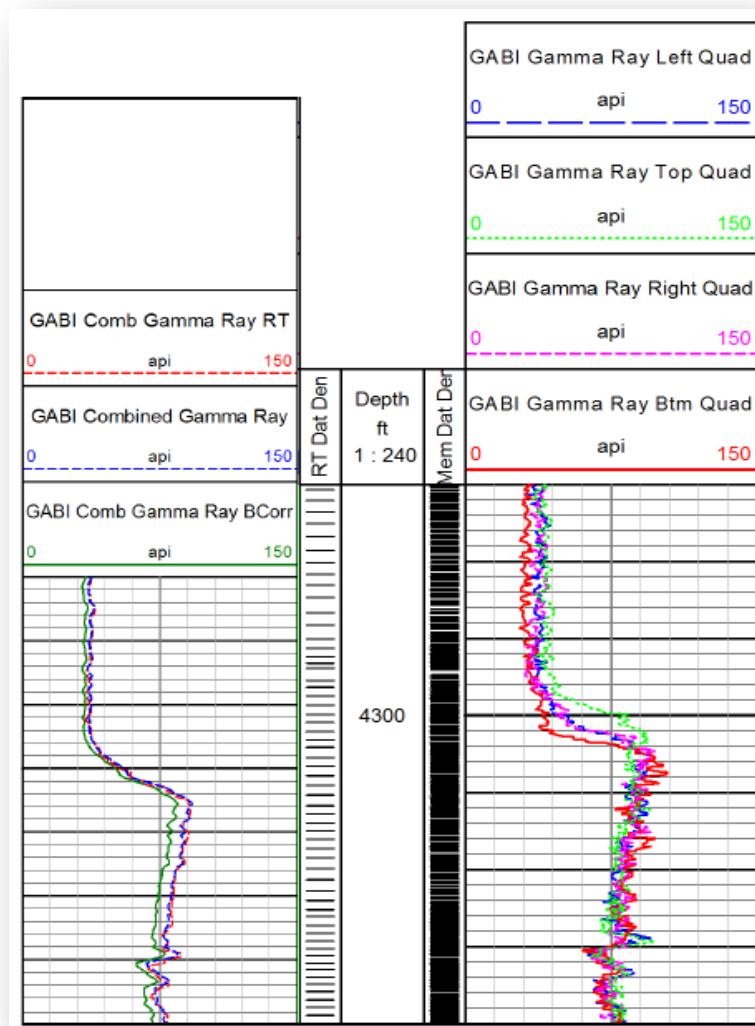


Fuente: HALLIBURTON, 2012.

Una comparación de los datos entre el tiempo real y datos de la memoria (curva roja y azul) para el GABI, se muestra en la Figura 16, también se observa el rayo

gamma sin corregir y el rayo gamma corregido (curva verde). En el ejemplo mostrado para datos tomados con el GABI, la comparación es sencilla ya que la gradación de las bandas negras s en la columna 2 muestra que los datos en tiempo real son bastante altos y superan los datos en tiempo real.

Figura 16. Ejemplo de comparación de datos en tiempo real y memoria para el Motor GABI.

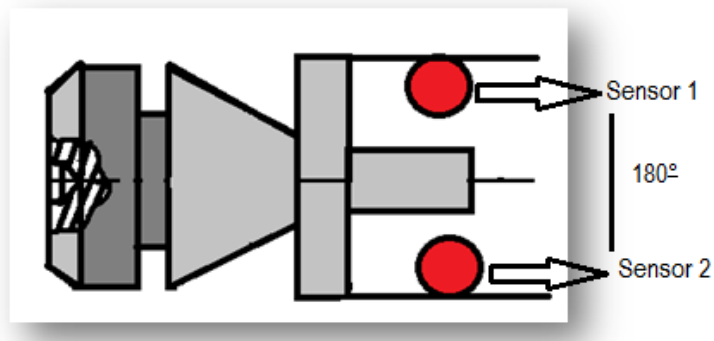


Fuente: HALLIBURTON, 2012.

7.1.5 AGR-M5 GP (Azimuthal Dual Gamma Ray). El dual Gamma Ray es un sensor de detectores duplos los cuales están dispuestos a 180° uno del otro. Proporciona medidas redundantes, mejorando la precisión estadística (menos ruidosa) y permite perforar más rápido manteniendo la precisión de los datos.¹⁵

El punto de medición del AGR está localizado a 20 pulgadas del fondo de la herramienta, generando imágenes acimutales de Rayos Gamma de alta resolución en tiempo real. Un dibujo esquemático de la posición de los sensores se ilustra en la Figura 17.

Figura 17. Sensor AGR-M5 con sensores montados a 180° grados (opuestos).

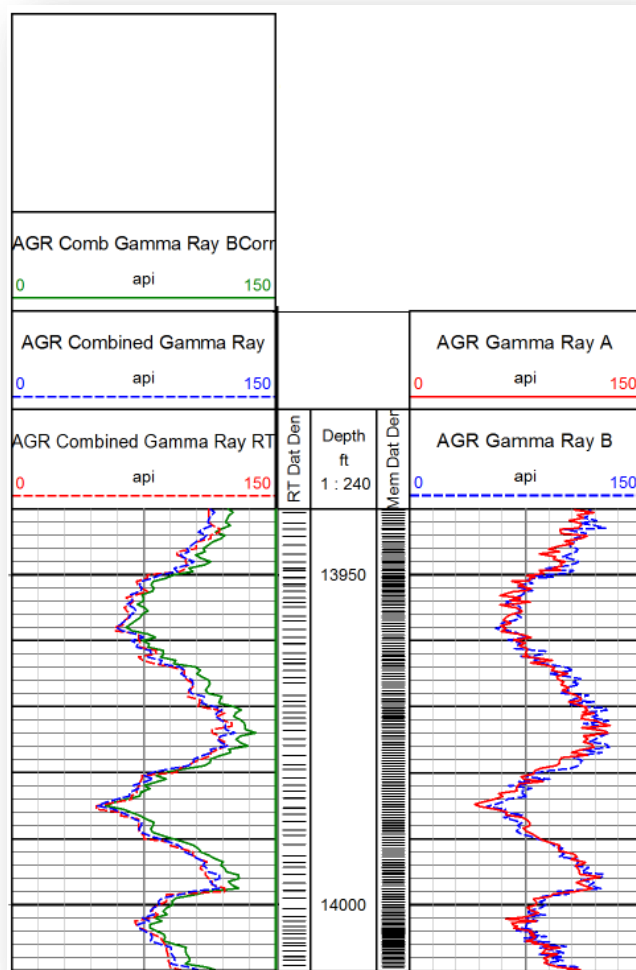


Para la herramienta AGR, en la Figura 18 ,se muestra la comparación entre los datos en tiempo real de color rojo y los datos en memoria de color azul, los cuales deben coincidir de manera general en su tendencia y en su profundidad, sin embargo el carácter detallado de las dos cuervas será diferente (columna 3). El AGR consta de 8 bins acimutales para la toma de datos en memoria, sin embargo en algunos casos como el presentado a continuación muestra que puede

¹⁵ HALLIBURTON, LWD Log Quality Control Guide, 2012. Vol 5.2.

ser difícil la comparación de datos, siempre y cuando la densidad de información en tiempo real se haya visto afectada negativamente por la pobre detección.

Figura 18. Respuestas en tiempo real y en memoria para la herramienta AGR, donde las imágenes coinciden en su tendencia y profundidad.



Fuente: HALLIBURTON, 2012.

7.2 SENSORES DE RESISTIVIDADES ACIMUTALES

Este tipo de sensores mide cambios en la señal electromagnética debido a cambios en las resistividades de la formación y se pueden dividir en dos tipos, sensores de tipo Inducción y tipo laterolog.

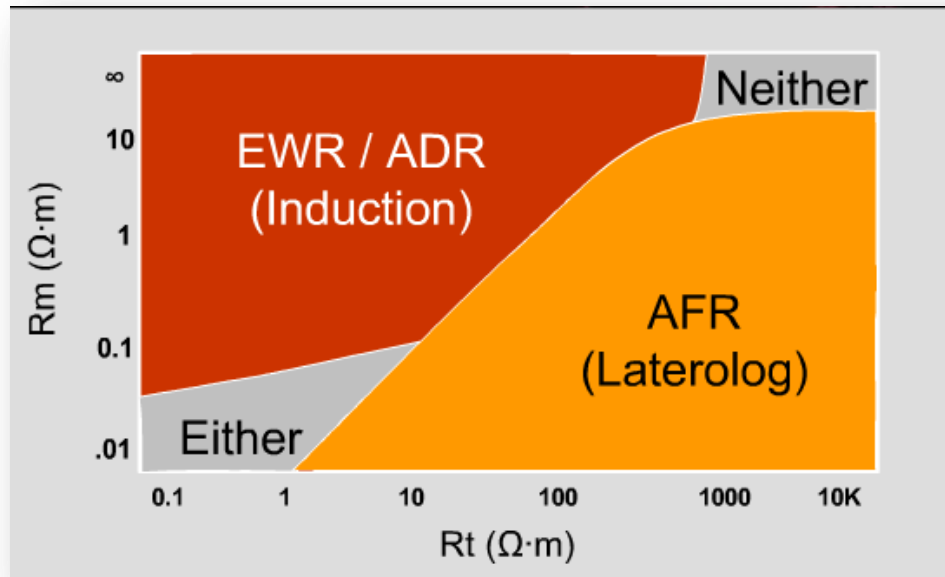
El sensor de tipo Inducción como el ADR o de resistividad acimutal profunda, utilizan frecuencias ligeramente más bajas que los sensores tipo laterolog, como el AFR o de resistividad acimutal focalizada, las cuales usan frecuencias inferiores a los kHz.

En la Figura 19, se observa el área donde se utilizaba cada sensor. En el eje X se encuentra la resistividad verdadera de la formación y en eje Y, la resistividad del lodo de perforación. El AFR funciona mejor en sistemas de lodo base agua y en formaciones de resistencia alta, por otro lado el ADR no será precisa en formaciones con resistividad mayor a los 1000 Ohm-m.¹⁶

De manera general el sensor ADR tiene una capacidad de lectura menos profunda que el AFR.

¹⁶ HALLIBURTON, Insite ADR Azimuthal Deep Resistivity Sensor BD Training Course, 2011.

Figura 19. Describe el área de resistividades donde trabaja cada sensor tipo Inducción o Laterolog.



Fuente: HALLIBURTON, 2011.

7.2.1 AFR (Azimuthal Focused Resistivity). El sensor de Resistividad Centrado Acimutal está diseñado para ser utilizado en pozos perforados con lodos conductivos con el propósito proporcionar imágenes resistivas LWD de alta resolución y realizar las estimaciones más precisas de las reservas.

Este sensor proporciona tres tipos de datos: Imágenes eléctricas de la formación, medidas de resistividad compensadas del tipo lateral a tres profundidades de investigación diferentes, mediante 3 botones espaciados a 120° entre sí, lo que permite tener una cobertura completa de la circunferencia de la pared del pozo y la medida de resistividad de la broca. (Figura 20).

Figura 20. Sensores AFR ubicados cada 120 grados.



Fuente: HALLIBURTON, 2010.

El AFR al proporcionar imágenes de alta resolución permite identificar caracteres estructurales y estratigráficos como orientación e inclinación de las capas y fracturas. La identificación de la inclinación estructural de las capas en tiempo real ayuda a los especialistas en direccionamiento geológico a posicionar el pozo dentro de los niveles deseados del reservorio aumentando el área de exposición del mismo. Otra aplicación de este sensor es determinar la dirección de ruptura para analizar la estabilidad del pozo y el régimen de esfuerzos.¹⁷ .

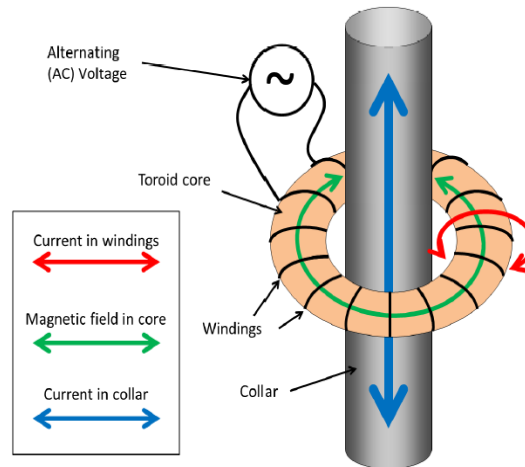
En reservorios clásticos laminados el sensor proporciona mediciones resistivas de alta resolución vertical que son utilizadas para efectuar cálculos precisos de los intervalos productivos del yacimiento

El sensor InSite AFR™ obtiene datos tanto en memoria como en tiempo real. En memoria obtiene medidas hasta en 63 sectores y en tiempo real genera medidas de 16 sectores para análisis y optimización del proceso de perforación.

Esta herramienta trabaja mediante corriente alterna que es generada y recibida por un toroide, donde la corriente fluye a través del collar como se muestra en la Figura 21, pasando por el lodo, el cual entra en la formación y regresa al lado opuesto del transmisor.

¹⁷ HALLUBURTON, Insite AFR Azimuthal Focused Resistivity Sensor BD Training Course.2010

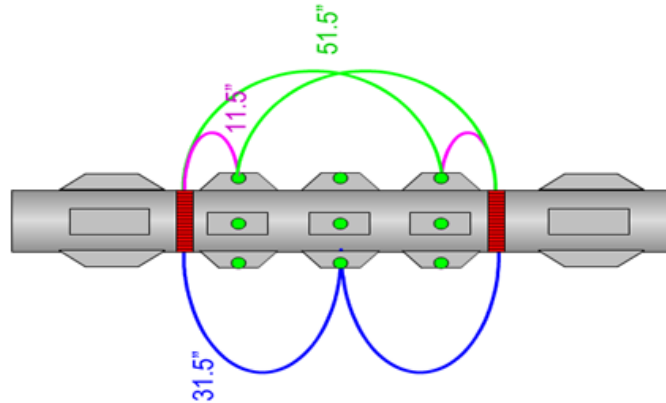
Figura 21. Toroide por donde circula la corriente alterna, para enviar la información.



Fuente: HALLUBURTON, 2012.

El AFR esta compuesto por dos estabilizadores los cuales se encargan de mantener alejada la herramienta de la pared del hoyo, dos transmisores los cuales emiten el pulso de voltaje, uno por encima y otro por debajo de los tres receptores los cuales reciben el pulso. La herramienta mide 3 profundidades las cuales se catalogan como Somera (*Shallow* – 11.5”), Media (*Medium*- 31.5”) y Profunda (*Deep*-51.5”). (Figura22).

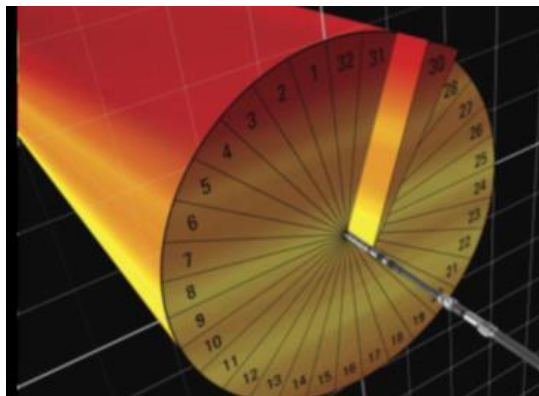
Figura 22. La herramienta AFR mide 3 profundidades diferentes, Somera, Media y Profunda.



Fuente: HALLIBURTON, 2012.

