



**ESTUDIO DE LOS DIFERENTES MÉTODOS UTILIZADOS DURANTE LA
GEONAVEGACIÓN DE POZOS HORIZONTALES (MÉTODOS
CONVENCIONALES Y AZIMUTALES) EN UN CAMPO DE LA CUENCA DE LOS
LLANOS ORIENTALES.**

MYRIAM JOHANNA VARGAS BAYONA

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

2014



**ESTUDIO DE LOS DIFERENTES MÉTODOS UTILIZADOS DURANTE LA
GEONAVEGACIÓN DE POZOS HORIZONTALES (MÉTODOS
CONVENCIONALES Y AZIMUTALES) EN UN CAMPO DE LA CUENCA DE LOS
LLANOS ORIENTALES.**

MYRIAM JOHANNA VARGAS BAYONA

Trabajo de grado para optar al título de Geóloga

Director

RICARDO MIER UMAÑA

Geólogo

Codirector

CESAR ANTONIO MORALES CARDENAS

Geólogo

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

2014

AGRADECIMIENTOS

“A todas las manos que se me han abierto.

A las que visto y a las que no”

A Dios, por la vida, por las oportunidades y por las personas que pone en mi camino.

A mi mamá, por su apoyo incondicional durante toda mi carrera, por su amor y comprensión.

A la compañía Pacific Rubiales Energy, al área de Yacimientos y en especial al equipo de Geología. Les agradezco por la oportunidad que me han brindado para la realización de mi práctica y proyecto de grado, los conocimientos adquiridos sin duda marcarán la pauta en mi carrera profesional.

Al Co – Director de Tesis, Cesar Morales por todo su tiempo dedicado a este proyecto, su paciencia y todas sus enseñanzas.

Al profesor Ricardo Mier por su colaboración en la dirección en este proyecto.

A mis amigos y compañeros que me acompañaron durante la vida universitaria, sin duda alguna no sería lo mismo sin ustedes.

A Gabriel Mendoza por todo su apoyo incondicional.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION.....	15
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	17
2. JUSTIFICACION.....	18
3. OBJETIVOS	19
3.1 OBJETIVO GENERAL.....	19
3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	19
4. MARCO GEOLOGICO DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES	20
4.1 LOCALIZACION.....	20
4.2 ESTRATIGRAFIA DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES.....	21
4.2.1 FORMACIÓN BARCO (PALEOCENO TEMPRANO) - LOS CUERVOS (PALEOCENO TARDÍO).	21
4.2.2 FORMACIÓN MIRADOR (EOCENO).....	21
4.2.3 FORMACIÓN CARBONERA (EOCENO SUPERIOR – OLIGOCENO).....	22
4.2.4 FORMACIÓN LEÓN (MIOCENO MEDIO).	22
4.2.5 FORMACIÓN GUAYABO (MIOCENO SUPERIOR – PLIOCENO).....	23
4.3 GEOLOGIA ESTRUCTURAL	23
4.4 EVOLUCION GEOLOGICA.....	24
4.5 SISTEMA PETROLIFERO.....	26
4.5.1 ROCA GENERADORA.....	26
4.5.2 ROCA RESERVORIO.	26
4.5.3 MIGRACIÓN.....	27
4.5.4 ROCA SELLO.....	28
4.5.5 TRAMPA.	28

5. GEONAVEGACION DE POZOS HORIZONTALES	29
5.1 POZOS HORIZONTALES	29
5.2 CONCEPTO DE GEONAVEGACION.....	30
6. METODOS CONVENCIONALES	33
6.1 SISMICA	33
6.1.1 SÍSMICA DE REFLEXIÓN.	33
6.1.1.1 SÍSMICA 2D.	34
6.1.1.2 SÍSMICA 3D.	35
6.1.2 ATRIBUTOS SÍSMICOS.....	35
6.1.3 INVERSIÓN SÍSMICA PARA LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS.	36
6.2 REGISTROS DE LODO / MUDLOGGING	38
6.2.1 TEORÍA DE LOS REGISTROS DE LODO.	39
6.2.2 DESCRIPCIÓN DE MUESTRAS.....	43
6.2.3 MANIFESTACIONES DE HIDROCARBUROS.....	46
6.3 REGISTROS ELECTRICOS CONVENCIONALES	55
6.3.1 REGISTROS POR CABLE – <i>WIRELINE</i>	56
6.3.2 REGISTROS DURANTE LA PERFORACIÓN – <i>LWD (LOGGING WHILE DRILLING)</i>	69
7. REGISTROS ELECTRICOS LWD AZIMUTALES.....	81
7.1 REGISTROS DE RESISTIVIDAD AZIMUTAL.....	81
7.1.1 FUNCIONAMIENTO.....	81
7.1.2 ADQUISICIÓN DE DATOS.....	83
7.1.3 PRESENTACIÓN DEL REGISTRO.	84
7.1.4 EFECTOS SOBRE LAS MEDICIONES.....	86
7.1.5 CÁLCULO DE LA DISTANCIA DE ANTICIPACIÓN A LAS CAPAS.	87
7.1.6 APLICACIONES.	88
7.1.7 VENTAJAS.....	88

8. METODOLOGIA	89
9. ANALISIS Y RESULTADOS GEONAVEGACION DE POZOS HORIZONTALES	90
9.1 CASO 1: GEONAVEGACION DE UN POZO HORIZONTAL MEDIANTE EL USO DE METODOS CONVENCIONALES: MUDLOGGING – REGISTROS WIRELINE – SISMICA 2D.	90
9.1.1 POSICIONAMIENTO DEL POZO HORIZONTAL B-1.....	91
9.1.2 ANÁLISIS DE <i>NET PAY</i> PARA LOS POZOS VERTICALES A1, A2 Y A3.....	95
9.1.3 GEONAVEGACIÓN DEL POZO B1.	111
9.1.4 CONCLUSIONES CASO 1.....	113
9.2 CASO 2: GEONAVEGACION DE POZOS HORIZONTALES MEDIANTE EL USO DE METODOS CONVENCIONALES: REGISTROS LWD CONVENCIONALES Y SISMICA 3D.....	115
9.2.1 GEONAVEGACIÓN DEL POZO S2 CON SÍSMICA DE AMPLITUD.	115
9.2.2 GEONAVEGACIÓN DEL POZO S2 CON SECCIÓN DE INVERSIÓN SÍSMICA CON INDICADOR DE ARCILLOSIDAD.....	116
9.2.3 RESULTADOS DE LA GEONAVEGACIÓN DEL POZO S2.....	118
9.2.4 ANÁLISIS DE <i>NET PAY</i>	118
9.2.5 CONCLUSIONES CASO 2.....	119
9.3 CASO 3: GEONAVEGACION DE POZOS HORIZONTALES MEDIANTE EL USO DE HERRAMIENTAS AZIMUTALES	121
9.3.1 ESCENARIO 1- CAMBIOS DE BUZAMIENTO - POZO G1.	121
9.3.2 ESCENARIO 2 – CAMBIO LOCAL DE PROPIEDADES - POZO G2.....	125
9.3.3 ESCENARIO 3 – PINCHAMIENTO DE LAS CAPAS - POZO G3.....	130
10. ANALISIS COSTO – BENEFICIO	134
10.1 EVALUACIÓN DE COSTOS.	134

10.2 EVALUACIÓN DE PRODUCCION.	135
10.3 BALANCE COSTO – BENEFICIO	136
11. CONCLUSIONES	137
12. RECOMENDACIONES.....	139
BIBLIOGRAFIA.....	140

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Localización y límites geográficos de la Cuenca de los Llanos Orientales.	20
Figura 2. Columna generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales.	27
Figura 3. Profundidad media (MD) y profundidad vertical verdadera (TVD) en un pozo horizontal.	30
Figura 4. Esquema de geonavegación de un pozo horizontal a través de canales arenosos.....	31
Figura 5. Esquema de adquisición - sísmica de reflexión.....	34
Figura 6. Modelado directo e inversión sísmica.	37
Figura 7. Configuración y secciones dentro de un pozo.....	41
Figura 8. Diagrama Pixler.	50
Figura 9. Color de fluorescencia y gravedad API.	53
Figura 10. Operación de registro con cable – <i>Wireline</i>	57
Figura 11. Adquisición y respuesta del registro SP.	59
Figura 12. Herramienta de registros de densidad.	65
Figura 13. Herramienta de registros neutrónicos.	68
Figura 14. Esquema de adquisición de registros LWD/MWD.....	70
Figura 15. Herramienta de registros de rayos gamma LWD.	74
Figura 16. Herramienta de Resistividad LWD por propagación electromagnética.	75
Figura 17. Diferencia de atenuación y cambio de fase entre dos ondas.	77
Figura 18. Herramienta de resistividad LWD tipo <i>laterolog</i> convencional.....	79
Figura 19. Adquisición y presentación de las imágenes de resistividad LWD.	79
Figura 20. Herramienta de Resistividad Azimutal Profunda (ADR).	82
Figura 21. Adquisición de datos de forma azimutal en 32 direcciones.	83
Figura 22. Comportamiento de las geoseñales.....	85
Figura 23. Pantalla de geonavegación de un pozo horizontal.	86
Figura 24. Cálculo de la distancia de anticipación.	88

Figura 25. Diagrama de la metodología implementada en la elaboración del proyecto.....	89
Figura 26. Mapa estructural del tope de la Unidad Objetivo (TVDss).....	91
Figura 27. Correlación estratigráfica pozos A1, A2 y A3.	92
Figura 28. Correlación estructural pozos A1, A2 y A3.....	93
Figura 29. Sección sísmica 2D con los pozos A1 y B1.....	94
Figura 30. <i>Masterlog</i> pozo A1.....	96
Figura 31. Registro de Rayos gamma y resistividad pozo A1.	99
Figura 32. Evaluación petrofísica pozo A1.....	100
Figura 33. <i>Masterlog</i> Pozo A2.....	102
Figura 34. Registro de Rayos gamma y resistividad pozo A2.	103
Figura 35. Evaluación petrofísica pozo A2.....	104
Figura 36. <i>Masterlog</i> pozo A3.....	106
Figura 37. Registro de Rayos gamma y resistividad Pozo A3.....	108
Figura 38. Evaluación petrofísica pozo A3.....	109
Figura 39. Sección cortina de la geonavegación del pozo B1.	111
Figura 40. Áreas no prospectivas de la trayectoria planeada con métodos convencionales.....	113
Figura 41. Sección sísmica de amplitud con los pozos V1, V1, S1 y S2.	116
Figura 42. Sección de inversión sísmica con indicador de arcillosidad.	117
Figura 43. Áreas no prospectivas en la trayectoria planeada para el pozo S2. .	119
Figura 44. Pantalla de geonavegación pozo G1.	123
Figura 45. Áreas no prospectivas en la trayectoria inicial del pozo G1.	125
Figura 46. Pantalla de geonavegación pozo G2.	127
Figura 47. Áreas no prospectivas en la trayectoria inicial del pozo G2.	129
Figura 48. Pantalla de geonavegación pozo G3.	131
Figura 49. Áreas no prospectivas en la trayectoria inicial del pozo G3.	133

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Parámetros para la descripción litológica de muestras.....	44
Tabla 2. Clasificación según el porcentaje de manchamiento en la muestra.	52
Tabla 3. Distribución de la mancha sobre un fragmento de roca.....	52
Tabla 4. Gravedad API según color de fluorescencia.	53
Tabla 5. Clasificación según el porcentaje de fluorescencia en la muestra.	54
Tabla 6. Resumen evaluación petrofísica pozo A1.	100
Tabla 7. Resumen evaluación petrofísica pozo A2.	104
Tabla 8. Resumen evaluación petrofísica Pozo A3- Intervalo 1.	109
Tabla 9. Resumen evaluación petrofísica pozo A3 – Intervalo 2.	109
Tabla 10. Costos perforación direccional convencional y azimutal.....	135

RESUMEN

TÍTULO: ESTUDIO DE LOS DIFERENTES MÉTODOS UTILIZADOS DURANTE LA GEONAVEGACIÓN DE POZOS HORIZONTALES (MÉTODOS CONVENCIONALES Y AZIMUTALES) EN UN CAMPO DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES*

AUTOR: MYRIAM JOHANNA VARGAS BAYONA **

PALABRAS CLAVE: Geonavegación, pozos horizontales, métodos convencionales, herramientas azimutales

DESCRIPCIÓN:

En la perforación de pozos horizontales, es importante llevar y mantener la trayectoria pozo a través de las zonas más prospectivas del reservorio. Para esto, se emplea la geonavegación de pozos horizontales, mediante la cual se modifica la trayectoria del pozo a medida que este se perfora en base a la información geológica del reservorio. En ello, es importante tener en cuenta la incertidumbre geológica en cuanto a los cambios que se puedan presentar dentro del reservorio, como cambios de espesor, cambios laterales de facies, pinchamientos y fallas.