7.2.2 ADR (Azimuthal Deep resistivity). Las principales ventajas de este sistema es mapear la formación alrededor del sensor y es capaz de producir una medición promedio de resistividad en múltiples profundidades de investigación. Todas las mediciones promedio tienen un componente acimutal, es decir las imágenes de resistividad de múltiples profundidades se describen en un círculo de 360 grados con 32 contenedores, como lo muestra la Figura 23. Estos contenedores se llenan de datos cuando la herramienta gira.

Figura 23. La información se guarda en 32 contenedores a medida que la herramienta gira en 360 grados del hueco.

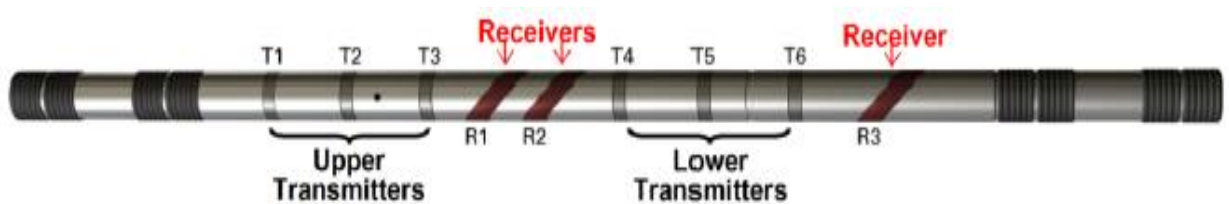


Fuente: HALLIBURTON- ADR, 2011.

Mediante la identificación de capas próximas la herramienta puede: Evitar la perforación fuera de la parte superior del depósito, evitar perforación en la zona de agua, mantener el ensamblaje de fondo a una distancia fija de las capas cercanas y ayuda a la colocación optima en el depósito para la máxima producción¹⁸.

El ADR esta conformado por: 6 transmisores (T1,T2,T3), 3 receptores inclinados a 45 grados (R1,R2,R3) con 3 frecuencias (2 MHz, 500 kHz, 125 kHz) como se ve en la Figura 24, los cuales presentan 3 tipos de espaciamientos compensados 16", 32"y 48".

Figura 24. Imagen de la herramienta ADR



Fuente: HALLIBURTON-ADR, 2011.

¹⁸HALLIBURTON, Insite ADR Azimuthal Deep Resistivity Sensor BD Training Course, 2011.

8. EFECTOS DE LOS REGISTROS LWD

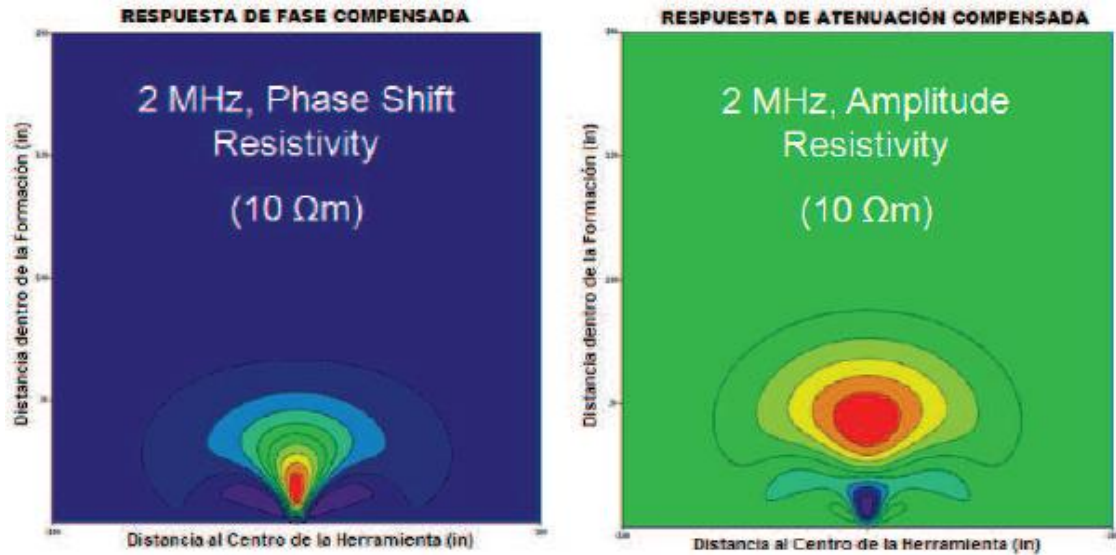
Las herramientas de propagación electromagnética LWD proveen información de resistividad y gamma ray, estas respuestas que ofrecen generalmente depende del ángulo de inclinación de las capas y pueden mostrar efectos que no se observan en pozos verticales.

Muchas herramientas LWD proveen 2 resistividades aparentes con diferentes radios de investigación y diferente resolución para capas delgadas representadas en la Figura 25. La primera resistividad aparente se denomina, resistividad de cambio de fase o *phase-shift* la cual es radialmente poco profunda representada por el punto rojo y tiene una buena resolución vertical para capas delgadas, mostrando mayor precisión en la lectura. Por otro lado las resistividades de atenuación en la imagen derecha es más profunda radialmente, sin embargo presenta una pobre resolución vertical debido a la presencia de atenuación en sus lecturas.¹⁹

La mayoría de las formaciones no conserva simetría en sus capas por lo que se produce diferentes efectos en los registros, que ayudan a tener una visión más clara de las rocas que rodean el pozo. Estos efectos se conocen como efectos de cuernos de polarización o *horns at bed boundaries*, efectos de anisotropía y efectos de hombro o *shoulder bed*, entre otros. Generalmente toda la información de registros que se maneja, la proveen las operadoras mediante un archivo, llamado LASS.

¹⁹ ANDERSON. Barbara, *et al.* Response of 2-MHz LWD Resistivity and Wireline Induction Tools in Dipping Beds and Laminated Formations, Schlumberger. 1992.

Figura 25. Radios de investigación, en fase y atenuación.



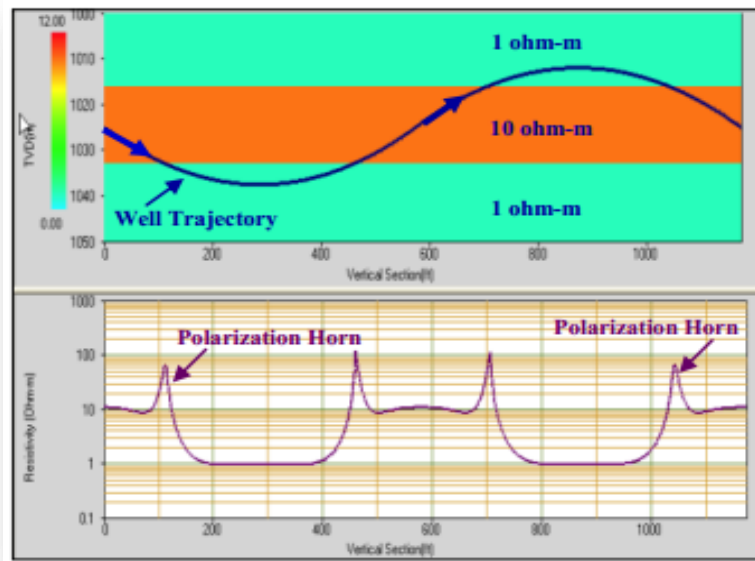
Fuente: HALLIBURTON-ADR, 2011

8.1 EFECTO DE POLARIZACION

Las herramientas de resistividad LWD se han utilizado en pozos verticales y horizontales con capas gruesas, sin embargo el problema en los pozos horizontales y de alto ángulo, con formaciones delgadas, es que las herramientas a menudo se acercan a los límites de capas, lo que resulta en efectos de polarización o cuernos de polarización que distorsionan el valor medido de la resistividad.²⁰

²⁰ PITCHER, Jason L., *et al.* Interpreting Azimuthal Propagation Resistivity: A Paradigm Shift. En: SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition (23 - 26, Mayo: Vienna, Austria). Conference Paper. Vienna: 2011. 15p.

Figura 26. Respuesta LWD con efecto de cuernos de polarización.



Fuente: Pitcher *Jel at.*, 2011.

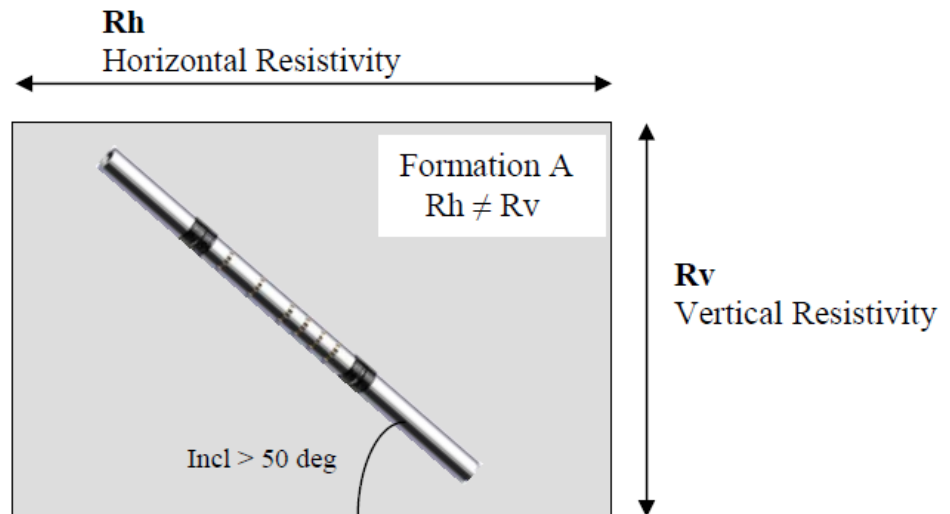
A medida que la herramienta se aproxima a una capa con una resistividad diferente desde la parte inferior o superior, la herramienta empieza a leer esa variación de resistividades, por ejemplo la Figura 26 muestra una intercalación de resistividades de 10 ohm-m con 1ohm-m por lo cual la respuesta mostrara unos picos cada que se acerca a los límites de capas, indicando una variación de resistividades. Este tipo de información ayuda a los geólogos e ingenieros en campo a entender de forma más completa de las características internas del pozo.

8.2 EFECTO DE ANISOTROPIA

La anisotropía eléctrica o anisotropía de resistividad es un término utilizado para describir la situación en la que la resistividad medida en dirección vertical es diferente a la que se mide en la dirección horizontal, es decir las propiedades

físicas varían de acuerdo con la orientación en la cual se realizan las medidas. Las rocas sedimentarias tienen normalmente una resistividad paralela al plano de estratificación, llamada resistividad horizontal (R_h), y una resistividad diferente perpendicular al plano de estratificación, llamada resistividad vertical (R_v) como se observa en la Figura 27. La anisotropía medida, se puede definir como la relación de R_v a R_h .²¹

Figura 27. Resistividad paralela a la capa (R_h). Resistividad perpendicular a la capa (R_v).



Fuente: HALLIBURTON, 2004.

Entre más horizontal sean las capas mayor respuesta anisotropía se genera, es decir los efectos de anisotropía aumentan cuando el ángulo de inclinación es mayor a 50 grados, percibiéndose valores mayores a los correlacionados con un pozo vertical.

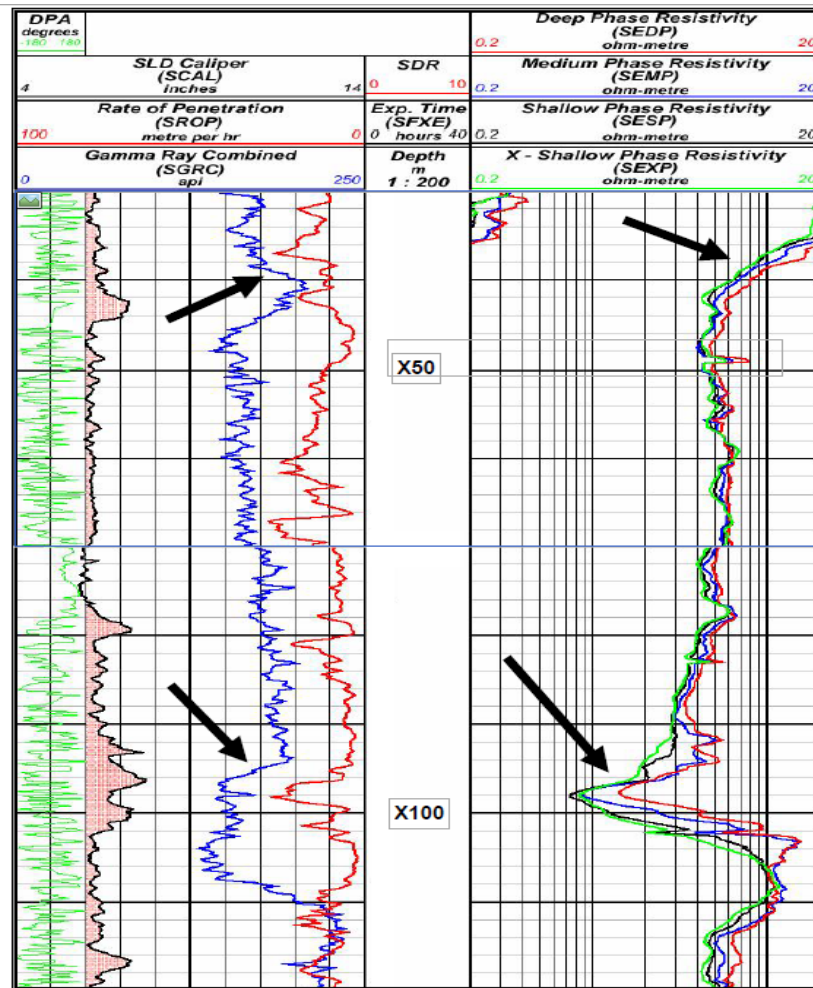
La anisotropía causa que la resistividad de la fase lea valores mayores que en atenuación.

²¹ HALLIBURTON Sperry-Sun. LWD Log Examples. Marzo, 2004.

8.3 EFECTO DE *SHOULDER BED* O DE HOMBRO

Este efecto reacciona en los límites de capas, en donde se puede identificar una transición en el registro principalmente en el gamma ray y en densidad, donde para cada sensor existe un contraste ligeramente diferente en cada medición del sensor individual por encima o por debajo del límite. En la Figura 28 se encuentran marcados dos límites de capas, para cada limite se reconoce una transición diferente, indicando los límites de diferentes litologías.

Figura 28. Efecto de Hombro o *Shoulder bed effect*.



Fuente: HALLIBURTON, 2004.

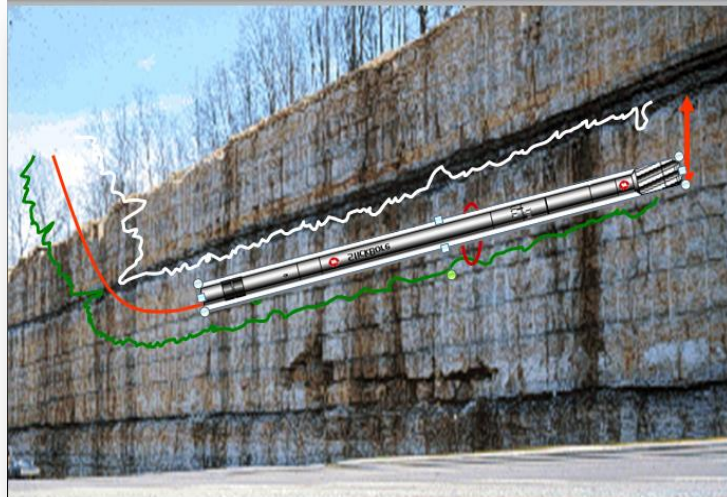
9. GEONAVEGACION

La Geonavegación o *Geo-Steering* es el sistema por el cual se coloca un pozo en una formación u horizonte definido (Figura 29), con lo que se pretende navegar de una forma interactiva dentro de la capa, modificando el plan del pozo inicial con los datos obtenidos mientras se perfora, es decir en tiempo real y poder ver adelante de la broca de tal forma que la formación objetivo se pueda encontrar y los riesgos se puedan eliminar o evitar.

9.1 CARACTERISTICAS DE GEONAVEGACION

- Mantiene las trayectorias en el objetivo de acuerdo a lo planeado, disminuyendo la incertidumbre geológica.
- Analiza de respuestas de registros convencionales y acimutales para interpretaciones geológicas.
- Monitoreo y soporte 24/7 por especialistas en geonavegación.
- Calcula en tiempo real de las distancias al límite de capas: Tope, Base, contactos de fluidos.
- Ajuste en tiempo real del modelo geológico a escala de pozo para el desarrollo del campo.

Figura 29. Geonavegación en pozos Horizontales para mantenerse dentro de la capa productora.



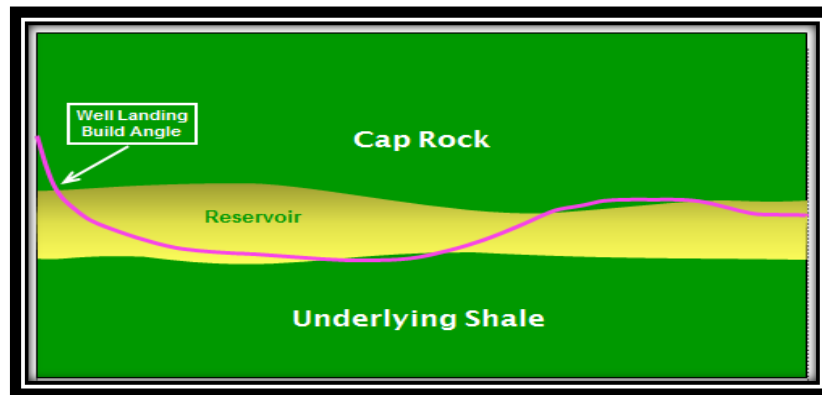
Fuente: Tarazona, 2013.

9.1.1 Tipos De Geonavegacion

Reactiva

- El ajuste de la trayectoria se hace reaccionando después de que se ha cruzado un límite como se observa en la Figura 30. El límite debe ser registrado por los sensores primero.
- Implicación de herramientas LWD con poca profundidad de investigación.

Figura 30. Geonavegación Reactiva

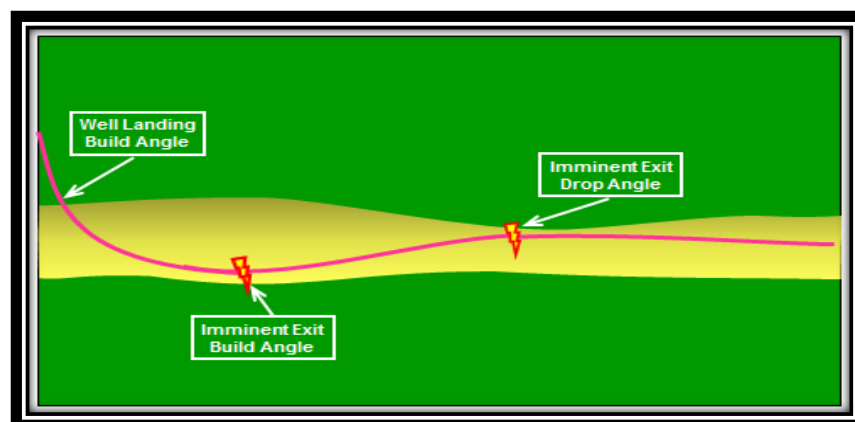


Fuente.: Tarazona, 2013.

Proactiva

- El ajuste a la trayectoria puede ser realizado teniendo en cuenta acercamientos a los límites y actuando antes de que sea cruzado, como se muestra en la Figura 31.
- Implicación de herramientas LWD con profundidad de investigación relativamente alta para disminución de incertidumbre.

Figura 31. Geonavegación Proactiva



Fuente: Tarazona, 2013.

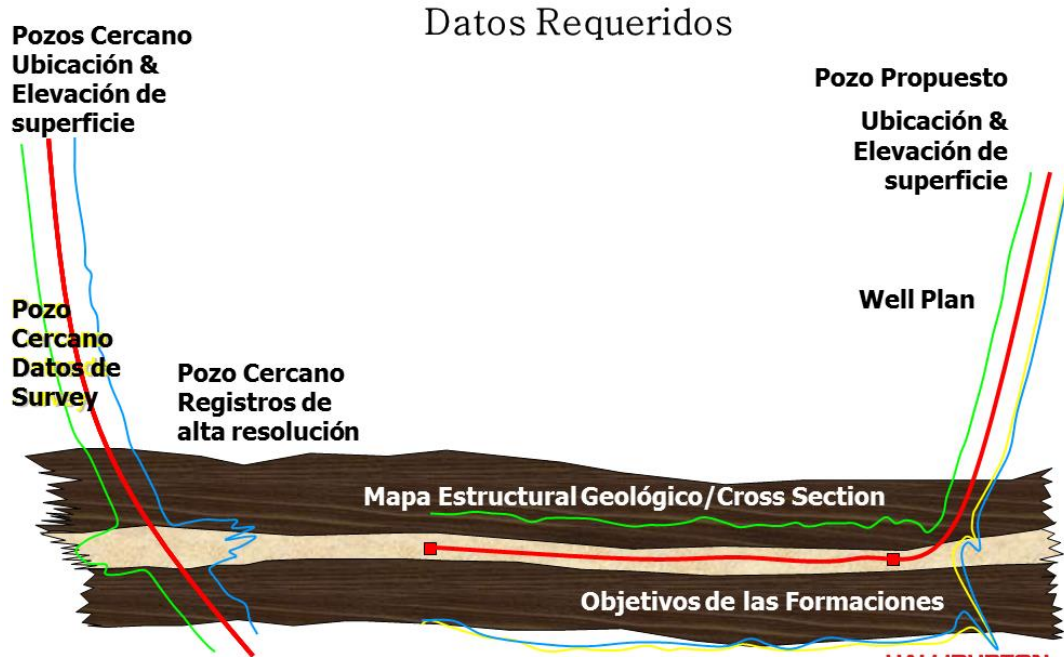
9.2 MODELO PRELIMINAR

El servicio de geonavegación se realiza utilizando el software StrataSteer® 3D, el cual maneja como base de datos el sistema INSITE®, los cuales permiten el monitoreo, correlación y ajuste de los modelos geológicos-estructurales con la información LWD adquirida en tiempo real.

El objetivo principal de la geonavegación en un proyecto consiste en llevar a cabo el aterrizaje y la navegación del pozo dentro de las arenas con contenido de hidrocarburos, los cuales corresponden a intervalos de arenas poco consolidadas, probadas como productoras en el área, identificables con los registros de Gamma Ray y Resistividad, de acuerdo a los pozos de correlación cercanos. Para generar el modelo preliminar es necesario tener ciertos datos que son suministrados por la empresa operadora los cuales son

9.2.1 Datos Necesarios Para Geonavegar. Se necesita información de pozos cercanos de referencia: registros (gamma-ray y resistividad), coordenadas de superficie, elevaciones y surveys direccionales, también información geológica de la zona, mapas estructurales así como información estratigráfica y litológica. (Figura 32).

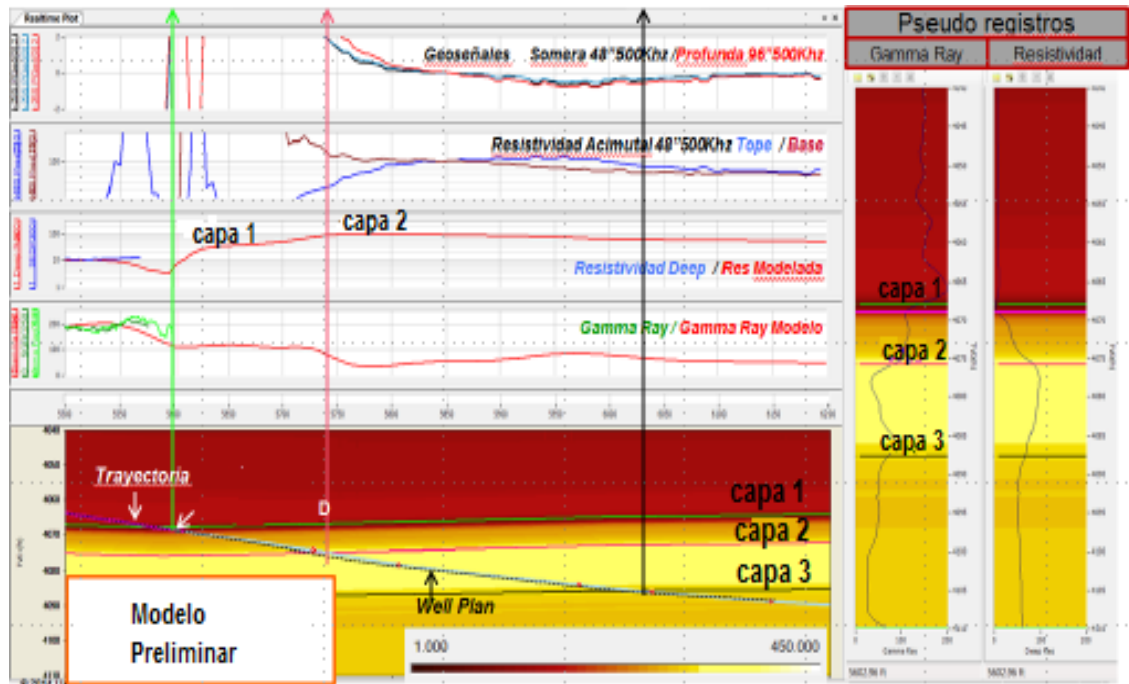
Figura 32. Información necesaria para realizar la Geonavegación de un pozo.



Fuente: Tarazona, 2013.

Debido a la naturaleza dinámica del proceso de Geonavegación y basados en las correlaciones de los pozos de referencia que se realizan con ayuda de la aplicación de Multiwell, se genera un plan preliminar de posicionamiento. Posteriormente se simulan las respuestas de gamma ray y resistividad las cuales definen la estratigrafía del modelo geológico teórico generado por el programa Strata Steer 3D, Figura 29, donde se observan las capas de interés y las lecturas de resistividad y gamma ray sintéticas, las cuales deben ir en color rojo, y al lado derecho se agregan los Vertical Logs, o registros en vertical que en momento de realizar la correlación son de gran ayuda para los operadores.

Figura 33. Modelo Preliminar de Geonavegación

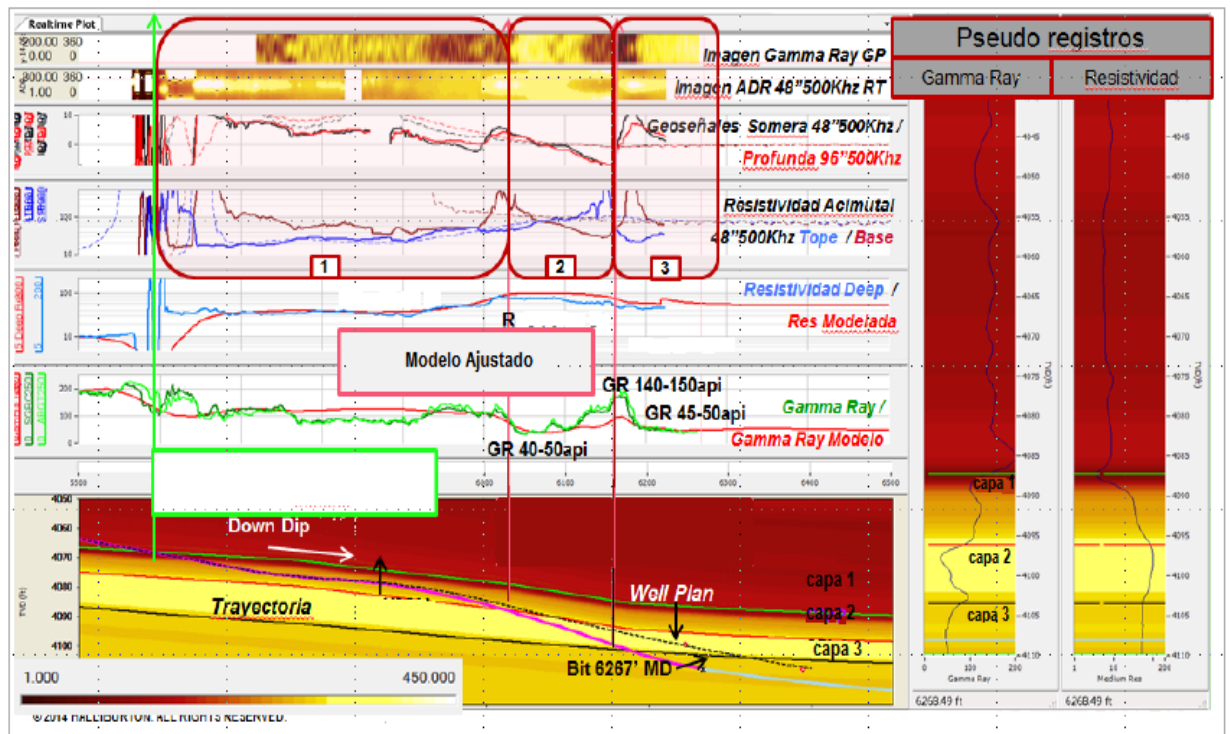


Fuente: Tarazona, 2013

9.2.2 Modelo de Geonavegación Ajustado. Para el modelo de geonavegación ajustado se deben agregar más parámetros en el sistema, por tanto el cuadro de geonavegación consta de una imagen donde aparece la capa objetivo junto con el plan desarrollado para el proyecto, además se agregan 6 tracks, cada uno con respuestas diferentes de, Gamma Ray, Resistividad Profunda, Resistividad Somera, Geoseñales las cuales con una medida de propiedades eléctricas básicas de la formación alrededor de la herramienta, es decir detecta asimetrías en el campo eléctrico alrededor de la herramienta. Estas asimetrías son causadas por la presencia de capas u otras características que introducen una diferencia direccional en el rango de profundidad de investigación de la herramienta, y por último se encuentran las imágenes acimutales las cuales, hacia los bordes me va a representar los topes del pozo y en el centro la base, de igual forma los colores claros representan las altas resistividades y los oscuros bajas.

Las respuestas sintéticas de gamma-ray y resistividad basadas en la intersección de la trayectoria con el modelo estratigráfico-estructural son denominadas pseudo-logs y se muestran sobre los respectivos tracks; los pseudo-logs de la Resistividad y del Gamma Ray modelados son luego correlacionados durante la perforación con las curvas adquiridas por la herramienta acimutal en tiempo real, en función de lograr el mejor ajuste posible entre ellas y como consecuencia el mayor ajuste del modelo de geonavegación y de los escenarios geológicos que lo soporten. La Figura 34 presenta el modelo ajustado de geonavegación.²²

Figura 34. Modelo ajustado en tiempo real.



Fuente: Tarazona, 2013.

²² TORRES, Melba., Barrientos, Arturo. Reporte Final de Geonavegacion Sperry Drilling. 2014

10 ANALISIS Y RESULTADOS

10.1 ANALISIS DE LOS EFECTOS EN REGISTROS LWD

Los registros LWD que se generan en un pozo horizontal comparado con uno vertical y de alto ángulo tomados mediante herramientas acimutales, generaran diferentes tipos de efectos, según el radio de investigación de las herramientas y al ángulo de incidencia sobre las capas. A continuación se analizaran 3 efectos, anisotropía, efecto de hombro y polarización:

10.1.1 Efecto De Anisotropia. Para el efecto de anisotropía se escogieron 4 pozos diferentes ubicados en el mismo clúster, perforados por la empresa Halliburton con la misma herramienta EWR. De estos pozos, 2 son de bajo ángulo y 2 son de alto ángulo; se analizaron las respuestas promedio en los registros de gamma ray y resistividad, identificando el intervalo donde se acentúe el efecto.