Este trabajo evalúa la incertidumbre geológica en la geonavegación de pozos horizontales mediante la comparación de métodos convencionales (mudlogging, registros eléctricos, sísmica) y la tecnología de las herramientas azimutales.

Inicialmente se describe cada uno de los métodos y posteriormente, en base a la comparación de los resultados obtenidos en la geonavegación con métodos convencionales versus la geonavegación con herramientas azimutales, se evalúa el éxito de la geonavegación y la información que cada método brinda para dar solución a los problemas relacionados a la incertidumbre geológica. Asimismo, se determina la relación costo-beneficio que trae consigo la implementación de cada una de las metodologías.

Con esto, determina que los métodos convencionales son útiles en cuanto al desarrollo del plan inicial para el posicionamiento del pozo. Sin embargo, dificultan el proceso de geonavegación ya que manejan un amplio grado de incertidumbre e impiden anticipar cambios en las propiedades del reservorio. Por otra parte, las herramientas azimutales logran una disminución significativa de la incertidumbre geológica pues permiten anticipar los cambios de propiedades dentro del reservorio, con lo cual, es posible mantener la trayectoria del pozo dentro de las zonas más prospectivas, obteniendo un mayor éxito en la geonavegación. Adicionalmente, los altos costos de las herramientas azimutales se ven justificados por los resultados obtenidos en el aumento de la producción.

*Trabajo de Grado.

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Geología. Director Geólogo Ricardo Mier Umaña (UIS). Co-director Geólogo Cesar Antonio Morales Cárdenas (Pacific Rubiales Energy).

ABSTRACT

TITLE: STUDY OF DIFFERENT METHODS USED DURING HORIZONTAL WELL GEOSTEERING (CONVENTIONAL AND AZIMUTHAL METHODS) IN A FIELD OF THE EASTERN LLANOS BASIN *

AUTHOR: MYRIAM JOHANNA VARGAS BAYONA **

KEYWORDS: Geosteering, horizontal wells, conventional methods, azimuthal tools.

DESCRIPTION:

In horizontal drilling, it is important to keep and maintain the well trajectory through the most prospective areas of the reservoir. For this, the geosteering of horizontal wells is used, whereby the well trajectory is modified as this is drilled based on the geological information of the reservoir. In this, it is important to consider the geological uncertainty about the changes that may occur within the reservoir: changes in thickness, lateral changes in facies, pinch-outs and faults.

This paper evaluates the geological uncertainty in the geosteering of horizontal wells by comparing conventional methods (mudlogging, electric logs, seismic) and technology of azimuthal tools.

Initially describes each of the methods and subsequently, based on the comparison of the results obtained in geosteering using conventional methods versus azimuthal tools, the success in geosteering and information each method provides for solving problems related to the geological uncertainty is evaluated. Also, the cost-benefit ratio in the use of each of the methods is discussed.

With this, it is determined that the conventional methods are useful in the development of the initial plan for positioning the well. Moreover, the azimuthal tools achieve a significant reduction of geological uncertainty because they allow for anticipating changes in the reservoir properties, making it possible to maintain the well trajectory in the most prospective areas and achieving greater success in the geosteering. Additionally, the high costs of the azimuthal tools are justified by the results in the increase of production.

* Bachelor thesis.

** Physic - chemist Engineering Faculty, Geology School. Director Geologist Ricardo Mier Umaña (UIS). Co-director Geologist Cesar Antonio Morales Cardenas (Pacific Rubiales Energy).



INTRODUCCION

Los pozos horizontales constituyen una de las técnicas de perforación más implementadas actualmente para la extracción de crudo en la Cuenca de los Llanos Orientales debido a las ventajas económicas y ambientales que esta presenta frente a la perforación de pozos verticales.

Dentro de la perforación de pozos horizontales, uno de los aspectos más importantes es el óptimo posicionamiento del pozo a lo largo del reservorio. Para esto, se emplea la geonavegación de pozos horizontales, que consiste en modificar la trayectoria del pozo a medida que este se perfora, con el fin de llevar el pozo a través de las zonas más prospectivas del reservorio.

La geonavegación de este tipo de pozos puede verse afectada por los cambios de las propiedades dentro del reservorio. Pues, a lo largo de la trayectoria del pozo, pueden darse situaciones que generan un grado de incertidumbre geológica como lo son: cambios de espesor, cambios laterales de facies, pinchamientos y fallas que dificultan el óptimo posicionamiento del pozo dentro de la zona de interés.

Con el fin de contrarrestar la incertidumbre geológica y, teniendo en cuenta que el objetivo final es garantizar el éxito de la perforación, los métodos utilizados durante la geonavegación de este tipo de pozos juegan un papel definitivo ya que estos brindaran la información necesaria para la toma de decisiones al presentarse alguna situación como las descritas anteriormente.

Tomando en cuenta lo anteriormente mencionado, el presente trabajo constituye un estudio donde se comparan los métodos de geonavegación implementados actualmente, como lo son los métodos convencionales (*mudlogging*, registros eléctricos, sísmica) y las nuevas tecnologías de las herramientas azimutales.



Dicha comparación se basa en los resultados obtenidos en la geonavegación de pozos horizontales con cada uno de estos métodos. Se evalúa el éxito de la geonavegación y la información que cada uno de los métodos brinda para dar solución a los problemas relacionados a la incertidumbre geológica del subsuelo. Asimismo, se determina la relación costo-beneficio que trae consigo la implementación de cada una de las metodologías.

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La perforación de pozos horizontales se ha considerado actualmente en la industria del petróleo como una opción más factible para el desarrollo de los yacimientos debido a las ventajas económicas y ambientales que se obtienen con relación a la perforación de pozos verticales.

Al perforar pozos horizontales en yacimientos heterogéneos, constituidos principalmente por canales de ambientes fluviales como la Cuenca de los Llanos Orientales, dependiendo del grado de incertidumbre geológica y las propiedades de las formaciones de interés, se pueden obtener tanto resultados favorables como desfavorable ya que en el subsuelo pueden darse situaciones que generan un grado de incertidumbre geológica como lo son: cambios laterales de facies, pinchamientos y fallas que dificultan el óptimo posicionamiento del pozo dentro de la zona de interés.

Teniendo en cuenta que el objetivo final es garantizar el éxito de la perforación con el fin de evitar pérdidas económicas para la compañía interesada, la técnicas empleadas en la geonavegación de los pozos horizontales juegan un papel definitivo pues serán estas las que permitirán la toma de decisiones al presentarse alguna situación como las descritas anteriormente.

Por esto, es importante establecer una comparación entre las metodologías convencionales empleadas y las nuevas herramientas azimutales teniendo en cuenta su influencia en el desarrollo del campo y la producción de este. Además, es importante evaluar hasta qué punto el costo de las nuevas tecnologías repercuten en el óptimo desarrollo del campo.



2. JUSTIFICACION

La perforación de pozos horizontales es hoy en día uno de los aspectos más importantes para las compañías petroleras en Colombia, especialmente en campos maduros.

Para el geólogo de operaciones son de vital importancia los métodos utilizados durante la geonavegación de este tipo de pozos ya que estos le brindaran la información necesaria para la toma de decisiones en tiempo real.

Es por ello que surge la necesidad de realizar un estudio donde se comparen los métodos de geonavegación implementados actualmente como lo son los métodos convencionales (*mudlogging*, registros eléctricos y sísmica) y las nuevas tecnologías de las herramientas azimutales.

De esta manera se podrá evaluar el éxito de la geonavegación en cuanto a la información que cada uno de ellos brinda para dar solución a los problemas relacionados a la incertidumbre geológica del subsuelo, y asimismo, se podrá determinar la relación costo-beneficio que trae consigo cada una de las metodologías.



3. OBJETIVOS

3.1 OBJETIVO GENERAL

Evaluar la incertidumbre geológica en la geonavegación de pozos horizontales mediante la comparación entre los métodos convencionales (registros *mudlogging*, registros eléctricos, sísmica) y la tecnología de las herramientas azimutales.

3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

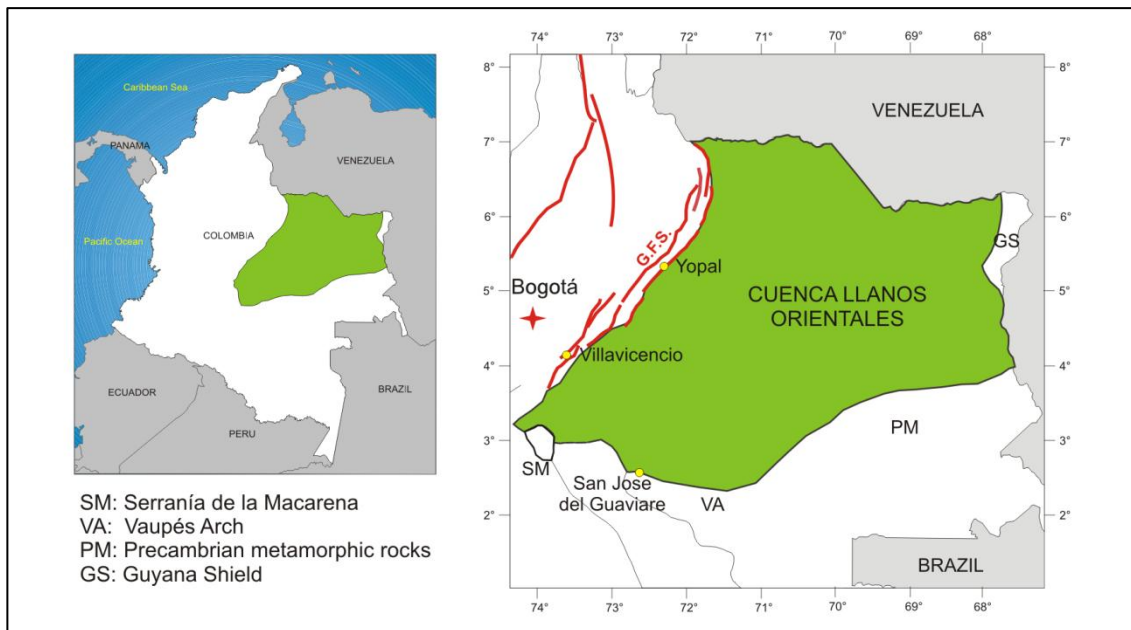
- Describir cada uno de los métodos aplicados en la geonavegación de pozos horizontales. Métodos convencionales (*mudlogging*, registros eléctricos y sísmica) y métodos azimutales.
- Evaluar cualitativamente los resultados obtenidos en la geonavegación de los pozos seleccionados en los que se emplearon métodos convencionales y herramientas azimutales.
- Cualificar el éxito de la navegación de los pozos, para esto se evaluará el *Net Pay* ganado durante la perforación usando métodos convencionales versus el uso de herramientas azimutales.
- Evaluar la relación costo-beneficio comparando la producción de pozos perforados convencionalmente frente a los pozos perforados implementando herramientas azimutales.