Las curvas de resistividad poseen diferentes profundidades de investigación, la azul es la más profunda, la roja es profundidad media, la negra es somera y la verde es la extra-somera, las cuales en este caso son las que mostraran el efecto en cada tipo de pozo, en la figura 35.

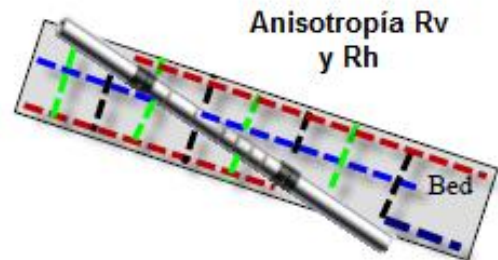
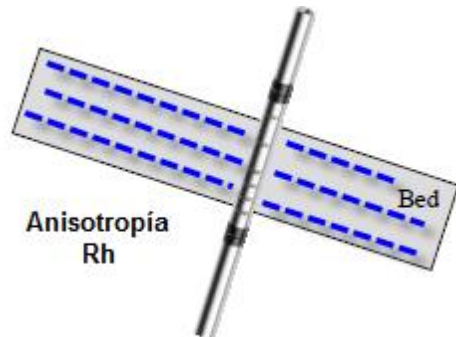
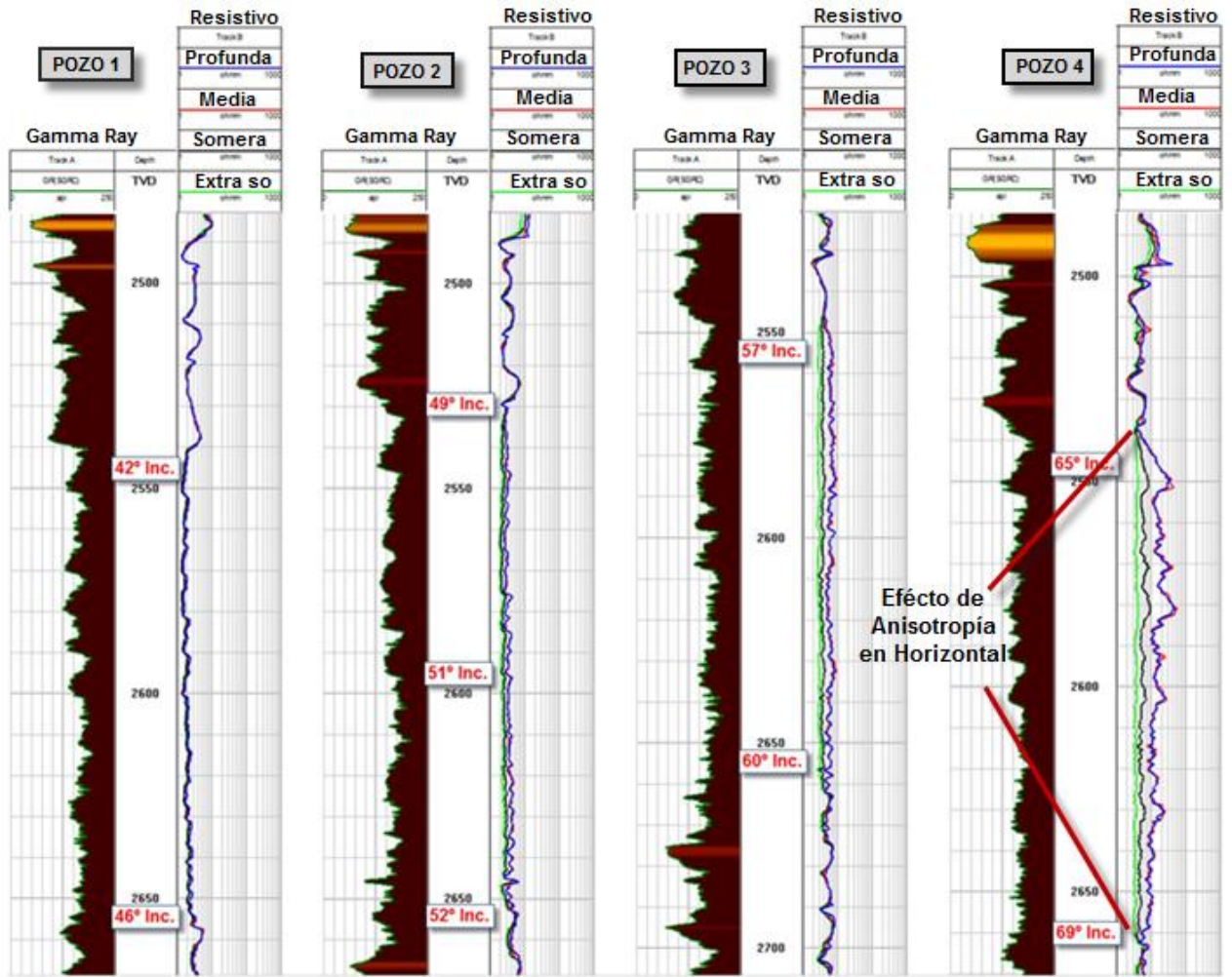
Los dos primeros pozos perforados presenta una variación muy leve de inclinación de 42-46 grados, y entre 49- 50 grados. Para el pozo 1 y 2, en el intervalo de 2550 ft TVD, el gamma presenta valores bajos de 20-30 api, identificando un paquete de arenas, pero a 2650 ft TVD aumenta levemente la inclinación junto con el gamma, sin embargo los valores de resistividad son bajos y las curvas de resistividad se mantienen juntas durante toda la perforación del pozo sin presentar variaciones, indicando que la herramienta está cruzando una formación casi

perpendicular a la capa, donde la medición de la resistividad se da solo para el componente horizontal (Rh).

Para los últimos dos pozos la herramienta se encuentra cruzando la formación con una inclinación mayor a 50 grados. Inicialmente los valores de gamma ray en el paquete de arenas son del orden de 30-40 api, las curvas de resistividad se muestran juntas, sin embargo a 2550 ft TVD de profundidad las curvas media y profunda se empiezan a separar significativamente de la somera y la extra somera donde las curvas de gamma ray presentan valores altos >75 grados api, indicando una zona de arcilla.

A medida que la herramienta perfora y el ángulo de incidencia se va reduciendo, el componente vertical Rv de las arcillas tiene más influencia sobre la medición provocando la separación entre curvas, donde cada una va a leer una dirección diferente.

Figura 35. Efecto de Anisotropía en pozos de diferente ángulo



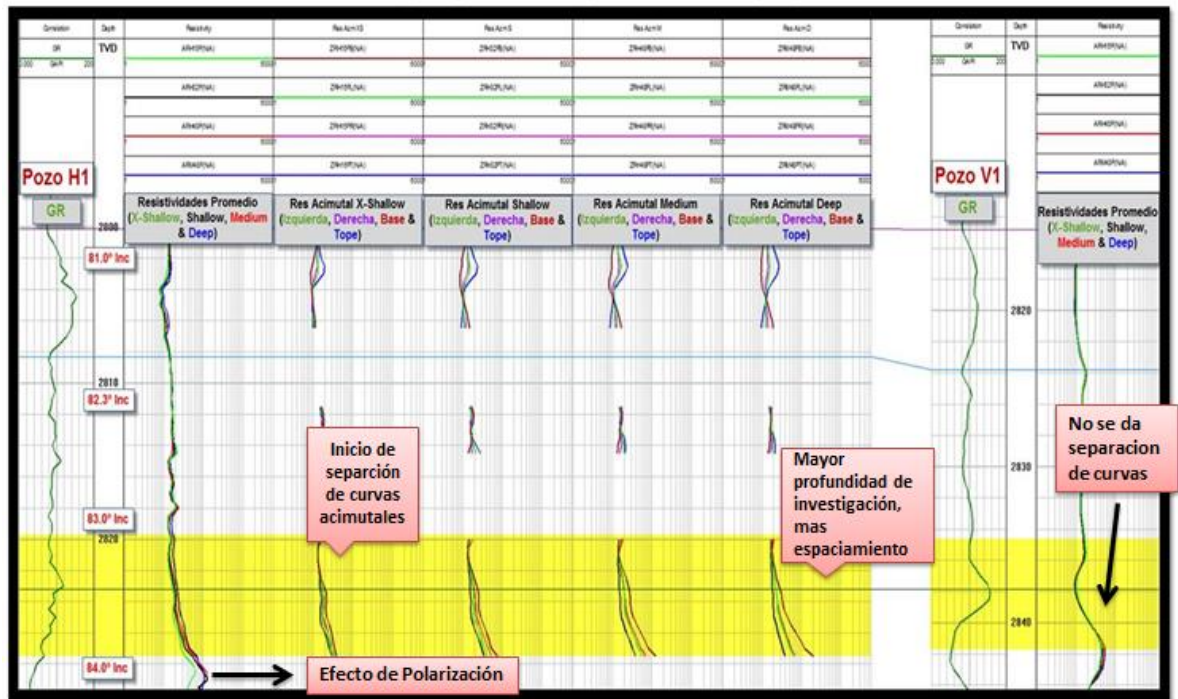
Fuente: Programa Geo Graphix

10.1.2 Efecto De Polarización Según Profundidades De Investigación. Para el caso del efecto de polarización se tomaron en cuenta dos pozos uno horizontal y uno vertical, en el cual se mostrara el efecto de acuerdo al ángulo de incidencia de la herramienta con respecto a la capa, junto con las profundidades de investigación y se mostraran diferentes casos donde se aplica el efecto de polarización.

La figura 36, muestra la respuesta computarizada de los datos tomados en los pozos H1 Y V1.

Para el pozo horizontal se observan las respuestas de gamma ray y de resistividades con las diferentes profundidades de investigación, (*Extra-Shallow, Shallow, Medium y Deep*) y para el pozo vertical se muestran las curvas promedio.

Figura 36. Efecto de polarización según profundidades de investigación.

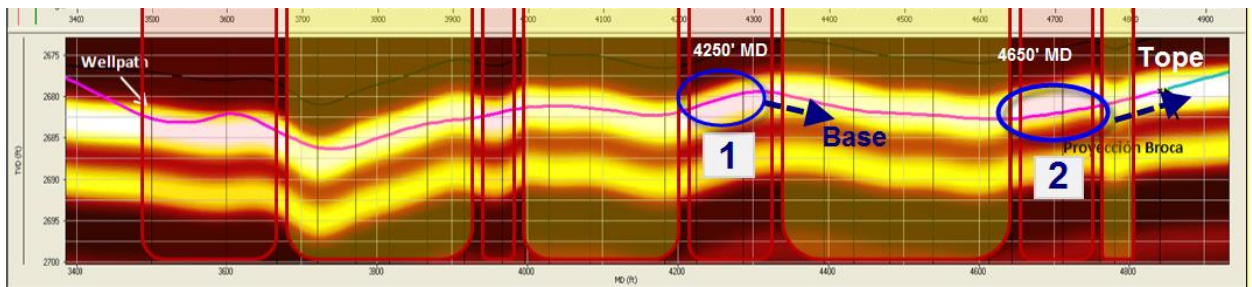


Fuente. Programa GeoGraphix.

El pozo horizontal en el intervalo ente 2820-2840 ft TVD de profundidad posee una inclinación 83 grados, donde el efecto de polarización en estas curvas de resistividad consiste en un aumento en la lectura de los valores de las curvas, debido a que la herramienta se encuentra atravesando un límite de capas donde hay contraste de resistividades. Al atravesar ese contraste con la herramienta ADR, el límite de capas actúa como un transmisor adicional produciendo lecturas mayores a las reales. Dicho efecto se acentúa en las curvas de mayor profundidad de investigación (*Medium y Deep*), sin embargo en el pozo Vertical V1 no se muestra separación de curvas.

10.1.3 Efecto de Polarización en Límites de Capas. El efecto de polarización ocurre cuando la herramienta se acerca tanto al tope como a la base de la capa productora, para este caso, se escogió un pozo horizontal figura37, al cual se le analizaron las respuestas de las curvas acimutales para dos casos diferentes.

Figura 37. Imagen de la trayectoria horizontal para el pozo H2.

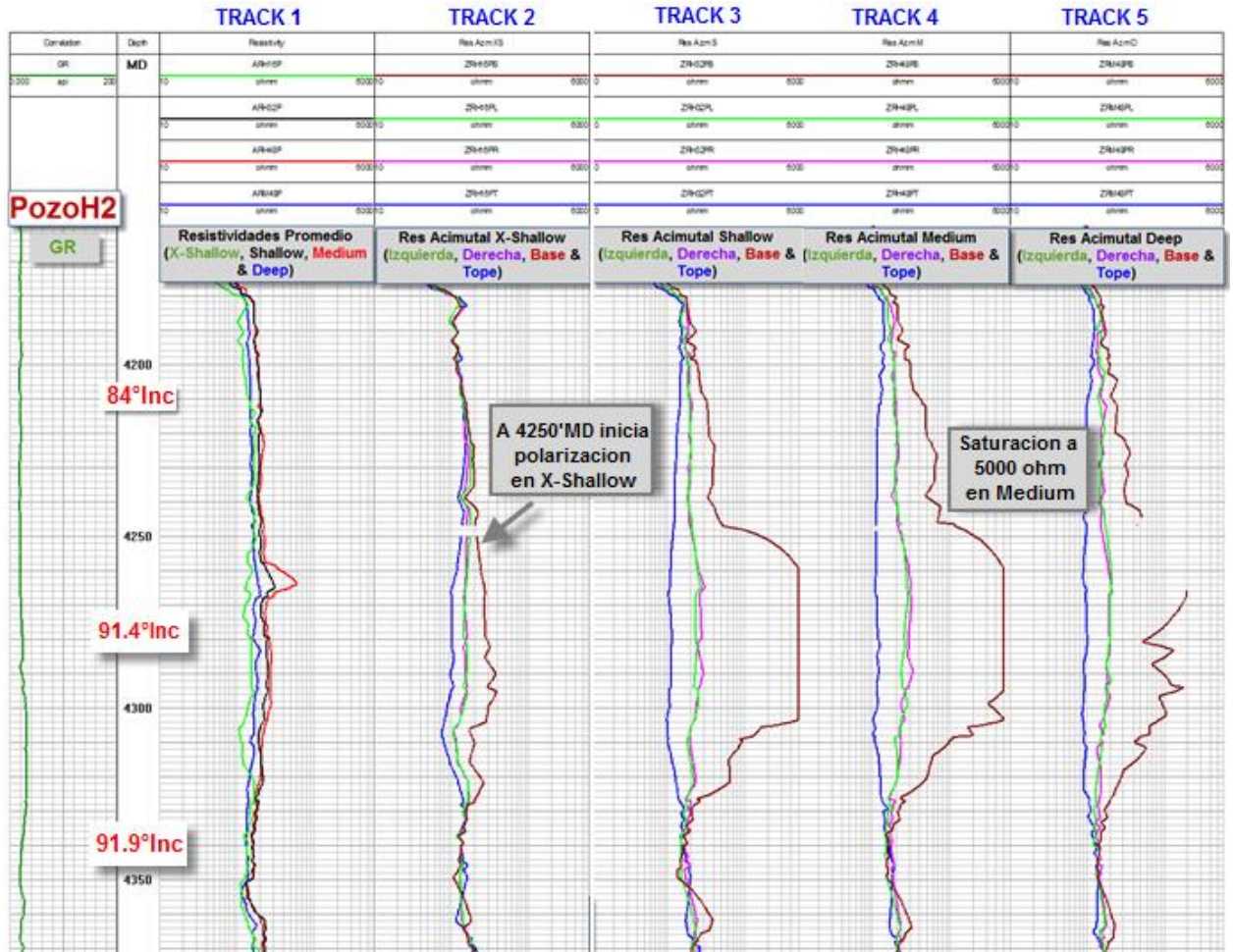


Fuente: Imagen proporcionada por StrataSteer- Halliburton.

Para el caso 1, la herramienta se encuentra atravesando la mitad la capa con mayores resistividades, sin embargo a 4250 ft en MD de profundidad la herramienta ADR, se acerca al tope de la capa y la curva acimutal-base (color café) deja ver una polarización muy leve en el track 1 de la figura 38, con una inclinación de 84°, a medida que aumenta la inclinación la curva base muestra una mayor polarización indicando que la trayectoria debería baja. La curva

Shallow y Medium por tener una mayor profundidad de investigación se saturan a 500 ohm ya ese es el máximo valor que lee la herramienta.

Figura 38. Curvas Acimutales para el pozo H2, con efecto de polarización en la base.

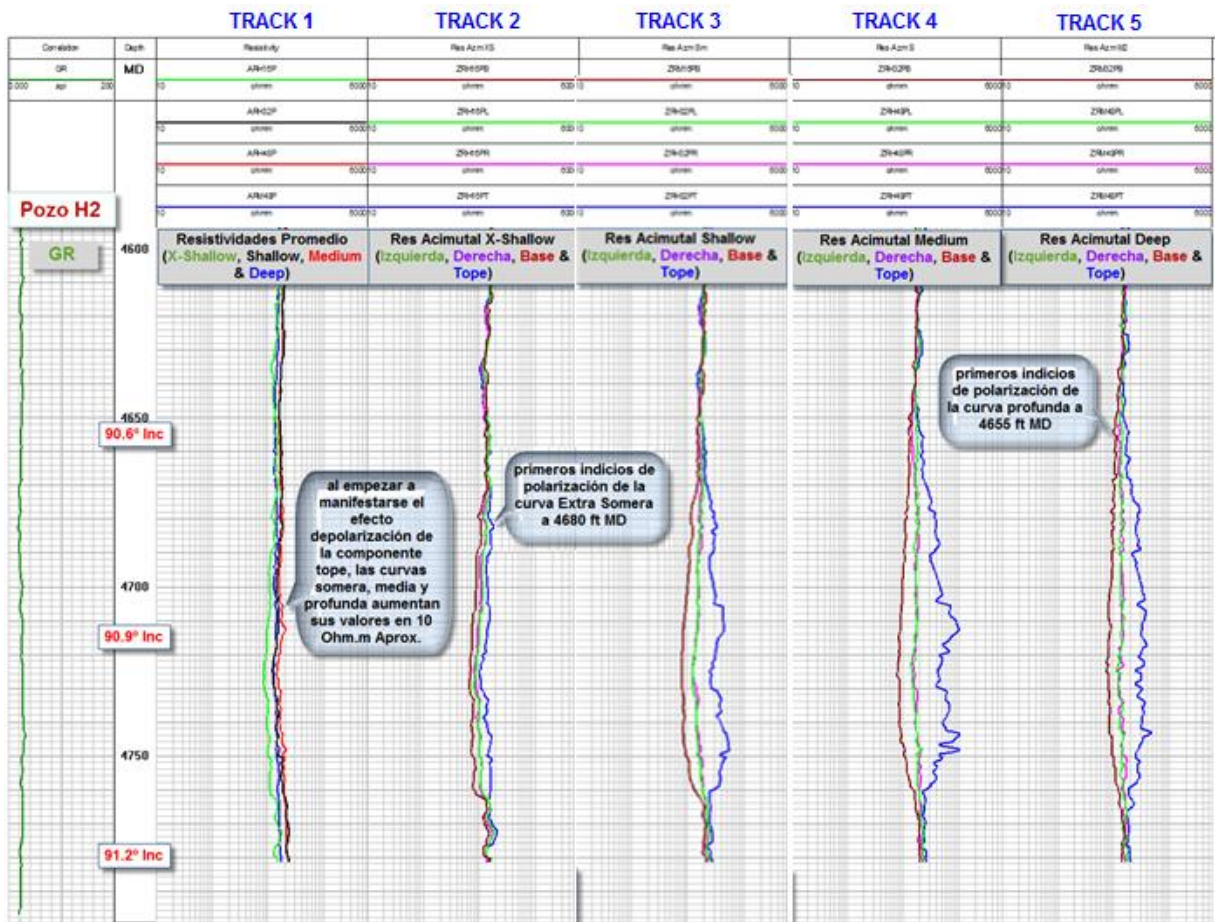


Fuente: Programa GeoGraphix.

Para el caso 2 que se muestra en la figura 39, el efecto de polarización se da en la curva-tope (azul), y se ve representado en la somera, media y profunda ya que sus valores aumentan 10 ohm aproximadamente. Los primeros indicios del efecto en la extra-somera, track2, se dan a los 4680 ft MD y en la profunda, track5, a

4655 ft MD. Este efecto indica que la herramienta se estaba acercando a la base de la capa productora por tanto se polariza la curva base para señalar que se debería subir.

Figura 39. Curvas Acimutales para el pozo H2, con efecto de polarización en el tope.

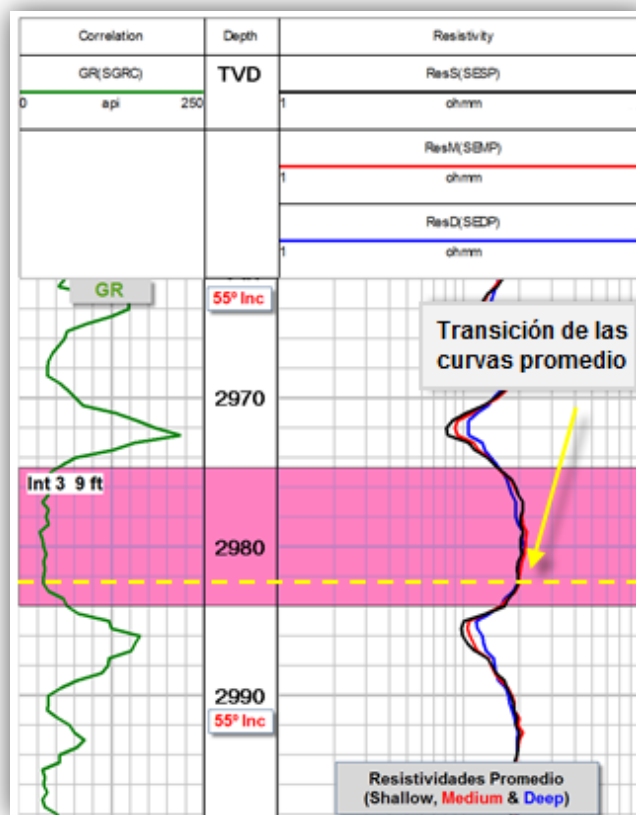


Fuente. Programa GeoGraphix.

10.1.4 Efecto de Hombro o Shoulder Bed. En ésta situación de alto ángulo, la respuesta de los registros reacciona a los límites de capa.

Dos límites de capa se muestran en el registro, para cada límite, se puede identificar una transición en el registro, figura 40, donde para cada sensor existe un contraste ligeramente diferente por encima o por debajo del límite. La línea punteada amarilla indica que el registro gamma ray iniciaba el límite de capa, cambiando de una arena a un shale, pero el registro promedio de curvas de resistividad no hace el cambio de inmediato sino que continua leyendo una arena.

Figura 40. Efecto de hombro para un pozo de alto ángulo, caso 1.

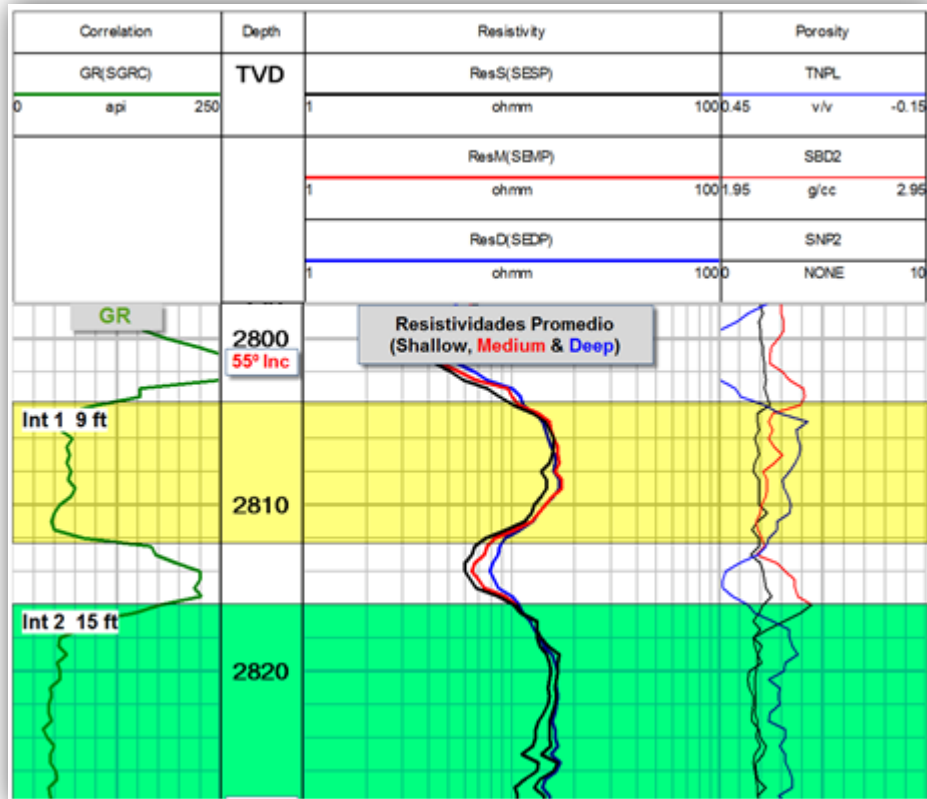


Fuente: Programa GeoGraphix.

De igual forma ocurre para otro pozo de alto ángulo en la figura 41, con una inclinación de 55°, donde se observa los límites de capas definidos por las curvas gamma ray, sin embargo la transición de las curvas media y profunda se observa

antes y después de entrar a la capas, representado por las sombras amarilla y verde, con espesores de capas de 9 y 15 ft.

Figura 41. Efecto de hombro, caso 2.



Fuente: Programa GeoGraphix.

10.2 MODELO PRELIMINAR DE GEONAVEGACION PARA UN POZO HORIZONTAL.

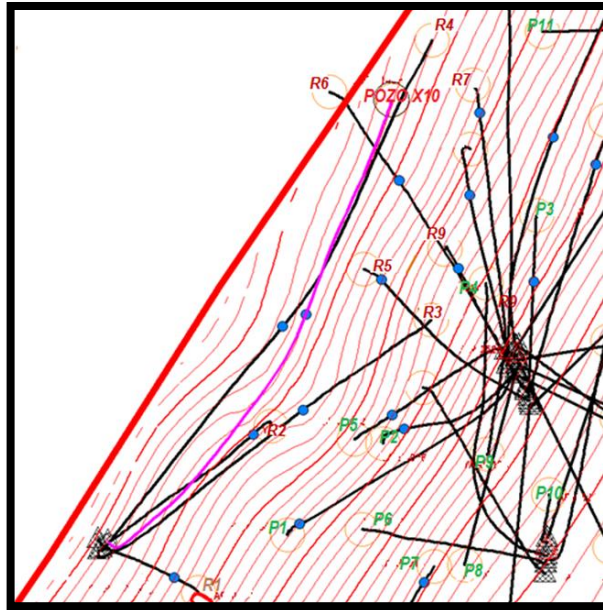
Los servicios direccionales, LWD y geonavegación de la empresa Halliburton-Sperry Drilling fueron requeridos por una empresa operadora para la perforación y optimización del posicionamiento de un pozo horizontal que denominare X10. El

servicio de geonavegación se realizó utilizando el software Strata Steer® 3D, el cual maneja como base de datos el sistema INSITE®, ambos desarrollados por Halliburton y el programa MULTIWELL, los cuales permiten el monitoreo, correlación y ajuste de los modelos geológicos-estructurales con la información LWD adquirida en tiempo real.

El objetivo principal de la geonavegación en este proyecto consiste en llevar a cabo el aterrizaje y la navegación del pozo X10 dentro de la capa de arena con contenido de hidrocarburos, siendo esta, el nivel B3, de la formación Mugrosa, con espesor de 35 ft.

10.2.1 Mapa estructural. Inicialmente la compañía operadora envía el mapa correspondiente a la zona donde se desea perforar el pozo. Con esta información es posible conocer el tope de la unidad resistiva dentro de la arena productora. Los puntos azules ilustran el punto de entrada a la unidad objetivo (tope resistivo de la unidad productora) en cada uno de los pozos cercanos, esta información ayuda a observar cuales son los pozos más cercanos a la falla ya que el pozo a perforar se encuentra en la parte alta de la estructura. En la figura 42, se muestra la trayectoria de la sección horizontal de color morado.

Figura 42. Mapa Estructural de la zona de estudio.



Fuente: Mapa suministrado por la empresa operadora.

10.2.2 Estratigrafía. El pozo X10 es de tipo horizontal, y cruza las formaciones La Cira, Colorado, Mugrosa con las subdivisiones de B1, B2 y B3, determinadas de esta forma por la empresa operadora.

Formación Colorado (Oligoceno- Superior): Esta unidad corresponde a la parte superior del Grupo Chuspas y consiste predominantemente en su parte inferior de arcillolitas pardo rojizas, con intercalaciones de areniscas de grano grueso a conglomeráticas, en capas de espesor variable. La parte superior se compone de arcillolitas gris oscuras a negras carbonosas, fosilíferas, con intercalaciones de areniscas, de grano medio, en capas delgadas. Se considera que los sedimentos de esta unidad se depositaron bajo condiciones fluviales. El espesor es variable entre 1.200 y 2.500m.²³. La Formación Colorado presenta una sección que corresponde a un horizonte fosilífero, La Cira también llamado, por otros autores

²³ ROYERO, J., y CLAVIJO, J. (2001). Mapa Geológico Generalizado de Santander, Escala 1:400.000. Memoria Explicativa. INGEOMINAS, 89p.

con el nombre de Formación La Cira. Por lo general estas capas no suelen formar crestas que resalten morfológicamente, pero en la Concesión de Mares puede existir un nivel de areniscas conglomeraticas que puede formar un filo.²⁴

Formación Mugrosa (Oligoceno-Inferior): La Formación Mugrosa esta compuesta en su parte inferior por areniscas gris verdosas, de grano fino a medio, con intercalaciones de lodolitas grises a azulosas y algunas capas de arenisca conglomeraticas. La parte media consta de shales moteados con algunas intercalaciones de arenisca. Hacia la parte superior hay lodolitas moteadas, fosilíferas. Es una de las unidades más productivas de petróleo en la Concesión de Mares. El ambiente de depósito se considera como continental fluvial. El contacto inferior de la Formación Mugrosa es aparentemente discordante con la Formación Esmeraldas, en tanto que el superior con la formación Colorado es concordante. La unidad es considerada del Eoceno Superior- Oligoceno Inferior.²⁵

La Formación Mugrosa aumenta de espesor progresivamente hacia el este, desde unos 500 m, pasa a unos 800 m en la Cira Infantas y puede llegar a tener 2000 m en el límite oriental a 25 km²⁶

10.2.3 Plan direccional. Para el desarrollo del proyecto se solicitó información básica de los pozos cercanos de referencia: coordenadas de superficie, elevaciones, *surveys* direccionales y archivos *Lass*. Para el modelo preliminar se analizó la información de los pozos de referencias y se escogieron, los pozos **R1, R2, R3, R4, R5, R6, R7, R8.**

²⁴ JULIVERT, M., 1968, Lexique Stratigraphique International, Vol. V Amerique Latine, Fasc.4, Colombie, Paris.