4. MARCO GEOLOGICO DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

4.1 LOCALIZACION

La Cuenca de los Llanos Orientales se encuentra ubicada en la región Oriental de Colombia. Limita al norte con la frontera Colombo-Venezolana, al sur con la Serranía de la Macarena, el arco del Vaupés y rocas metamórficas del Precámbrico, al este con el Escudo de Guyana y al oeste con la Cordillera Oriental (Cediel et. al., 2011) (Figura 1).

Figura 1. Localización y límites geográficos de la Cuenca de los Llanos Orientales.



Fuente: Modificado de Colombian Sedimentary Basins, Barrero *et al.*, 2007.

4.2 ESTRATIGRAFIA DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

La secuencia estratigráfica sedimentaria correspondiente al área de estudio comprende rocas con edades del Paleozoico hasta el reciente, con litologías predominantemente siliciclásticas que descansan sobre rocas del escudo de Guayana. A continuación se describen brevemente las formaciones correspondientes al Paleógeno y Neógeno.

4.2.1 Formación Barco (Paleoceno temprano) - Los Cuervos (Paleoceno tardío). Estas formaciones fueron originalmente definidas por Notestein, *et al.* (1944). Para la Formación Barco, la sección tipo se encuentra en el flanco oriental del anticlinal de Petrólea, en la Sierra del Barco, Norte de Santander, y para la Formación los Cuervos, la sección tipo se encuentra en la quebrada Los Cuervos, afluente del Rio Catatumbo, en el área de la Concesión Barco.

La Formación Barco está compuesta principalmente por areniscas cuarzosas de grano fino a medio, localmente conglomeráticas, con lutitas ricas en materia orgánica y capas de carbón. La Formación Los Cuervos está compuesta principalmente por lodolitas color gris oscuro, ricas en materia orgánica, laminadas y localmente bioturbadas; se presentan capas delgadas de carbón y capas locales de arenisca (Bayona *et al.*, 2007). Ambos contactos de estas formaciones con las secuencias inferiores y superiores son discordantes (ANH, 2012).

4.2.2 Formación Mirador (Eoceno). Fue descrita por Garner (en De Porta, 1974) en Venezuela e introducida en Colombia por Notestein, *et al.* (1944). La sección tipo se encuentra en el cerro El Mirador, en la parte suroccidental del distrito Colón, estado Zulia.

La Formación Mirador está compuesta por areniscas cuarzosas de grano fino a medio, localmente conglomeráticas, masivas, con estratificación cruzada y laminación ondulosa al tope; lentes de lutitas arenosas grises se preservan localmente. Esta formación descansa discordantemente sobre la Formación los Cuervos e infrayace en contacto transicional la Formación Carbonera (Bayona *et al*, 2007).

4.2.3 Formación Carbonera (Eoceno superior – Oligoceno). Esta formación fue definida por Notestein, *et al.* (1944). Su sección tipo se encuentra en la Quebrada Carbonera, en el flanco oriental del anticlinal de Petrólea de la Concesión Barco.

Esta formación corresponde a una espesa secuencia litológica ampliamente distribuida en la cuenca y dividida en 8 miembros o unidades (C1 – C8), de los cuales los niveles pares corresponden a depósitos transgresivos, constituidos por niveles arcillosos que establecen importantes sellos regionales; y los impares corresponden a depósitos regresivos, constituidos por niveles arenosos, los cuales, desde C7 a C3 son productores de hidrocarburos en varios sectores de la cuenca, en especial el C7 (ANH, 2012). Se encuentra infrayacida por la Formación Mirador y suprayacida por la Formación León.

4.2.4 Formación León (Mioceno medio). Fue descrita inicialmente por Notestein, *et al.* (1944). Su sección tipo se encuentra en la quebrada León, afluente del río Zulia, en el flanco este del Anticlinal Petrólea de la Concesión Barco.

Esta formación está compuesta por arcillolitas y lodolitas con delgadas intercalaciones de areniscas las cuales se hacen más frecuentes hacia el tope de la unidad y hacia el occidente del área, cerca de la Cordillera Oriental (ANH, 2008). Se encuentra infrayacida por la Formación Carbonera y suprayacida por la Formación Guayabo.

4.2.5 Formación Guayabo (Mioceno superior – Plioceno). Esta unidad fue introducida por Liddle (1928), con el nombre de Formación Guayabo, y posteriormente, elevada al rango de grupo por Notestein, *et al.* (1944).

Esta formación está compuesta por sedimentos clásticos continentales provenientes de la erosión de la naciente Cordillera Oriental (Cooper *et al*, 1995). En su parte superior esta principalmente constituidas por areniscas de grano medio a grueso de color gris, regularmente seleccionadas, con delgadas intercalaciones de arcillolitas y limolitas moteadas. La parte inferior es predominantemente arcillosa y está constituida por arcillolitas y limolitas abigarradas con intercalaciones de areniscas y carbones (Pacific Rubiales Energy, 2014). La formación Guayabo descansa sobre la Formación León y es suprayacida por la Formación Necesidad, ambos contactos son concordantes (De Porta, 1974).

4.3 GEOLOGIA ESTRUCTURAL

La Cuenca de los Llanos Orientales es una cuenca de antepais (*Foreland*) desarrollada entre el Escudo de Guyana (cratón) y la Cordillera Oriental (orógeno) (ANH, 2012). Desde el punto de vista estructural, el área de estudio se caracteriza por presentar grandes fallas de cabalgamiento, pliegues apretados en el Piedemonte, fallas normales de poco desplazamiento y plegamientos suaves al oriente en el “Foreland” (Linares *et al*, 2003, en Jiménez *et al*, 2008).

El espacio de acomodación en donde se depositó la secuencia sedimentaria de la Cuenca Antepaís, se generó por la acreción de la Cordillera Occidental al Continente Suramericano durante el Cretácico Tardío al Eoceno Medio. El proceso de sedimentación finalizó con un importante evento tectónico de deformación

ocurrido hacia el Eoceno Medio en este sector de la cuenca, el cual posibilitó el restablecimiento de una etapa de sedimentación en la Cuenca de Antepaís, específicamente en las áreas de la Cordillera Oriental y de los Llanos, generando los depósitos fluviales, de llanuras costeras y perimareales de las Formaciones Mirador y Carbonera durante el Eoceno Medio y el Oligoceno (Gómez *et al*, 2009).

Actualmente, la Cuenca de los Llanos Orientales, se puede dividir en dos dominios estructurales principales: dominio del Piedemonte y dominio de los Llanos. A su vez, este último puede dividirse en dos sub-dominios bien definidos: Llanos de Casanare-Arauca y Llanos del Meta. El área de estudio se encuentra localizada bajo el subdominio de Llanos del Meta, cuyo estilo dominante es de fallas normales con vergencia hacia el Oeste y de sus correspondientes fallas antitéticas con vergencia hacia el Este, causadas por flexión como respuesta a la carga tectónica impuesta por la Cordillera Oriental (Gómez *et al*, 2009).

Por último, cabe destacar, que el área de estudio corresponde a un extenso monoclinal de rumbo NNE-SSW, localizado en una porción de la cuenca de Antepaís, donde algunos sedimentos Paleógenos y Neógenos están descansando sobre rocas Precámbricas y Paleozoicas del Escudo de la Guyana (Gómez *et al*, 2009).

4.4 EVOLUCION GEOLOGICA

A lo largo de la evolución de la Cuenca de los Llanos Orientales fueron depositadas rocas sedimentarias en diferentes megasecuencias que son evidencia de la transformación entre una cuenca tipo *Backarc* en el Cretácico superior a una cuenca tipo *Foreland* a principios del Terciario. La evolución del margen activo de Sudamérica occidental está estrechamente ligada a principales eventos tectónicos que dieron lugar al desarrollo de la Cuenca de los Llanos Orientales.

Durante el Triásico – Cretácico la separación de Norte y Sur América en el Caribe dio paso al desarrollo de cuencas tipo *rift*, que permitieron la depositación de la llamada megasecuencia de “*synrift*”. Posteriormente, un prolongado periodo extensivo durante el Barremiano – Maastrichtiano dio como resultado una serie de fallas extensionales y la depositación de la megasecuencia de *Backarc* al este de la zona de subducción Andina (Cooper *et al*, 1995).

El periodo comprendido entre el final del Maastrichtiano temprano y el Paleoceno temprano, es de gran importancia pues en este se da el episodio final de acreción de la Cordillera Occidental provocando el levantamiento y erosión de la Cordillera Central y el desarrollo de la cuenca tipo *Foreland*. A partir de este evento se da un cambio abrupto en la sedimentación, pasando de sedimentos marinos a no marinos. Estos depósitos hacen parte de la megasecuencia pre-andina (Cooper *et al*, 1995).

En el Eoceno medio tiene lugar un evento compresivo que afectó el Valle del Magdalena y el margen occidental de la Cordillera Oriental. La deformación se da como consecuencia del aumento en las tasas de convergencia entre la placa de Nazca y de Sudamérica (Pardo-Casas y Molnar, 1987; Daly, 1989).

Consecutivamente, entre el Eoceno tardío y Oligoceno tardío, la carga de deformación de las cordilleras Occidental y Central genera una flexión de la litosfera en la cuenca *Foreland*, que se traduce en un periodo prolongado de subsidencia y fallamiento normal localizado. En el Oligoceno Tardío – Mioceno Temprano, se genera subsidencia continua en la Cuenca de los Llanos Orientales como consecuencia de la deformación en los valles del Cauca y Magdalena.

El Mioceno medio se caracteriza por una fase de rápida subsidencia al mismo tiempo que inicia la deformación, levantamiento y erosión de la Cordillera Oriental.

Como consecuencia de estos eventos, se establece el depocentro de la Cuenca de los Llanos. Esta es la megasecuencia Andina de la cuenca *Foreland* (Cooper *et al*, 1995).

Finalmente, en el Mioceno Tardío tiene lugar la última fase de deformación importante donde los esfuerzos compresivos provocaron la inversión de fallas extensionales preexistentes y con esto, el desarrollo de nuevas estructuras plegadas (Cooper *et al*, 1995).

4.5 SISTEMA PETROLIFERO

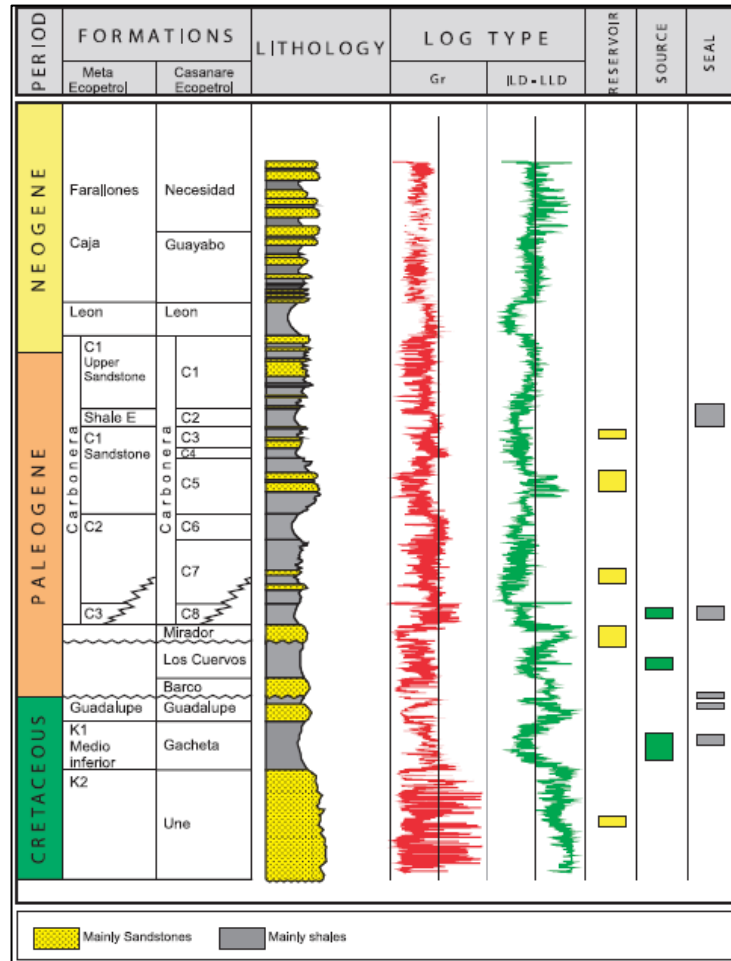
La Cuenca de los Llanos Orientales es una de las cuencas más prolíficas de Colombia. A continuación se presenta el sistema petrolífero que se atribuye a la Cuenca de los Llanos Orientales. (Figura 2)

4.5.1 Roca generadora. Las rocas pertenecientes a la Formación Gacheta, son consideradas como las generadoras de petróleo en la Cuenca de los Llanos Orientales. Los sedimentos corresponden a lutitas mixtas marinas y continentales con Kerogeno tipo II y III, TOC que varía de 1-3% y un espesor efectivo de 150 a 300 pies. (Barrero *et. al.*, 2007)

4.5.2 Roca reservorio. En la Cuenca de los Llanos Orientales la roca reservorio está constituida por areniscas pertenecientes a la Formación Carbonera (C3, C5 y C7) y la Formación Mirador. Los intervalos de arenisca que pertenecen a la secuencia depositada durante el Cretácico, son también excelentes reservorios. Sin excepción, el espesor sedimentario incrementa en dirección Este – Oeste. La porosidad decrece en la misma dirección desde 30% hasta cerca de 10%. El espesor neto varía de unos pocos pies hasta 180 pies, dependiendo de la

localización del pozo dentro de la cuenca; la gravedad API varía entre 12° y 42° (Barrero et. al., 2007).

Figura 2. Columna generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales.



Fuente: Colombian Sedimentary Basins, ANH 2007.

4.5.3 Migración. El petróleo de la parte central y oriental de la Cuenca de los Llanos Orientales migró desde el Piedemonte al sitio de acumulación siguiendo el buzamiento regional. El proceso de migración del petróleo de los Llanos Orientales puede ubicarse temporalmente en dos fases, la primera etapa en el Eoceno Tardío – Oligoceno y la segunda comenzó en el Mioceno y continúa en la actualidad (ANH, 2010).



4.5.4 Roca sello. Regionalmente el sello de la cuenca es la Formación León. Sin embargo, Localmente el sello está constituido por las unidades C2, C4, C6 y C8 de la Formación Carbonera y lutitas cretácicas de las Formaciones Gacheta y Guadalupe (ANH, 2010).

4.5.5 Trampa. En la Cuenca de los Llanos Orientales, las trampas son principalmente de tipo estructural donde predominan fallas normales antitéticas así como anticlinales asociados a fallas inversas y estructuras de bajo relieve. En menor proporción se presentan trampas estratigráficas como acuñamientos contra paleo altos (ANH, 2010).

5. GEONAVEGACION DE POZOS HORIZONTALES

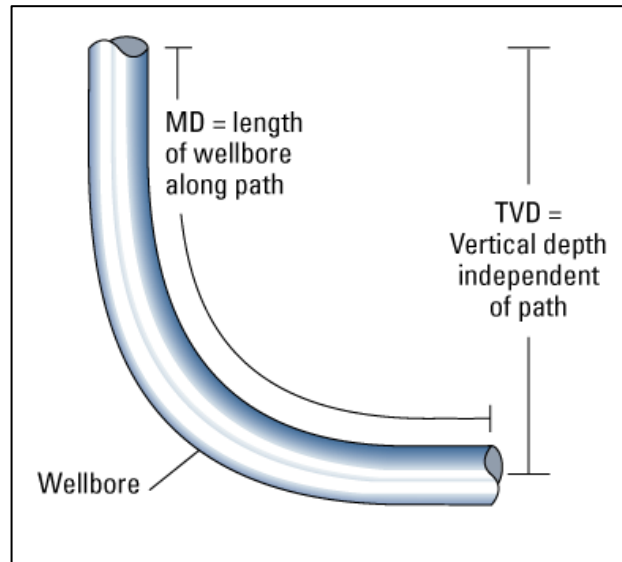
5.1 POZOS HORIZONTALES

En los últimos años, la perforación de pozos horizontales ha surgido como una nueva estrategia de explotación, aplicada especialmente en campos maduros con el fin de mejorar el área de drenaje y por tanto, aumentar la productividad del campo.

Los pozos horizontales son llamados pozos de alto ángulo y se defienden como aquellos cuya inclinación es mayor a 80° respecto a la vertical (Passey *et al*, 2005). Estos pozos se perforan paralelos a los planos de estratificación del yacimiento, sin embargo, esto puede implicar que no sean totalmente horizontales debido a los cambios de buzamiento de las capas (Febres y Guevara, 2009). Mediante el uso de este tipo de perforación, es posible posicionar el pozo mucho más cerca de la zona de interés y aumentar el área de contacto con el reservorio, lo que puede generar un mejoramiento significativo en la producción respecto a un pozo vertical (Joshi, 1991).

Para este tipo de pozos, se miden diferentes tipos de profundidades (Figura 3). La profundidad media (*Measured Depth* - MD), es equivalente al total de la profundidad perforada, es decir, a la longitud total del pozo. La profundidad vertical verdadera (*True Vertical Depth* - TVD), es equivalente a la distancia vertical existente entre un punto en el pozo (usualmente la profundidad actual o final) y un punto en la superficie. La profundidad medida del pozo (MD) es siempre igual o mayor que la profundidad vertical verdadera (TVD). Adicionalmente, se emplea la profundidad TVDSS (*True vertical Depth Sub Sea*), que corresponde a la profundidad vertical medida desde el nivel medio del mar.

Figura 3. Profundidad media (MD) y profundidad vertical verdadera (TVD) en un pozo horizontal.



Fuente: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/t/true_vertical_depth.aspx

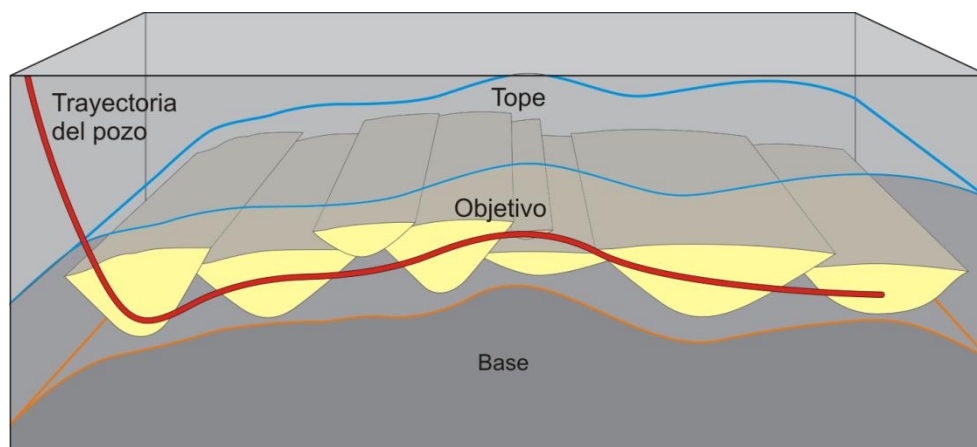
5.2 CONCEPTO DE GEONAVEGACION

El termino geonavegación (*geosteering* en inglés), hace referencia al proceso mediante el cual la trayectoria de un pozo horizontal es modificada a partir del conocimiento geológico y la información adquirida durante la perforación (Ellis and Singer, 2007). Esto, con el fin de guiar la perforación del pozo a través de las zonas más productivas y mantenerse dentro de ellas, evitando principalmente los límites de capas arcillosas y el contacto agua – aceite.

Dentro de este proceso, es importante tener en cuenta la heterogeneidad lateral de los yacimientos, pues se pueden presentar cambios en el buzamiento de las capas, acuñamientos, cambios laterales de facies y la presencia fallas geológicas. Es allí donde la incertidumbre geológica juega un papel importante puesto que las estimaciones en cuanto a la profundidad, el espesor del yacimiento y las propiedades del mismo, estarán sujetas a cierta inexactitud.

Una aplicación de la geonavegación de pozos horizontales se presenta en la Figura 4 donde se muestra una vista en sección transversal de un pozo horizontal geonavegado con el fin de llevar la trayectoria (rojo) a través de las zonas más prospectivas, en este caso, los canales arenosos que se encuentran dentro de la unidad objetivo.

Figura 4. Esquema de geonavegación de un pozo horizontal a través de canales arenosos.



Modificado de Chou *et al*, 2005/2006 – Hacia un mejoramiento en la producción.

Otro factor importante durante la geonavegación de pozos horizontales, es la capacidad para predecir dicho cambios dentro del reservorio. De acuerdo esto, es posible hablar de geonavegación reactiva y geonavegación proactiva. En la geonavegación reactiva, las herramientas no anticipan adecuadamente los cambios dentro de la formación y es necesario tomar acciones correctivas para mantener el pozo dentro de la zona de interés, después que un evento geológico se ha encontrado y atravesado. Por otra parte, la geonavegación proactiva permite anticipar los diferentes cambios en la formación y sus propiedades, mucho antes de llegar a ellos y tomar acciones correctivas con suficiente antelación (Chemali *et al.*, 2008)



El éxito de la geonavegación, dependerá de la correcta ubicación del pozo dentro del reservorio, lo cual a su vez depende de la información que se tenga del mismo. Dicha información es importante pues permite desarrollar una mejor interpretación de las condiciones del reservorio, reduciendo el grado de incertidumbre y agilizando la toma de decisiones sobre posibles cambios en la trayectoria del pozo en tiempo real.