²⁵ ROYERO, J., y CLAVIJO, J. (2001). Mapa Geológico Generalizado de Santander, Escala 1:400.000. Memoria Explicativa. INGEOMINAS, 89p.

²⁶ MORALES, L. G., Colombian Petroleum Industry, 1956, General geology and oil occurrences of Middle Magdalena Valley, Colombia, in: Weeks, L., G., Habitat of oil, 641-695, Am. Ass. Petrol. Geol. Bull.

El plan direccional se muestra en la figura 43; se diseñó por el equipo de *Well Planning* teniendo en cuenta la prognosis geológica. Los topes de las formaciones tanto en MD como en TVD se muestran en la tabla 1.

Tabla 1. Topes de las formaciones que el pozo X10 atraviesa.

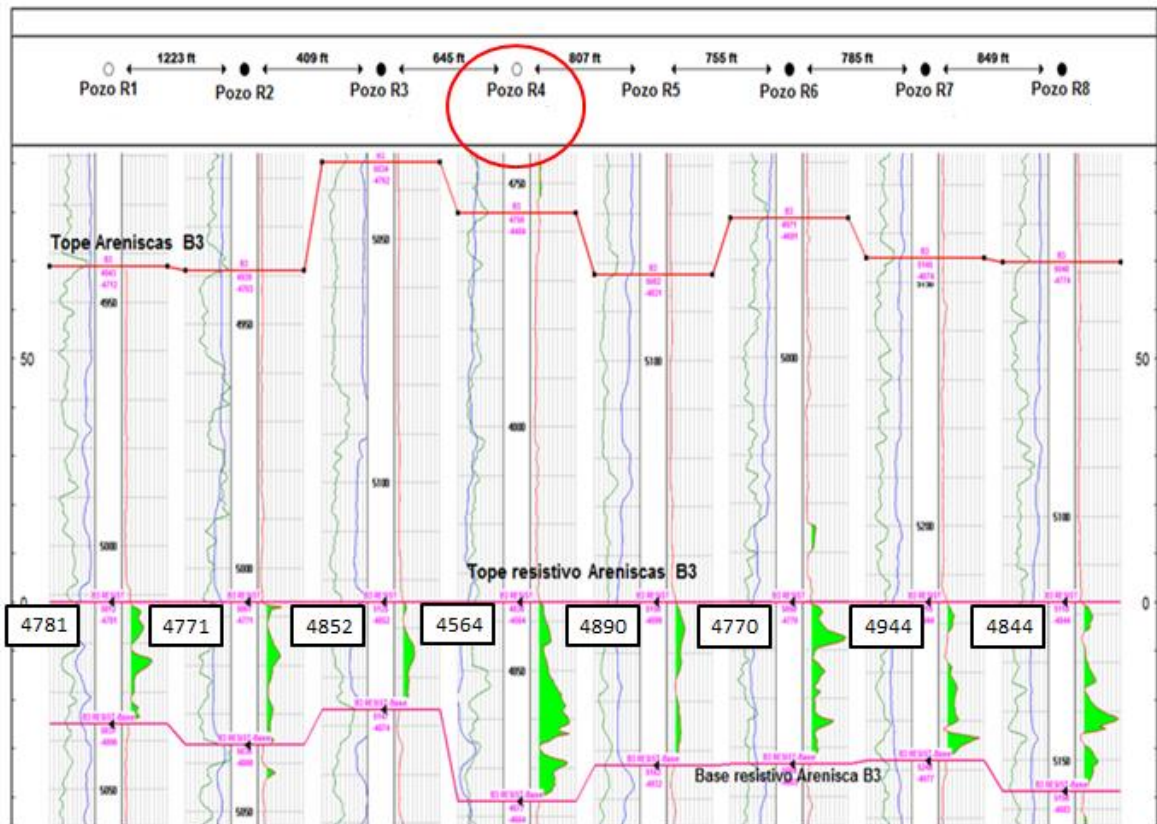
TOPES DE LAS FORMACIONES		
NOMBRE	MD	TVD
Fm. Cira	1507	1503
Fm. Colorado	2660	2623
Fm. Mugrosa	3565	3497
B1	3917	3831
B2	4749	4471
B3	6163	4894

Figura 43. Plan direccional creado por Well Planning para el pozo X10.



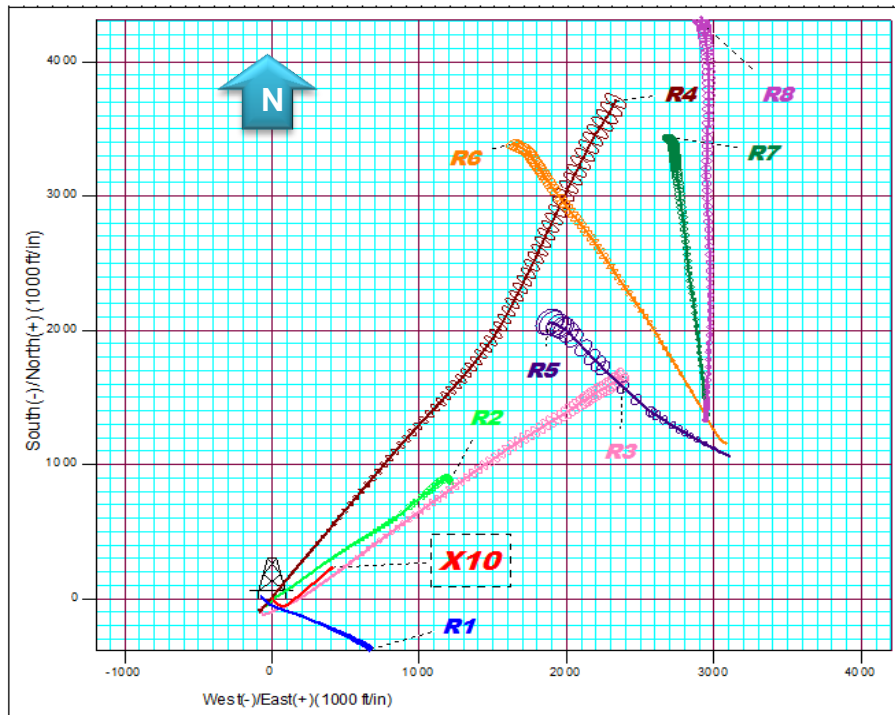
Fuente: Well Planning- Halliburton.

La localización relativa de los pozos de referencia generados mediante el programa COMPASS se muestran en la figura 44, donde a partir de los datos en profundidades introducidos en



el programa, genera el *clúster* con los pozos utilizados en el modelo de geonavegación, junto con la trayectoria del pozo X10, el análisis esta realizado teniendo en cuenta los pozos cercanos en un radio de 2000 ft.

Figura 44. Vista en planta de la trayectoria de los pozos de referencia para realizar el modelo.

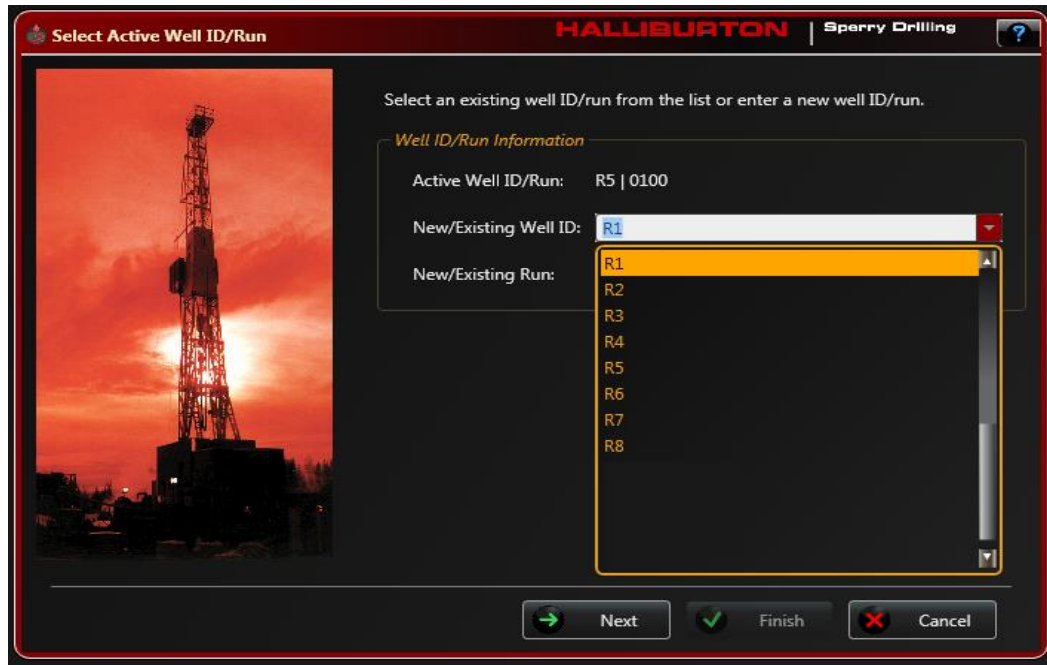


Fuente: Usando el programa COMPASS R-5000.

10.2.4 Procesamiento de la Información. Teniendo la información básica de cada pozo de referencia, se procede a usar el programa INSITE de Halliburton, para la generación del modelo geo-estadístico preliminar, de los cuales se pueden modelar su información obteniéndose pseudo-registros de gamma ray y resistividad.

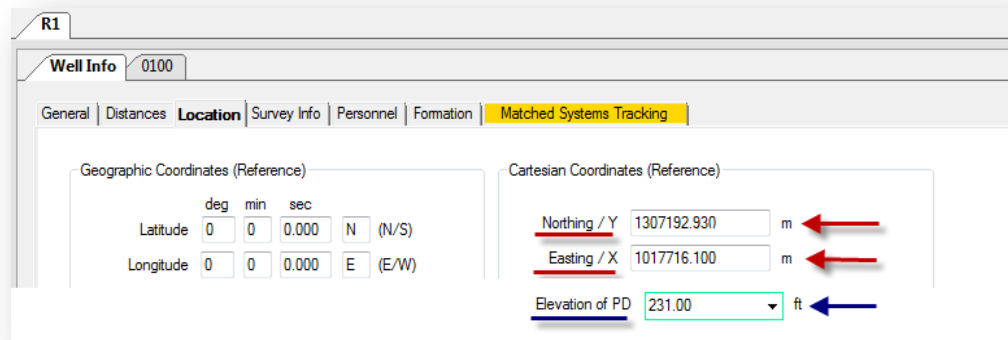
Inicialmente se crea el nombre de cada pozo en el programa INSITE como se muestra en la figura 45. Se cargan la información de coordenadas, elevaciones, y se agregan los datos de surveys que envían las personas que se encuentran en la locación; la información de profundidad, inclinación y acimut son calculan cada 94 pies, como se observa en la figura 46 y 47

Figura 45. Programa INSITE donde se carga cada pozo de referencia.



Fuente: Programa INSITE.

Figura 46. Información de coordenadas y elevaciones.



Fuente: Programa INSITE.

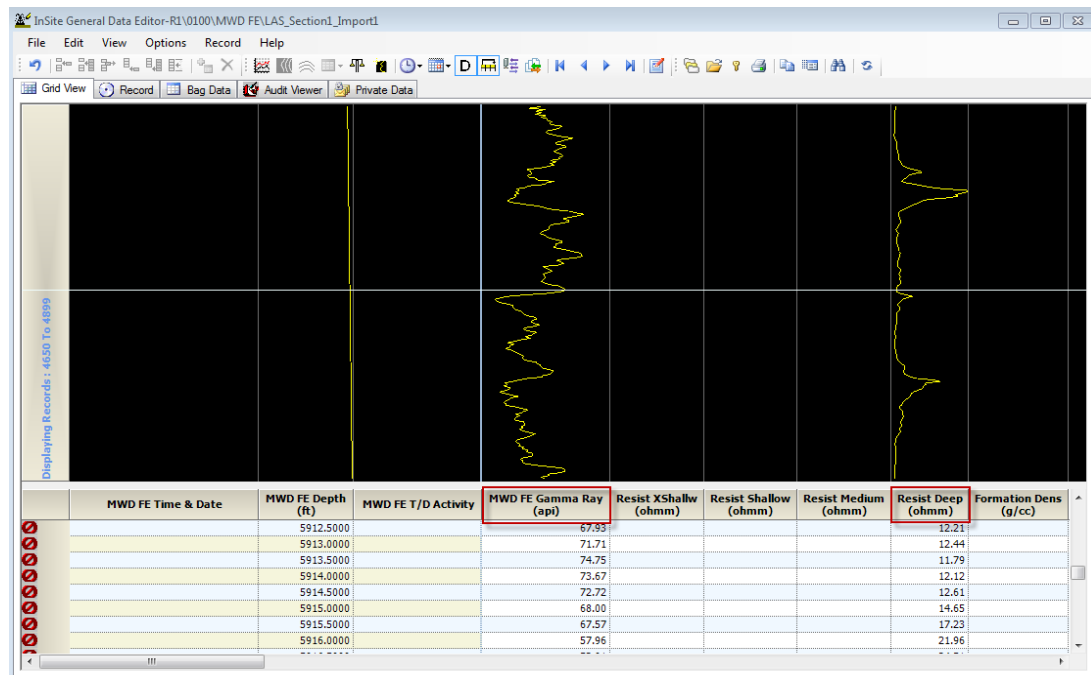
Figura 47. Información de Surveys enviados desde pozo.

Rec #	Survey Depth (ft)	Inclination (deg)	Azimuth (deg)
22	3172.00	12.97	108.29
23	3266.00	12.42	110.93
24	3361.00	12.33	110.95
25	3455.00	12.72	114.08
26	3550.00	12.37	115.70
27	3644.00	12.32	115.81
28	3739.00	12.15	114.68
29	3833.00	12.14	114.56
30	3928.00	12.54	113.84
31	4022.00	12.38	113.49
32	4116.00	12.24	113.62
33	4211.00	11.30	116.42
34	4305.00	11.15	118.73
35	4400.00	10.97	118.30
36	4494.00	10.39	115.13
37	4588.00	10.06	114.46
38	4683.00	9.69	113.87
39	4777.00	9.77	112.12
40	4872.00	8.81	115.42

Fuente: Programa INSITE.

Con la información incluida en el programa, se genera un modelo geoestadístico, y se evidencia mediante la aparición de pseudo-registros de gamma ray y resistividad como se muestra en la figura 48, de colores amarillos, los cuales posteriormente se ajustan con la información enviada en tiempo real, por la herramienta LWD.