6. METODOS CONVENCIONALES

Dentro de los denominados métodos convencionales aplicados en la geonavegación se encuentra el uso de información proveniente de sísmica, informes de *mudlogging*, registros eléctricos convencionales tipo *wireline* y registros durante la perforación – LWD convencionales.

6.1 SISMICA

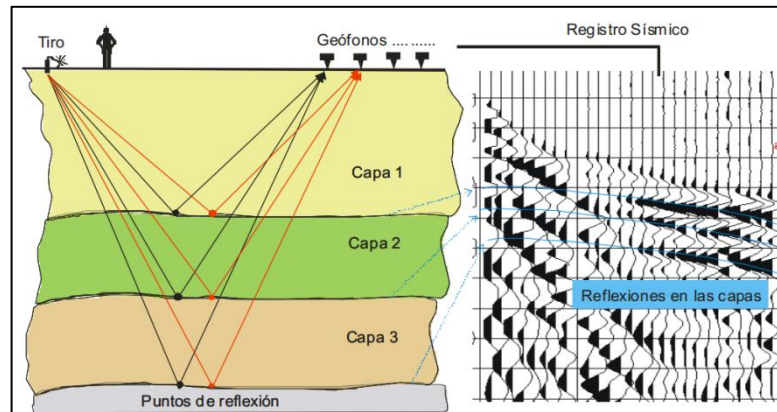
El método sísmico hace parte de los métodos ampliamente empleados en la exploración y producción de hidrocarburos. A partir de este, es posible la adquisición de imágenes del subsuelo, por lo que resulta útil en la caracterización de yacimientos

6.1.1 Sísmica de reflexión. El método sísmico de reflexión, al igual que el de refracción, se basa en el estudio de ondas elásticas producidas al generarse una perturbación en la superficie. Para la adquisición de la información se emplea una fuente de energía ubicada en la superficie del terreno que al ser activada, genera ondas elásticas que se desplazan por el subsuelo y se reflejan y refractan al encontrar una interface que separa dos medios de propiedades diferentes (Figura 5). Dichas reflexiones y refracciones son registradas en la superficie por una serie de receptores (geófonos) distribuidos dependiendo del diseño de la adquisición; la distancia entre geófonos dependerá de la profundidad a la que se encuentre el objetivo a registrar (Gómez, 2011).

El objetivo de la sísmica de reflexión, es registrar los tiempos de arribo de los frentes de onda reflejados por los estratos en el subsuelo. Estos tiempos, dependerán de las propiedades físicas de las rocas y la forma como estas se encuentran dispuestas en el subsuelo. Como resultado, se obtiene un grupo de trazas sísmicas que pasan por una etapa de procesamiento donde mediante

cálculos matemáticos, se logra mejorar la relación señal/ruido para obtener imágenes sísmicas de buena calidad. Finalmente, se obtiene la sección sísmica sobre la cual se realiza la interpretación.

Figura 5. Esquema de adquisición - sísmica de reflexión.



Fuente: Gaya, 2004. Procesado de Sísmica de Reflexión Superficial en el Complejo Turbidítico de Ainsa (Huesca)

Mediante la interpretación es posible obtener información sobre la arquitectura interna del subsuelo, identificar horizontes, estructuras geológicas y, mediante el amarre con pozos cercanos, reconocer formaciones que se podrán correlacionar con la geología del campo.

Es importante tener en cuenta que la sección sísmica se encuentra en tiempo por lo cual inicialmente no es posible conocer la posición en profundidad y forma real de los horizontes. Para corregir esto, se realizan conversiones de una sección en tiempo a una en profundidad (Gómez, 2011). Los programas de exploración Sísmica pueden ser 2D, 3D o 4D.

6.1.1.1 Sísmica 2D. La adquisición de sísmica 2D hace referencia a un levantamiento bidimensional. En el diseño para adquirir este tipo de sísmica, la fuente y los receptores se ubican en una línea recta. Por lo general, se adquieren

por separado grupos de líneas entre las cuales existen vacíos significativos (generalmente de 1 o más km) entre líneas adyacentes (Chelotti, L., Acosta, N., Foster, M., 2009).

La mayoría de las líneas se ubican de forma ortogonal con respecto al rumbo de las estructuras geológicas (fallas o pliegues), sin embargo, otras son registradas de forma paralela a las estructuras con el fin de permitir la vinculación entre línea y línea y la interpretación y el mapeo de las estructuras. Al final, se obtiene una sección bidimensional (distancia - tiempo) que corresponde a las rocas del subsuelo ubicadas debajo de las líneas de los receptores.

6.1.1.2 Sísmica 3D. La adquisición de sísmica 3D hace referencia a un levantamiento tridimensional. En el diseño para adquirir este tipo de sísmica, la fuente y los receptores se ubican cubriendo un área. Para eso, emplean numerosas líneas receptoras y fuentes estrechamente espaciadas con el fin de cubrir un área en la superficie y obtener una alta densidad de información, lo que permite que los datos sísmicos tengan continuidad dentro del volumen obtenido (Chelotti *et al.*, 2009).

Como resultado se obtiene un volumen de datos sísmicos en tres direcciones, comúnmente llamado cubo sísmico 3D. A partir de este cubo, se pueden obtenerse secciones bidimensionales que representan de manera aproximada cortes verticales del subsuelo en cualquier dirección. Adicionalmente, mediante el uso de sísmica 3D es posible obtener información referente a la distribución de las fallas y las estructuras en el subsuelo, además es posible generar mapas del subsuelo más precisos que los que pueden construirse a partir de líneas sísmicas 2D.

6.1.2 Atributos sísmicos. Los atributos sísmicos son medidas específicas de características geométricas, cinemáticas, dinámicas o estáticas provenientes de

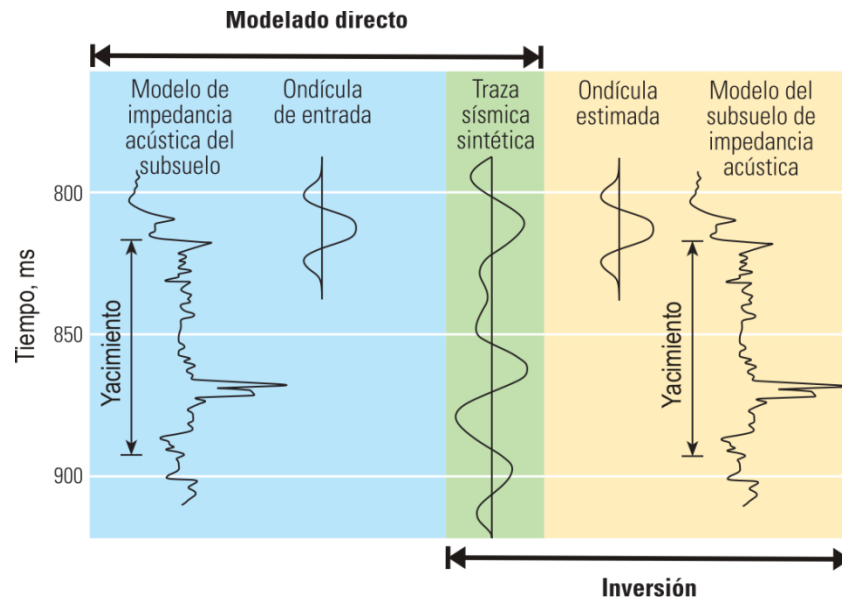
los datos sísmicos. (Chen y Sydney, 1997). Un buen atributo sísmico es directamente sensible a los rasgos geológicos y/o a las propiedades del reservorio, con lo cual permite obtener información precisa y detallada de los parámetros estructurales, estratigráficos y litológicos del prospecto sísmico. (Chopra, 2007)

Los atributos sísmicos se derivan de información básica de la sísmica como tiempo, amplitud, frecuencia, atenuación y fase (Brown, 2004) y se obtienen tras aplicar diferentes algoritmos matemáticos con el fin de obtener diferentes formas de analizar y visualizar las reflexiones sísmicas, de esta manera es posible obtener mayor cantidad de información que permitan mejorar la caracterización del yacimiento. En general, los atributos derivados del tiempo proporcionan información estructural, los derivados de la amplitud proporcionan información estratigráfica y del reservorio y los derivados de la frecuencia pueden proporcionar información estratigráfica útil (Brown, 2004).

6.1.3 Inversión sísmica para la caracterización de yacimientos. La inversión sísmica es una herramienta que permite obtener información del yacimiento a partir de datos sísmicos. En el proceso de inversión sísmica los valores de las reflexiones se transforman en propiedades físicas y petrofísicas del subsuelo que permitan describir el reservorio.

En la inversión sísmica, como su nombre lo indica, se considera la inversa del modelado directo. El modelado directo parte de un modelo de las propiedades de la formación, lo combina con una ondícula sísmica y obtiene como resultado una traza sísmica sintética. Por otra parte, el proceso de inversión sísmica parte de una traza de datos sísmicos registrados y remueve el efecto de una ondícula estimada, creando valores de impedancia acústica en cada muestra de tiempo (Barclay *et al*, 2008). (Figura 6).

Figura 6. Modelado directo e inversión sísmica.



Modificado de Barclay *et al*, 2008- Inversión sísmica: Lectura entre líneas.

La inversión sísmica emplea el tiempo de arribo y la amplitud de las ondas sísmicas reflejadas en cada punto de reflexión, para resolver las impedancias relativas de las formaciones limitadas por los reflectores de los que se generan imágenes (Barclay *et al*, 2008). A esto se le conoce como inversión sísmica para la caracterización de yacimientos y permite, generar modelos detallados de las propiedades de las rocas. En otras palabras, permite que a partir de parámetros geofísicos sea posible obtener parámetros geológicos como porosidad, saturación de fluidos, arcillosidad, permeabilidad, entre otros.

La inversión sísmica es importante pues puede ayudar a suplir las deficiencias en cuanto al conocimiento de las propiedades de las formaciones entre los pozos. Los parámetros obtenidos ayudaran a conocer la continuidad del reservorio y las áreas óptimas para la acumulación de hidrocarburos, por lo que se consideran útiles para optimizar el posicionamiento de los pozos.

6.2 REGISTROS DE LODO / MUDLOGGING

Los registros de lodo constituyen una herramienta esencial para los geólogos y han sido implementados desde 1939. A partir de ellos es posible evaluar las formaciones atravesadas a medida que la perforación avanza, pues proporcionan una identificación directa de la litología y el contenido de hidrocarburos dentro del pozo (Ablard *et al*, 2012).

Toda la información litológica obtenida está ligada a una profundidad específica, de este modo se puede determinar la columna estratigráfica del pozo y ubicarla dentro de un contexto geológico, tanto local como regional. El objetivo final radica en realizar correlaciones con los registros de pozos vecinos y ayudar al posicionamiento de la sarta de perforación dentro de las formaciones objetivo.

Dentro del yacimiento, la técnica consiste en detectar, medir y evaluar los fluidos de hidrocarburos y otros gases que puedan estar presentes en el lodo de perforación y en los rípidos que regresan a la superficie provenientes de las formaciones perforadas (Hawker, 1997). De esta manera, a partir de los rípidos se obtiene información sobre litología y manifestaciones de aceite y, mediante el análisis de gases se tiene información sobre manifestaciones de gases de hidrocarburo.

Al final, toda la información, es compilada y consignada en un registro llamado *Masterlog*, donde se incluye información de litología, rata de perforación, registros de gas, manifestaciones de aceite y descripción de las muestras. Así, esta información podrá ser tenida en cuenta para correlaciones con pozos vecinos y optimizar el posicionamiento de futuros pozos.

6.2.1 Teoría de los registros de lodo. La teoría de los registros de lodo está basada en el ciclo que este realiza. El lodo es aspirado desde la piscina de lodo y bombeado a través de la sarta de perforación hasta el fondo del pozo. A medida que se bombea más lodo, este va circulando hasta llegar nuevamente a la superficie trayendo consigo las muestras de las formaciones perforadas.

Teniendo en cuenta esto, se asume que el tiempo necesario para obtener las muestras en superficie, es equivalente al tiempo necesario para bombear el volumen de lodo a través del hoyo, es decir, para que se cumpla un ciclo. A este cálculo se le conoce como tiempo de retorno o *Lag Time* (Flórez, 2007).

6.2.1.1 Concepto del tiempo de retorno (*Lag Time*). El tiempo de retorno o *Lag Time*, corresponde al tiempo requerido para bombear una muestra desde una profundidad determinada, hasta la superficie; se expresa en minutos. También, se puede expresar en términos de golpes de bomba (emboladas), en este caso recibe el nombre de *Lag strokes*.

Este cálculo, se realiza con el fin de correlacionar la profundidad exacta donde la broca molió la muestra y la recolección de la misma en superficie. Por esto, la medición debe revisarse y corregirse frecuentemente ya que se ve afectada por factores como la tasa de flujo del lodo y la configuración del pozo.

En algunos casos, se agregan trazadores dentro del lodo como medida de control, este se bombea hacia el fondo del pozo y es detectado al retornar a la superficie. El trazador más comúnmente empleado es el arroz pues no afecta los filamentos detectores de los cromatógrafos y además su densidad es semejante a la de las muestras; otros trazadores pueden ser colorantes, otras semillas, cascaras, etc. (Flórez, 2007).

Adicionalmente, el cálculo del tiempo de retraso es útil para determinar el impacto de los derrumbes de formación dentro del pozo; se detectan cuando se presentan retrasos o diferencias entre el valor calculado y el valor medido. Sin embargo, la diferencia de valores también puede ser causada por el cierre del pozo, ya sea por hinchamiento de arcillas o por el revoque de lodo.

Otro término empleado es el *Lag Depth*, que representa la profundidad de la muestra que está saliendo a la superficie después de cumplir el tiempo de retraso (*Lag Time*), y es diferente a la profundidad a la que se encuentra la broca.

6.2.1.2 Calculo del tiempo de retorno (*Lag Time*). Para calcular el tiempo de retorno, se deben tener en cuenta otros cálculos importantes como el volumen anular, la eficiencia de la bomba y la taza de bombeo.

Volumen anular: es la diferencia en el volumen entre dos cilindros y se calcula con el fin de determinar la cantidad de lodo dentro del hoyo. Para esto, las dimensiones del hoyo deben ser conocidas, así como la dimensión de la sarta de perforación. Ya que la mayoría de los pozos tienen por lo menos dos secciones de diferentes diámetros (Figura 7); la formula se aplica a cada sección y al final se suman para obtener el volumen total.

Volumen Anular en Barriles

$$Volumen Anular = \frac{(D ext)^2 - (D int)^2}{1029} \times L$$

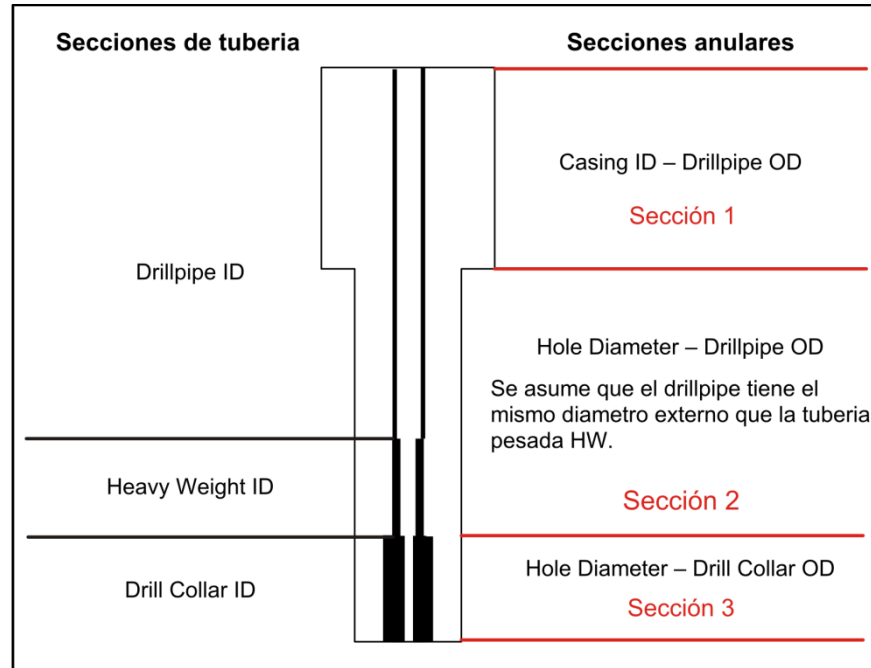
Dónde:

D ext: diámetro externo de la sección (pulg)

D int: diámetro Interno de la sección (pulg)

L: Longitud de la sección (pies)

Figura 7. Configuración y secciones dentro de un pozo.



Modificado de Hawker, 2001. Manual de operaciones en el pozo.

Eficiencia de la bomba (*Pump Output*): dada en barriles por *stroke* (bbl/stk), permite calcular cuántos barriles de lodo serán inyectados en cada embolada de la bomba. Esta va a depender del tipo de bomba que haya en el taladro, ya sea dúplex o triplex (Hawker, 2001).

Eficiencia Bomba Dúplex:

$$Eficiencia\ de\ la\ Bomba = Dp^2 * Lp * 0,000324 * \% Efic.\ Bomba$$

Eficiencia Bomba Triplex:

$$Eficiencia\ de\ la\ Bomba = Dp^2 * Lp * 0,000243 * \% Efic.\ Bomba$$

Dónde:

Dp: diámetro del pistón

Lp: longitud del pistón

Taza de bombeo (*Pump Rate*): es la medición que indica la velocidad de la bomba, es decir cuántas emboladas (*strokes*) se producen por minuto. La medida se puede obtener a partir de un contador de golpes de bomba, con un sensor de proximidad o mediante cualquier forma de interruptor que se activa con cada movimiento de la bomba (Hawker, 2001). Este parámetro es variable y depende de las necesidades durante la perforación, por lo que se debe obtener al momento de realizar cada cálculo. Está expresado en *stroke* por minuto (spm).

Lag time y Lag stroke: dependiendo de la aplicación, se puede calcular el *Lag Time* en minutos o el *Lag Strokes*, que es el número de emboladas de la bomba necesarias para bombear el volumen anular desde la broca a la superficie.

$$LAG\ strokes = \frac{Volumen\ Anular\ (bbl)}{Eficiencia\ de\ la\ bomba\ \left(\frac{bbl}{stk}\right)}$$

$$LAG\ time = \frac{LAG\ strokes}{Taza\ de\ bombeo\ (spm)} \quad \text{ó} \quad \frac{Volumen\ Anular\ (bbl)}{Efic\ bomba\ \left(\frac{bbl}{stk}\right) * Taza\ bombeo\ (spm)}$$

Realizar estos cálculos es fundamental para el geólogo pues de este modo se garantiza que las muestras que se describen pertenecen a la profundidad correcta de la que proceden.

6.2.2 Descripción de muestras. Las muestras de formación que son cortadas por la broca y transportadas por el lodo son de gran importancia pues representan los únicos datos físicos que se recuperan de un pozo. A partir de ellas se puede realizar un análisis litológico y una evaluación de las manifestaciones de hidrocarburos del reservorio. El resultado de este análisis es de gran utilidad a la hora de realizar correlación e identificación de formaciones conocidas.

Las muestras son recolectadas del sistema de lodo generalmente en intervalos regulares (Ej. cada 10 o 30 pies) o cuando las curvas ROP (*Rate of Penetration*) o las curvas de gas muestran desviaciones significativas, lo que indica un cambio en las características de la formación. La muestra se lava en un tamiz y se examina con un microscopio binocular; es importante mantener su humedad pues esto permitirá que las estructuras y el color se observen con mayor claridad (Ablard *et al*, 2012). La descripción de muestras se realiza usando un mínimo de texto, para esto, se emplean abreviaturas *standard*.

Lo primero es identificar el tipo de roca y según esto, se emplean los parámetros presentados en la Tabla 1. Para las muestras provenientes de formaciones arcillosas y lodosas, es importante tener en cuenta que en algunas ocasiones se encuentran en solución con el lodo, en estos casos, se debe aplicar la prueba de solubilidad.

A continuación, se describen algunos de estos parámetros en base al manual de descripción de muestras de Swanson (1981).

6.2.2.1 Composición. Aquí se incluye tanto la composición química de las partículas como su composición mineralógica y tipo de partículas. Ejemplo: cuarzo, calcita, dolomita, hematita, yeso, entre otros.

6.2.2.2 Color. Está condicionado al color de los granos en conjunto, al color del cemento o la matriz o la tinción de los mismos. Al tratarse de una característica muy subjetiva, es importante emplear tablas de colores estándar con el fin de que las descripciones sean más consistentes. Para su descripción, se coloca bajo el microscopio la muestra húmeda sobre la carta de colores, y se comparan hasta obtener la coincidencia más cercana. Se debe tener en cuenta tanto el nombre del color, sus tonos y sus variaciones, como los patrones que se presentan (moteado, punteado, bandeado, etc.).

Tabla 1. Parámetros para la descripción litológica de muestras.

Rocas clásticas	Rocas carbonatadas
Composición	Composición
Color	Color
Dureza	Dureza
Fractura	Fractura
Textura General	Textura
Textura	Minerales accesorios
Granos: <i>tipo, tamaño, color, redondez, esfericidad, calibrado.</i>	Porosidad visible
Cementación	Oolitos
Minerales accesorios	
Porosidad visible	
Manifestaciones de hidrocarburos	

6.2.2.3 Dureza. Esta característica refleja el grado de endurecimiento, cementación y compactación de la roca. Se describe la dureza total de la roca, más que la dureza de granos individuales. Se emplean calificativos como: friable, frágil, firme, moderadamente dura, dura, muy dura, etc.

6.2.2.4 Fractura. Al describir las fracturas se observan las rupturas de las rocas, ocasionadas en la muestra por la broca, o por el analista con ayuda de un punzón. Se emplean calificativos como: irregular, concoidal, angular, laminar, en bloques, etc.

6.2.2.5 Textura. Esta dada en función del tamaño, forma y disposición de los elementos que componen la roca. Dependiendo del tipo de roca, se tienen diferentes texturas y se emplean diferentes calificativos. Algunos ejemplos son: heterogénea, homogénea, vesicular, cristalina, amorfa, etc.