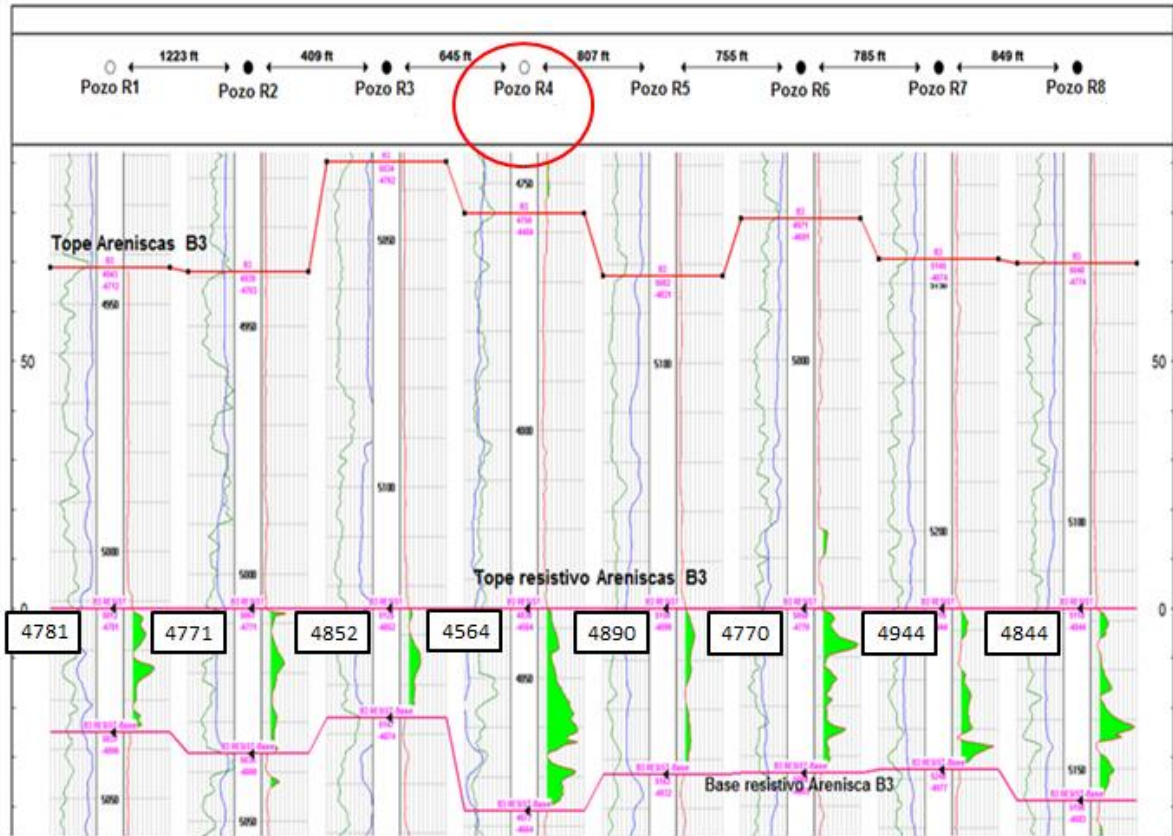
Figura 48. Pseudo-registros de gamma ray y resistividad.



Fuente: Programa INSITE.

Teniendo cargada la información de los pseudo-registros, para cada pozo se procede a usar el programa MULTIWELL, con el fin de poder marcar los topes y base de la unidad B3, como se muestra en la figura 49.

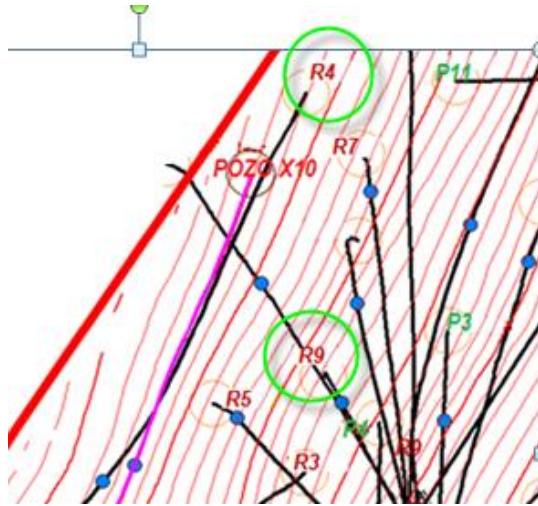
Figura 49. Correlación lateral con los pozos de referencia.



Fuente: Halliburton-Drilling Engineering Solution

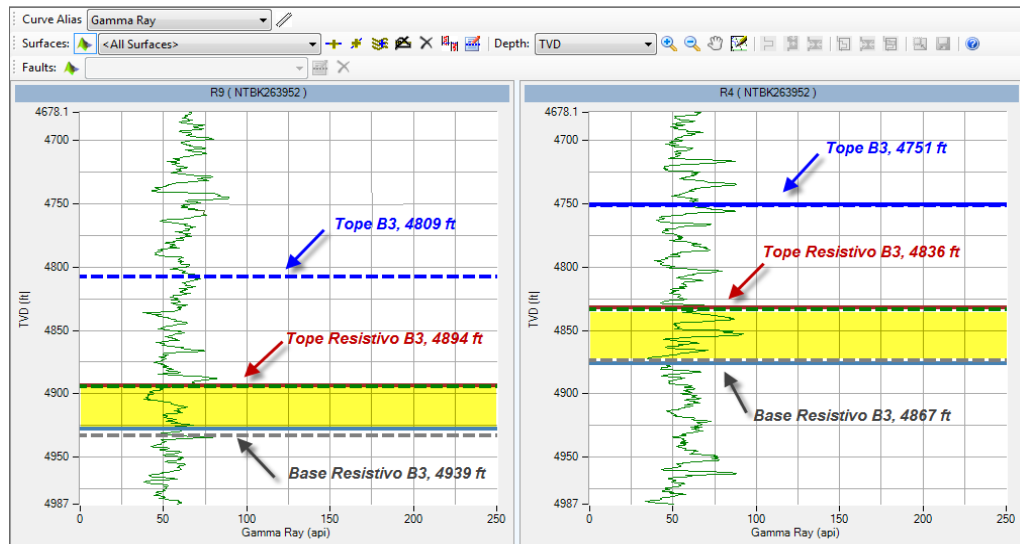
Se realizó la correlación estratigráfica con los 8 pozos a estudiar, donde se marcó un datum para cada pozo a partir del punto donde se observaba el aumento de resistividad. Para el pozo 1 el datum se dio a 4781 ft MD, pozo 2 a 4771 ft MD, pozo 3 a 4852 ft MD, pozo 4 a 4564 ft MD, pozo 5 a 4890 ft MD, pozo 6 a 4770 ft MD, pozo 7 a 4944, pozo 8 a 4844 ft MD, la correlación no se realizó con las curvas de gamma ray ya que todo se mostraba como un paquete de arenas y la finalidad era ver la variación de resistividad sin embargo estos valores se observaron bajos y se decidió disminuir la cantidad de pozos a correlacionar para dejar solo los más cercanos a la trayectoria X10, que son R4 por sus relativas altas resistividades y a petición de la operadora se agregó el pozo R9 que no se tuvo en cuenta desde el principio, mostrado en la figura 50.

Figura 50. Pozos para realizar la correlación definitiva del modelo preliminar.



Para cada uno de los 2 pozos, el primer tope señalado corresponde a las arenas B3 de la formación Mugrosa, el segundo tope marcado corresponde a la zona resistiva de B3 y finalmente se marca la base del mismo, la zona de interés se señala con color amarillo, como se muestra en la figura 51.

Figura 51. Topes de las arenas B3 de la formación Mugrosa y topes de la zona resistiva.

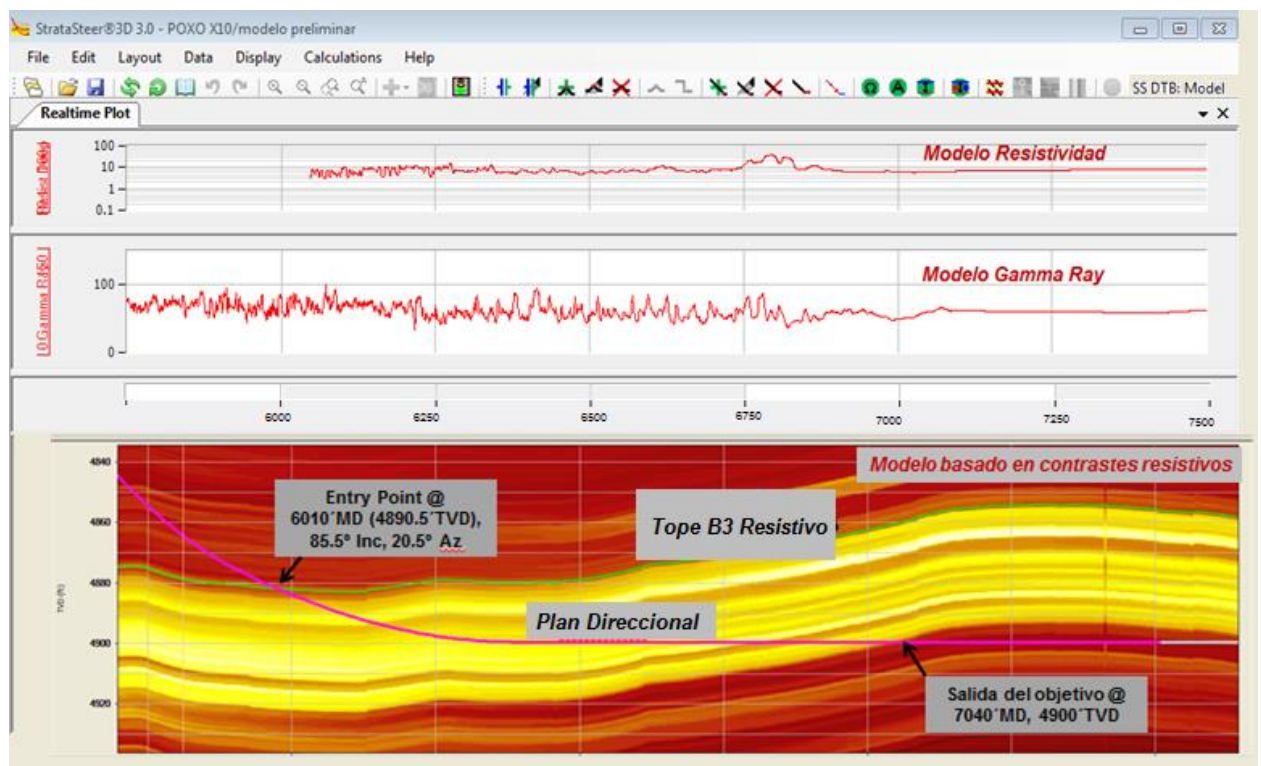


Fuente: Programa MULTIWELL.

Se procede a usar el programa StrataSteer3D, el cual muestra la respuesta teórica de la herramienta de resistividad ADR, con el cual se logra visualizar el plan que fue diseñado de color violeta y las superficies cargadas anteriormente. Para tener una mayor claridad del modelo, los colores más claros indican las zonas con mayores resistividades y los colores oscuros las zonas de menor resistividad, como lo muestra la figura 52. Adicionalmente se agregan los tracks que contienen los pseudo-registros tanto de gamma ray como de resistividad de color rojo.

Basado en el modelo y teniendo en cuenta la trayectoria definida para la sección de navegación del pozo X10, se tiene el ingreso al tope resistivo B3 a 6010 ft MD con inclinación de 85.5 grados y 20.5 grados de acimut, el modelo mantiene la misma inclinación y el mismo acimut en toda la trayectoria durante 1500 ft MD a navegar.

Figura 52. Modelo Preliminar 1 de Geonavegación para el pozo X10.



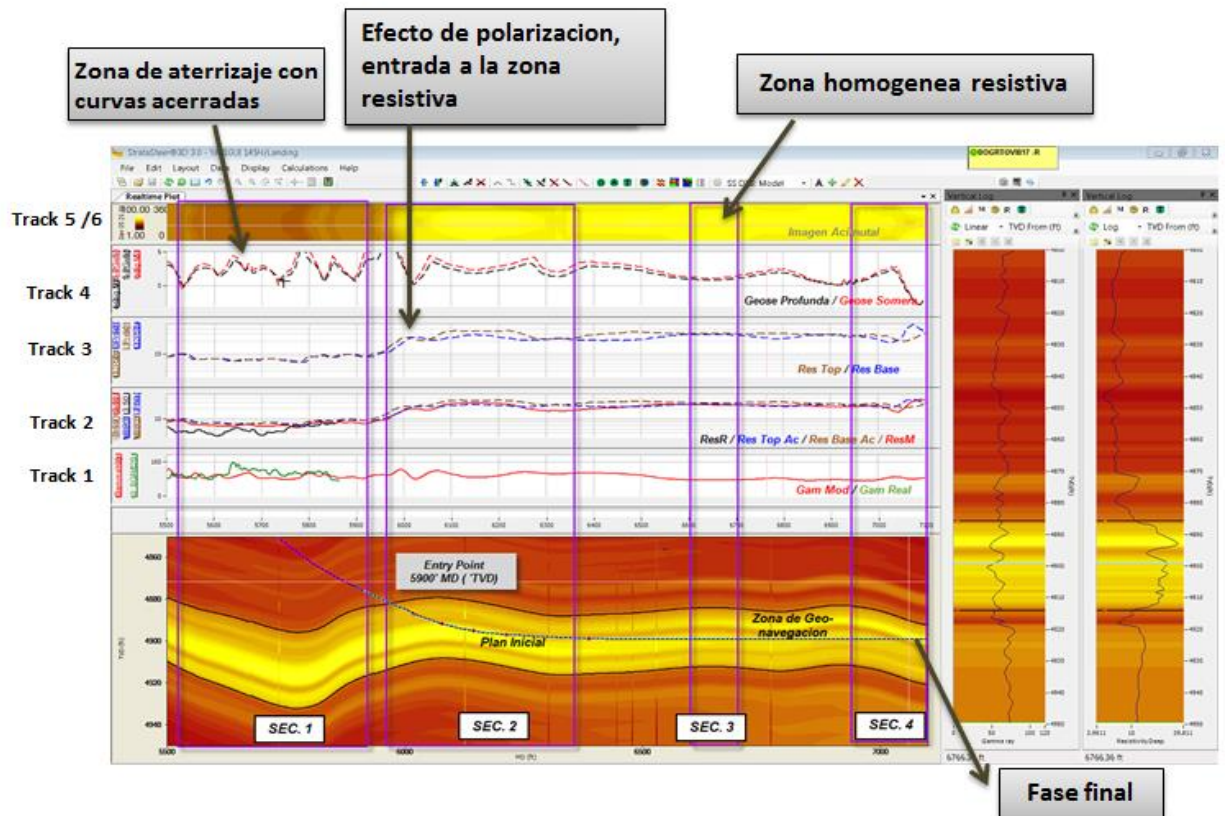
Fuente: Programa StrataSteer 3D.

Se genera un modelo preliminar 2, el cual sufre cambios en sus valores tanto para el aterrizaje como para la navegada. El nuevo plan debe irse ahora paralelo a los contornos evitando que la herramienta se salga de la capa, procurando cruzarla por la mitad. En la figura 53, se muestra el modelo preliminar definitivo el cual se encuentra dividido por secciones mostrando las curvas modeladas sobre los posibles eventos que puedan suceder. Los cambios definitivos y las respuestas de las curvas modeladas son las siguientes:

- Sección 1: Corresponde antes del aterrizaje del pozo. La respuesta de las curvas en este primer tramo se presentan de la siguiente forma: las curvas acimutales tanto tope como base se encuentran juntas en el track 3, las geoseñales del track 4 se muestran de forma acerrada, mostrando intercalaciones de picos altos y bajos y la imagen acimutal en el último track muestra variaciones de colores marrón oscuro y cafés.
- Sección 2: Las arenas productoras son detectadas a los 5900 ft MD según el modelo preliminar ya que la herramienta ADR entra con un ángulo de 85 grados y la profundidad de investigación alcanza a detectar el contraste de resistividad menor a una resistividad mayor; las curvas acimutales dejan ver una polarización suave en la curva de la base, y la imagen acimutal presenta una variación de colores que pasan de cafés a amarillos.
- Sección 3: A 6600 ft MD, la broca entra en una de las intercalaciones más resistivas del paquete de arena y se muestra la unión de todas las curvas en el track 3; la imagen acimutal se encuentra completamente homogénea de color amarillo brillante y la imagen de la trayectoria no presenta intercalaciones en la litología.
- Sección 4: La cuarta sección es la finalización del pozo que se espera a 7500 ft MD. La broca atraviesa una capa delgada de lodolitas, las curvas de las

geoseñales muestran una disminución de forma negativa y las curvas acimutales presentan un incremento en el tope de color azul. La imagen acimutal presenta una variación de colores hacia los topes.