6.2.2.6 Granos. La descripción de los granos incluye características como:

- Tipo: Se describe la composición de los granos
- Tamaño: Se realiza una clasificación del tamaño de los granos teniendo en cuenta la escala de tamaños de grano.
- Color: Se describe el color que presentan los granos
- Redondez: Indica que tan suaves o angulares están los bordes de los granos.
- Esfericidad: Tendencia de los granos a tener forma similar a una esfera, se determina mediante la comparación axial.
- Calibrado: Indica la uniformidad o variación en los tamaños de las partículas en una roca sedimentaria o en un sedimento.

6.2.2.7 Cementación. El cemento es un material precipitado químicamente alrededor de los granos, permitiendo la unión de las partículas y evitando que estas puedan ser separadas con facilidad. Puede ser silíceo, calcáreo, dolomítico, cuarzítico, yesífero o pirítico y se pueden calificar dependiendo del grado de cementación, como, inconsolidado, mal cementado, moderadamente cementado o bien cementado.

6.2.2.8 Minerales accesorios. En esta descripción se incluyen los minerales que se encuentran en menor proporción dentro de la muestra. Su identificación es importante para dar idea sobre el ambiente de depositación y realizar correlaciones. Dentro de los minerales accesorios más comunes se encuentran: glauconita, pirita, micas, feldespato, olivino, halita, yeso, sulfuros, etc.

6.2.2.9 Porosidad visible. Hace referencia a los espacios vacíos dentro de la muestra y su relación con el volumen total de esta. Se describe en términos de buena, regular o pobre y se especifica el tipo de porosidad de acuerdo con la ubicación de los poros dentro del sedimento (intergranulares, intercristalinos, por fracturas, de molde, etc.).

6.2.2.10 Manifestaciones de hidrocarburos. Se analizan las muestras en busca de evidencias que demuestren la presencia de hidrocarburos dentro de las formaciones. Para esto, se hace la descripción de diversos parámetros como olor, manchamiento, fluorescencia, entre otros. Estos parámetros serán descritos a continuación.

6.2.3 Manifestaciones de hidrocarburos. Una de las tareas más importantes para el geólogo de pozo y el personal de *mudlogging* es la de detectar y describir los hidrocarburos que puedan estar presentes. No obstante, a pesar de su importancia, la mayoría de las pruebas implementadas para dicha detección no son concluyentes, y dependerán de la experiencia del personal o de situaciones especiales y están muy lejos de ser contundentes. Sólo un análisis petrofísico dará la determinación concluyente de la presencia de cantidades comerciales de petróleo o gas.

6.2.3.1 Manifestaciones de gas. La presencia de gas dentro de las formaciones de interés puede ser detectada pues a medida que avanza la perforación estos son liberados en la corriente de lodo. La medición de estos hidrocarburos livianos

ayuda a los geólogos a caracterizar la composición de los fluidos del yacimiento durante la perforación (Ablard *et al*, 2012).

El proceso de detección de gases inicia en la llamada trampa de gas, esta se encarga de remover los gases atrapados en el lodo. Después, los gases pasan a un sistema de vacío que regula la mezcla gas - aire y la transporta hasta los detectores que procesan la mezcla y dan como resultado lecturas cualitativas y cuantitativas de gas (Flórez, 2007).

Cromatografía de gases: La cromatografía es una técnica analítica que permite la separación, identificación y determinación de los componentes químicos presentes en mezclas complejas. Se caracteriza por tener una fase móvil y una fase estacionaria.

Esta técnica es implementada para analizar los gases de hidrocarburos dentro de las muestras de gas provenientes de las formaciones perforadas. En este análisis, el flujo de una fase móvil (gas inerte) transporta la muestra a través de la fase estacionaria. La muestra de hidrocarburo en solución se volatiliza y se inyecta en la cabeza de una columna cromatográfica donde se produce la separación. Esta se basa en la diferencia de velocidad de migración entre los distintos componentes de la mezcla y la interacción química de estos con la fase estacionaria (Skoog, 2005).

Como resultado de la separación, cada compuesto pasa de la columna cromatográfica al detector con una diferencia de tiempo característica de la muestra. Los detectores implementados en dicho proceso son el detector de ionización de flama (FID) y el detector de conductividad térmica (TCD), las señales generadas son traducidas en un cromatograma, un gráfico que muestra diferentes picos de intensidad y tiempos de retención característicos de los componentes de la muestra, y cuya área bajo la curva es proporcional a su

concentración. Los resultados se expresan en partes por millón (ppm) de metano equivalente en el aire.

Lo más relevante para la interpretación de lecturas de gas es la presión de poro de la formación respecto a la presión hidrostática del lodo. Pues, a medida que el margen decrece, aumenta el volumen de gas de formación dentro del flujo de lodo.

A partir de la cromatografía de gases se pueden detectar gases de hidrocarburos livianos que generalmente corresponden al grupo alcanos: metano [C1], etano [C2], propano [C3], butano [C4-iso, C4-lineal] y pentano [C5]. Las mediciones están dadas en términos de partes por millón (ppm). La sensibilidad es de 1 ppm pero, en la práctica se asumen 10 ppm (SPERRY-SUN DRILLING SERVICES, 2002).

La cantidad del gas recuperado y las relaciones entre ellos son de utilidad para la identificación de las zonas con potencial de petróleo o gas. Para esto se hace uso de los llamados Diagramas de Pixler.

Método Pixler: Fue desarrollado como el primer un método para identificar fluidos de formación haciendo uso de cromatografía convencional (C1- C5). Está basado en la relación entre el metano (C1) y los demás compuestos hidrocarburo (etano, propano, butanos y pentanos) presentes en la muestra de gas analizada (Pixler, 1969).

El método consiste en calcular las relaciones $C1/C2$, $C1/C3$, $C1/C4$ y $C1/C5$ y a partir de los resultados que han de ser graficados (Figura 8), interpretar de acuerdo a los siguientes parámetros establecidos por Pixler (1969):

Relación C1/C2: Es la relación fundamental para determina el tipo de fluido dentro del reservorio.

A partir de ella se establece:

- Si $C1/C2$ está entre 2 y 15 la zona es de aceite.
- Si $C1/C2$ está entre 15 y 65 la zona es de gas.
- Si $C1/C2$ es menor de 2 o mayor de 65 la zona no es productiva.

Pendiente de la recta $C1/C2$, $C1/C3$, $C1/C4$, $C1/C5$: Es un indicador del potencial de producción del yacimiento y presencia de agua en la formación. Indica si la zona producirá hidrocarburos o hidrocarburos y agua.

- Una pendiente completamente positiva indica hidrocarburos productivos.
- Una pendiente negativa o un intervalo negativo indica una zona acuífera

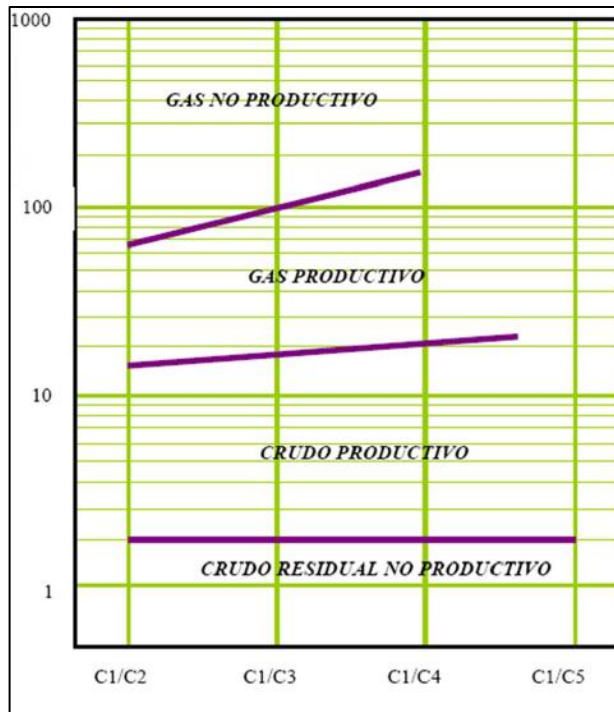
Además, la pendiente puede dar una idea de la permeabilidad de la formación:

- Un gradiente similar a las líneas de la zona indica buena permeabilidad.
- Una pendiente más pronunciada (mayor a la de las líneas de la zona) indica una reducida permeabilidad; una pendiente muy pronunciada puede indicar formaciones apretadas.

Se debe tener especial cuidado al utilizar lodos de mayor viscosidad ya que estos reducen la cantidad de hidrocarburos pesados que son liberados por la trampa mientras que la retención en gases livianos nos sería significativa, de modo que la relación de hidrocarburos livianos con respecto a los pesados sería errónea.

Ahora bien, es importante destacar que el gráfico de relaciones, al igual que cualquier otro parámetro, es tan sólo un indicio de información. No se debe emplear un único parámetro como evidencia para dar un diagnóstico concluyente. Siempre que sea posible, se deben tener en cuenta otros análisis como los que se verán a continuación.

Figura 8. Diagrama Pixler.



Fuente: Hawker, 1997. Evaluación e interpretación de hidrocarburos.

6.2.3.2 Manifestaciones de aceite. La presencia de aceite dentro de las formaciones de interés puede ser detectada pues a medida que avanza la perforación, las muestras son llevadas a superficie por la corriente de lodo. Dichas muestras son evaluadas con diferentes parámetros con el fin de identificar la presencia de hidrocarburos en la muestra.

Olor: Esta prueba evalúa la existencia de hidrocarburos de acuerdo al olor de las muestras. Si bien esta observación no es lo suficientemente precisa, al ser detectado el olor característico de los hidrocarburos, se debe investigar más a fondo la presencia de estos.

La percepción del olor puede indicarse en términos de tipo e intensidad (fuerte, regular o débil). Según el tipo de olor, se puede advertir la densidad de los hidrocarburos. Un olor pesado es indicador de crudos con baja gravedad API

mientras que un olor ligero y penetrante, es característicos de crudos con alta gravedad API. Sin embargo, es importante destacar que la falta de olor en las muestras no indica la ausencia de hidrocarburos, especialmente en zonas de gas pues algunos gases secos no presentan olor.

Mancha de aceite: Durante la perforación, algunas muestras impregnadas de petróleo llegan a superficie. El análisis de las manchas que se presentan puede indicar propiedades tanto del petróleo como de la roca que lo contiene.

Vale destacar que al igual que el olor, la falta de manchamiento de una muestra, no es una prueba contundente de la ausencia de hidrocarburos dentro de las formaciones de interés, pues su cantidad y distribución están en función de la porosidad y permeabilidad del reservorio.

La magnitud de la mancha puede dar un indicio de la permeabilidad de la roca a la que pertenece la muestra, ya que si la roca es permeable, solo una pequeña cantidad de petróleo se mantendrá en la muestra. En cuanto al color, las manchas de los hidrocarburos pesados tienden a ser de colores pardo oscuros, mientras que la coloración en los hidrocarburos livianos tiende a ser de colores claros a incoloros. Es importante tener en cuenta la presencia de hidrocarburos solidos como breas y ceras, ya que pueden ser indicadores de depósitos de aceite residual o de roca fuente potencial. El análisis se realiza con la ayuda de un microscopio y se debe reportar el color, cantidad y la distribución de la mancha (Hawker, 2001) (Tablas 2 y 3).

Tabla 2. Clasificación según el porcentaje de manchamiento en la muestra.

Manchamiento	Porcentaje de la muestra
Muy pobre	Uno a diez granos
Pobre	1 a 10% de la muestra
Regular	10 a 20% de la muestra
Bueno	20 a 40% de la muestra
Muy bueno	Sobre 40%de la muestra

Fuente: Curso de Mudlogging - international logging Perú 2006

Tabla 3. Distribución de la mancha sobre un fragmento de roca.