Figura 53. Modelo preliminar 2 de Geonavegacion para el pozo X10.



Fuente: Programa StrataSteer.

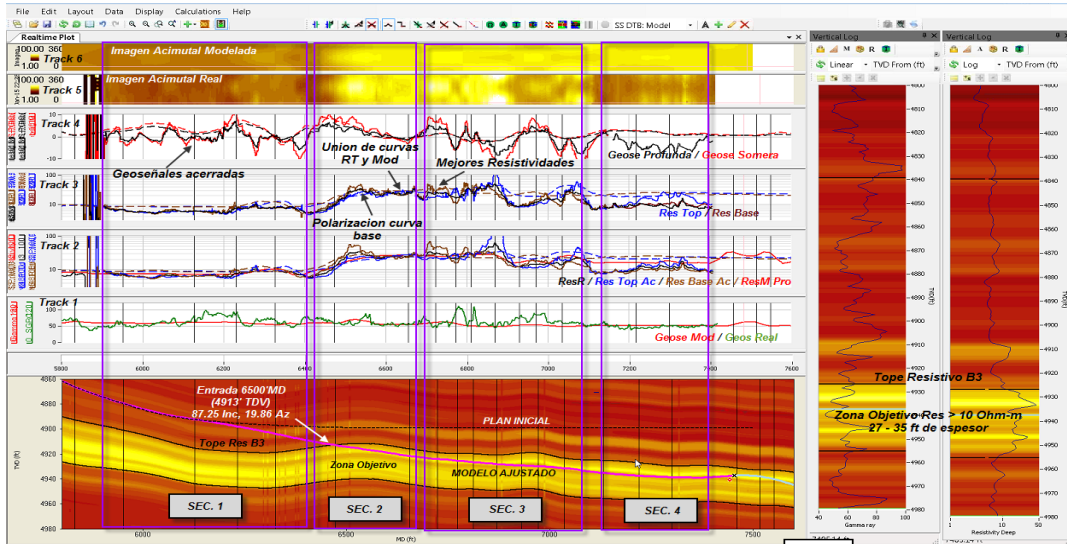
10.3 MODELO DE GEONAVEGACION AJUSTADO EN TIEMPO REAL

El ajuste del modelo se realiza a partir del inicio de la operación en tiempo real donde la información se va actualizando a medida que llegan las respuestas acimutales de la herramienta ADR. Se dividió el modelo por secciones para mostrar la respuesta actualizada.

- Sección 1: Persiste la forma acerrada de las geoseñales tanto modeladas como reales, y las curvas acimutales muestran un comportamiento muy lineal sin variaciones. Los colores de las imágenes acimutales continúan con colores marrón oscuro y cafés.
- Sección 2: La segunda sección corresponde al aterrizaje en B3. El tope de la unidad resistiva se actualizo en 4913 ft TVD (6500 ft MD), evidenciando un efecto de polarización de la curva acimutal que representa la base. La imagen acimutal presenta un cambio fuerte de coloración, que va de marrones oscuros a claros. A los 6600 ft MD alcanza un nivel alto de resistividades entre los 15 y 20 ohm, donde la imagen tanto modelada como real se juntan hacia el centro en los tracks 2, 3 y 4 de la figura 54.
- Sección 3: En la tercera sección la herramienta logró entrar a la capa con mayores resistividades. Sin embargo a los 6840 ft MD se decide bajar la herramienta generando una polarización de la curva que representa el tope, figura 54, track 2 y con ello deja ver una disminución de la resistividad, evidenciado por el cambio de coloración en las imágenes acimutales, que pasan de colores claros a oscuros; en este sector se ponen mayor cantidad de puntos de control para lograr que la herramienta suba y generar el aumento de los valores resistivos.
- Sección 4: Para la sección final, continua perforación trabajando direccionalmente en inclinación y acimut, con el fin de colocar trayectoria al tope de la unidad B3 Resistivo, buscando re ingresar a la arena de alta resistividad > 20 Ohm-m. Entre 7080 – 7440ft MD, de acuerdo a la geoseñal y las curvas acimutales Tope > Base, se aprecia proximidad de la trayectoria a nivel ligeramente menos conductivo, mas arcilloso (geoseñal negativa, track 4, figura 54). A partir de 7440, valores de resistividad >20 ohm-m y GR de 44-50 api, donde las curvas acimutales y la geoseñal indican re ingreso a la zona de

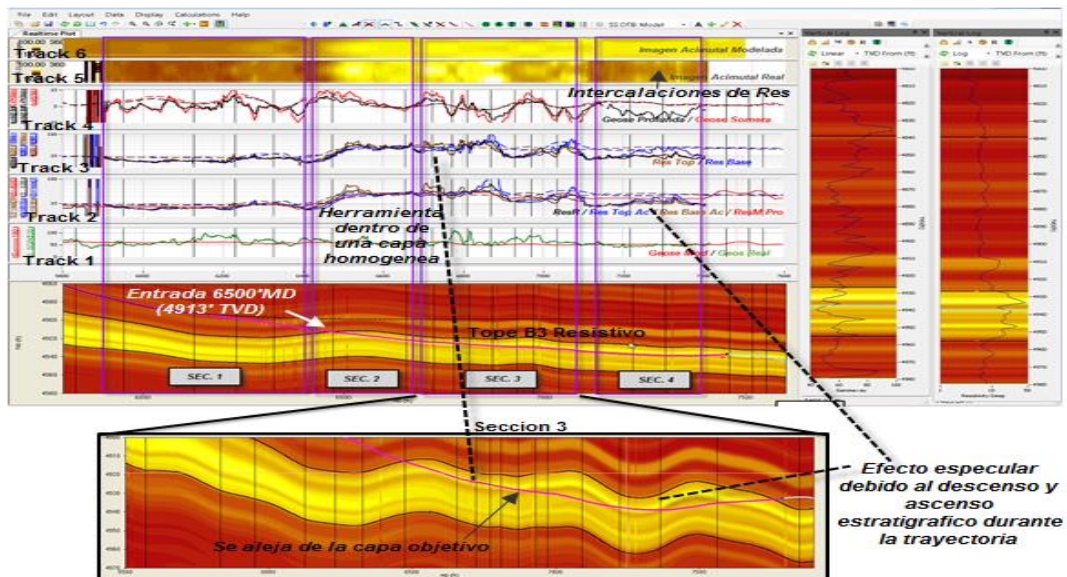
buenas propiedades petrofísicas encontradas al inicio de la geonavegación entre 6475 – 6890 ft MD (4913-4928' TVD). La imagen acimutal muestra una intercalación de resistividades indicando que tan cerca está de las altas resistividades.

Figura 54. Modelo ajustado en tiempo real para el pozo X10.



Fuente Programa MultiWell.

Figura 55. Acercamiento de la sección 3 en el modelo ajustado.



Fuente: programa MultiWell.

11 CONCLUSIONES

- Comprender y hacer un buen análisis de los efectos que presentan los registros durante la perforación (LWD), ayuda a tener una visión más clara del tipo de roca que se está atravesando.
- La sensibilidad de las herramientas acimutales LWD para los pozos horizontales es mayor que para los verticales, por lo tanto los efectos de hombro, polarización y anisotropía, tendrán una mayor magnitud, cuando la inclinación del pozo es mayor a 50 grados.
- Es importante que el modelo preliminar de geonavegación intente ser lo más parecido a la realidad, debido a que podremos minimizar la incertidumbre de la distancia a la que se encuentran los límites de capas de la unidad productora y poder asegurar que la herramienta se mantenga dentro del objetivo, evitando que se salga como ocurrió en nuestro caso.
- El proceso de geonavegación es una de las mejores opciones en la industria, ya que la información que se obtiene en tiempo real, permite hacer proyecciones más acertadas del posicionamiento de los pozos dando información suficiente para recomendar acciones adecuadas a tiempo.

MODELO PRELIMINAR 1

- Manteniendo las condiciones de inclinación a 85.5 grados y 20.5 grados de acimut durante 1500 ft MD a navegar, se atraviesa la estructura buzamiento arriba y la trayectoria se sale por la base a 7040 ft MD, por lo cual este modelo fue inválido para proponer.

MODELO PRELIMINAR 2

- **Sección 1:** Las geoseñales de forma acerrada indican que se estaba atravesando una zona con intercalaciones pequeñas de areniscas con lodolitas y los colores oscuros en la imagen acimutal representa que aún nos encontrábamos en una sección de resistividades bajas, entre 3 y 4 ohm.
- **Sección 2:** La aparición del efecto de polarización concuerda con el paso de resistividades de 4 a 10 ohm, lo que corrobora que la parte de debajo es más resistiva dando indicios que el plan se diseñó de forma adecuada.
- **Sección 3:** La unión de geoseñales indica que se estaba atravesando una zona resistiva y homogénea, indicando que el pozo debe mantenerse por esa capa.
- **Sección 4:** El final de la sección, la disminución de las curvas en la geoseñal nos indican que la broca debería subir a buscar mejores resistividades.

MODELO AJUSTADO EN TIEMPO REAL

- **Sección 1:** En la primera sección el plan real y el modelado concordaron perfectamente, muestran las mismas respuestas y no se realizó ajuste.
- **Sección 2:** Según el modelo inicial la entrada al tope resistivo B3 se encontraba a 5900 ft MD, sin embargo los sensores no marcaron la entrada en ese punto y las geoseñales continuaron marcando bajas resistividades, por lo cual se decidió salirse del plan inicial y descender estratigráficamente hasta los 6500 ft MD (4913 ft TVD) donde aumento la resistividad a un rango de 10 – 20 ohm-m, con valores de GR en el rango de 50-70 Api, 14 ft más profundo de lo esperado por prognosis.
- **Sección 3:** En esta sección se muestra la capa objetivo con resistividades entre 40 – 50 ohm-m. Entre 6700ft MD y hasta 6900ft MD las curvas

acimutales componentes Tope / Base muestran mejores propiedades hacia la cara alta de la herramienta mientras que las geoseñales negativas indican proximidad hacia la parte baja de la trayectoria de nivel conductivo (nivel areno-arcilloso) y la disminución de las resistividades se da en un rango entre 8 – 10 Ohm-m y GR 40 api. Lo que indica que nos alejamos de la capa objetivo.

- **Sección 4:** A partir de 7440 ft MD, los valores de resistividad son mayores a 20 ohm-m y GR de 44-50 api, las curvas acimutales y la geoseñal indican reingreso a la zona de buenas propiedades petrofísicas encontradas al inicio de la geonavegación.

12 RECOMENDACIONES

- Se recomienda mejorar la comunicación entre la empresa operadora y la empresa prestadora de servicios al momento de la geonavegación para poder tomar acciones de forma conjunta, evitando malas decisiones, como las presentadas durante la navegación.
- Se recomienda que para todos los pozos horizontales a desarrollar, la sección del aterrizaje sea monitoreado en tiempo real para asegurar el óptimo posicionamiento en la capa productora ya que el proceso de geonavegación tendrá mayor éxito dependiendo de la buena ubicación del pozo.
- Es importante tener en cuenta que los registros LWD que se utilizan para realizar la correlación deben ser en MD ya que un registro TVD suma verticalmente las secciones de un pozo y no contempla los cambios de buzamiento. Esto genera un modelo falso del pozo ya que sobre-escribe las secciones del pozo cuando el buzamiento o la inclinación cambian.

BIBLIOGRAFIA

ALLEN D., *et al.* Logging While Drilling, 1987, En: BARGACH, Saad., *et al.* LWD en tiempo real: Registros para la perforación. Texas, 2001.

ANDERSON. Barbara, *et al.* Response of 2-MHz LWD Resistivity and Wireline Induction Tools in Dipping Beds and Laminated Formations, Schlumberger. 1992.

BILLINGHAM., *et al.* Transporte de herramientas en pozo abierto y entubado. En: Oilfield Review, Verano, 2011. Vol. 23, no. 2, p. 20-35.

CHEMALI, Roland. , *et al.* Integrating Images from Multiple Depths of Investigation and Quantitative Signal Inversion in Real Time for Accurate Well Placement. En: International Petroleum Technology Conference (3 -5, Diciembre: Kuala Lumpur, Malaysia). Conference Paper. Kuala Lumpur: 2008. 8 p.

GENEY, Guillermo. Aplicaciones de los sistemas de registro LWD en operaciones de perforación de pozos. Tesis de pregrado. Medellín, Colombia: Universidad Nacional de Colombia, 2000. 209 p.

GIACCA, Diego. Exploration, Production and Transport. Italia, 2003, Vol 1.

GIANNESINI J.F., Horwell S.A., Bosio J. Horizontal Wells Cut Offshore Production Costs, 1988. En: GAMBOA, Alba. Determinación de la productividad máxima en pozos horizontales en función de la longitud o sección horizontal .Tesis de pregrado, Caracas: Universidad Central de Venezuela, 2003. 168p

HALLIBURTON Sperry-Sun. LWD Log Examples. Marzo, 2004.

HALLIBURTON, Insite ADR Azimuthal Deep Resistivity Sensor BD Training Course, 2011.

HALLIBURTON, Telemetría en MWD. Febrero, 2014

HALLIBURTON, LWD Log Quality Control Guide, 2012. Vol 5.2.

HALLIBURTON. Sperry Drilling Services. ABG (At-Bit Gamma) Sensor. Tool Brochure. 2007.

HALLIBURTON, Insite AFR Azimuthal Focused Resistivity Sensor BD Training Course.2010

JULIVERT, M., 1968, Lexique Stratigraphique International, Vol. V Amerique Latine, Fasc.4, Colombie, Paris.

MOLERO C, Jairo. Diseño de Sartas y Perforación Direccional, 2008. 228p

MORALES, L. G., Colombian Petroleum Industry, 1956, General geology and oil occurrences of Middle Magdalena Valley, Colombia, in: Weeks, L., G., Habitat of oil, 641-695, Am. Ass. Petrol. Geol. Bull.

NAUPARI, Carlos. Seminario de Tecnologías LWD, Sperry-Sun, Marzo, 2007.

PITCHER, Jason L., *et al.* Interpreting Azimuthal Propagation Resistivity: A Paradigm Shift. En: SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition (23 - 26, Mayo: Vienna, Austria). Conference Paper. Vienna: 2011. 15p.

ROYERO, J., y CLAVIJO, J. (2001). Mapa Geológico Generalizado de Santander, Escala 1:400.000. Memoria Explicativa. INGEOMINAS, 89p.

SCHLUMBERGER. Directional Drilling Training Manual. Diciembre, 1996, Vol 1.1

TARAZONA, Juliana. Taller de Geonavegación- Sperry Drilling. Bogotá, Colombia. 2013

TORRES, Melba., Barrientos, Arturo. Reporte Final de Geonavegacion Sperry Drilling. 2014

VARSHENEY R, "Transporting information and energy simultaneously," in Proc. 2008, En: MALES, Gabriela. Análisis, interpretación y comparación de las mediciones petrofísicas obtenidas con la herramienta LWD ECOSCOPE y los registros Werline en el campo Eden Yuturi. Tesis de pregrado. Quito, Ecuador: Universidad Central de Ecuador, 2013. 220 p.