Distribución de la mancha	
<ul style="list-style-type: none"> • Uniforme (<i>even</i>) • Irregular (<i>spotty</i>) • Manchado punteado (<i>speckled</i>) 	<ul style="list-style-type: none"> • Moteado (<i>mottled</i>) • En parches (<i>patchy</i>) • Puntos ocasionales (<i>pin point</i>)

Fuente: Curso de Mudlogging - International Logging Perú 2006

Fluorescencia y corte: Esta prueba se realiza con el fin de detectar la presencia de hidrocarburos en las muestras de canal y núcleos. Es importante, ya que en algunas ocasiones donde no se presenta manchamiento ni olor de hidrocarburos, esta prueba puede ser concluyente.

Al evaluar la fluorescencia de la muestra se tiene en cuenta el color (que puede variar de marrón a verde, dorado, azul, amarillo o blanco), su intensidad y distribución. En la mayoría de los casos, los crudos más pesados, es decir, de baja gravedad API, se caracterizan por presentar un color de fluorescencia más oscuro, contrario a los colores claros que presentan los crudos livianos, es decir, de alta gravedad API (Ablard *et al*, 2012) (Tabla 4 y Figura 9). Si una muestra manchada no fluoresce o corta este indicador es clasificado como termalmente

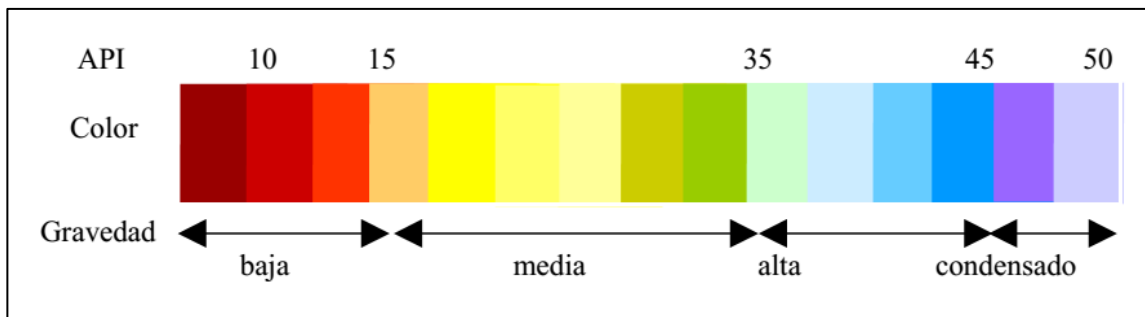
muerto y no se considera una manifestación. La fluorescencia también puede darse en porcentajes (Tabla 5).

Tabla 4. Gravedad API según color de fluorescencia.

Color de fluorescencia	Gravedad API
Marrón rojizo, baja intensidad, por lo general no visible	Muy baja
Marrón rojizo a marrón naranja, no siempre visible	Baja
Dorado, amarillo a crema, verde	Media
Blanco azulado, algunas veces azul pero siempre visible	Alta

Fuente: Hawker, 1997. Evaluación e interpretación de hidrocarburos.

Figura 9. Color de fluorescencia y gravedad API.



Fuente: Hawker, 1997. Evaluación e interpretación de hidrocarburos.

La fluorescencia en una muestra puede atribuirse a múltiples causas. Por esto, es importante realizar una prueba posterior donde se corrobore la presencia de hidrocarburos. En dicha prueba se aplica un solvente a la muestra (cloroformo, benzina, acetona, éter, etc.), y, teniendo en cuenta que la materia orgánica es soluble, la fluorescencia de los hidrocarburos parecerá fluir y difundirse en el solvente mientras que la fluorescencia de otros elementos como minerales,

permanecerá inalterada. A esta difusión se le conoce como *fluorescencia de corte*, o más comúnmente como *corte* solamente. En casos en los que se manejen aceites pesados, la evaluación del corte adquiere una gran importancia pues este tipo de hidrocarburos no emitirán fluorescencia, pero si cortarían en tono marrón muy oscuro.

Tabla 5. Clasificación según el porcentaje de fluorescencia en la muestra.

Fluorescencia	Porcentaje de la muestra
Muy pobre	Uno a diez granos
Pobre	1 a 10% de la muestra
Regular	10 a 20% de la muestra
Bueno	20 a 40% de la muestra
Muy bueno	Sobre 40%de la muestra

Fuente: Curso de Mudlogging - International Logging Perú 2006

Dependiendo del grado de corte de fluorescencia, se podrá evaluar cualitativamente la permeabilidad de la muestra. En un corte inmediato, los hidrocarburos fluyen rápidamente con el solvente lo cual indica buena permeabilidad mientras que en uno lento, donde se forma una aureola después de algunos minutos, se habla de una baja permeabilidad (Flórez, 2007). La permeabilidad de la roca no es indicativo de la cantidad de hidrocarburos que puedan estar presentes en esta. Dentro de los términos para evaluar el corte y su velocidad se encuentran:

Tipos de corte: el corte puede ser de tipo: correntoso, en forma de venas; estrellado, en forma de estrella; sangrante, en forma de círculos casi concéntricos; residuales, no es visible y deja residuos al secar; hongo, en forma de hongos.

Velocidad de corte: puede clasificarse como lenta, rápida, muy rápida o instantánea.

Residuo: Después de aplicar el solvente para realizar la prueba de corte, este se evapora dejando un anillo residual en el vidrio de la muestra, que corresponde al hidrocarburo liberado por la acción del solvente. Esta prueba consiste en observar y describir dicho anillo residual tanto bajo la luz natural, como bajo la luz ultravioleta. La descripción debe incluir: color, intensidad, y cantidad (pobre, regular, buena) (Hawker, 1997). Con estos datos, se puede tener información sobre la cantidad y densidad del aceite contenido en la muestra.

6.3 REGISTROS ELECTRICOS CONVENCIONALES

Los registros eléctricos son importantes durante las actividades de exploración y producción de hidrocarburos ya que suministran información importante sobre las propiedades de las rocas y los fluidos (agua o hidrocarburos) que se encuentran en el subsuelo.

Desde 1927, cuando Marcel y Conrad Schlumberger, tomaron el primer registro de resistividad eléctrica en Pechelbron, Francia, la utilización de estas herramientas se ha desarrollado e implementado en forma continua, generándose diversos tipos de registros, que con el paso del tiempo van mejorando su capacidad para registrar las propiedades del subsuelo(SCHLUMBERGER, 1989).

El equipo empleado en la toma de registros está constituido básicamente por una sonda, la cual contiene los sensores que se encargan de medir las propiedades físicas y eléctricas en función de la profundidad. Las señales emitidas son registradas en la superficie y procesadas para su posterior interpretación.

A partir de estos equipos es posible medir propiedades eléctricas, radiactivas y acústicas de la formación. Sin embargo, las medidas resultantes, por si solas, no

son muy útiles, por esto es importante realizar una integración de diferentes tipos de registros, de tal manera que al ser interpretados, proporcionen información significativa. Una buena interpretación permitirá derivar e inferir parámetros como saturación de hidrocarburos y de agua, porosidad, permeabilidad y la litología perforada.

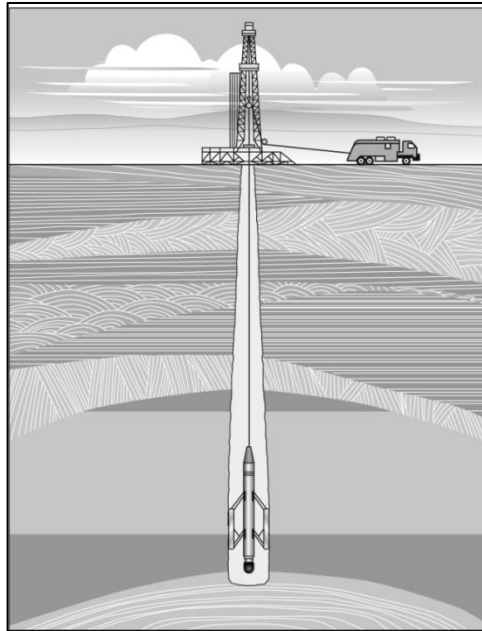
La función final de los registros es ayudar a garantizar la extracción eficiente de hidrocarburos, pues son importantes en la evaluación de formaciones y por consiguiente en la identificación de rocas potencialmente productoras. También, son importantes a la hora de complementar la información adquirida mediante otras técnicas, y cumplen un papel primordial en las decisiones tomadas en las operaciones de perforación, posicionamiento de pozos dentro de las formaciones de interés y producción.

Los registros eléctricos pueden ser tomados en un momento posterior a la perforación, registros por cable- *Wireline*, o durante esta, registros *Logging While Drilling* – LWD.

6.3.1 Registros por cable – *Wireline*. Los registros de tipo *Wireline* o registros por cable, son tomados una vez el pozo o una sección de este ha sido perforada. Para su adquisición, se extraen las herramientas de perforación y se limpia y estabiliza el pozo. Posteriormente, la sonda de registros desciende por medio de un cable y al llegar al fondo del pozo o a la base del intervalo de interés, es subida lentamente hacia la superficie. A medida que la sonda asciende, se registran de manera continua las mediciones adquiridas, en función de la profundidad.

Un camión de registros llamado laboratorio móvil, proporciona el cable, el mecanismo para subir y bajar la sonda, la energía para el funcionamiento del dispositivo y los equipos para el procesamiento y almacenamiento de los datos (SCHLUMBERGER, 1989) (Figura 10).

Figura 10. Operación de registro con cable – Wireline.



Fuente: Ellis and Singer, 2007. Well logging for earth scientists.

La sonda puede contener uno o varios sensores al mismo tiempo, el tipo de sensor depende de la naturaleza de la medición. Así mismo, dentro de la sonda se encuentra un cartucho, que contiene los elementos electrónicos que alimentan el sensor, procesan las señales resultantes y las transmiten por medio del cable hacia el camión.

La energía eléctrica se transmite desde la superficie a la sonda a través del cable conductor. Este cable controla el movimiento de la sonda a lo largo del pozo, le proporciona soporte y permite que los datos lleguen a la superficie. La toma de registros se realiza durante el ascenso de la herramienta con el fin de controlar la tensión y velocidad del cable y así conocer la profundidad y su elongación. Finalmente, los equipos ubicados en superficie reciben las señales enviadas por la herramienta para su posterior procesamiento, análisis e interpretación.

A pesar de ser la técnica de adquisición de registros más implementada en la industria petrolera, comparada con la de tipo LWD, presenta desventajas pues debe detenerse la perforación para poner en funcionamiento la herramienta, de esta manera aumenta el tiempo de perforación e impide que se tomen decisiones en tiempo real con el fin de lograr un óptimo posicionamiento de los pozos.

A continuación se incluye una breve explicación de algunos de los registros adquiridos con esta técnica, como lo son los registros de potencial espontáneo, de rayos gamma, de resistividad, de densidad y neutrónicos.

6.3.1.1 Registros de potencial espontáneo (SP). La curva de potencial espontáneo (SP) registra el potencial eléctrico (voltaje) producido dentro del pozo en el momento en que las formaciones interactúan con fluidos de diferentes salinidades (SCHLUMBERGER, 1989).

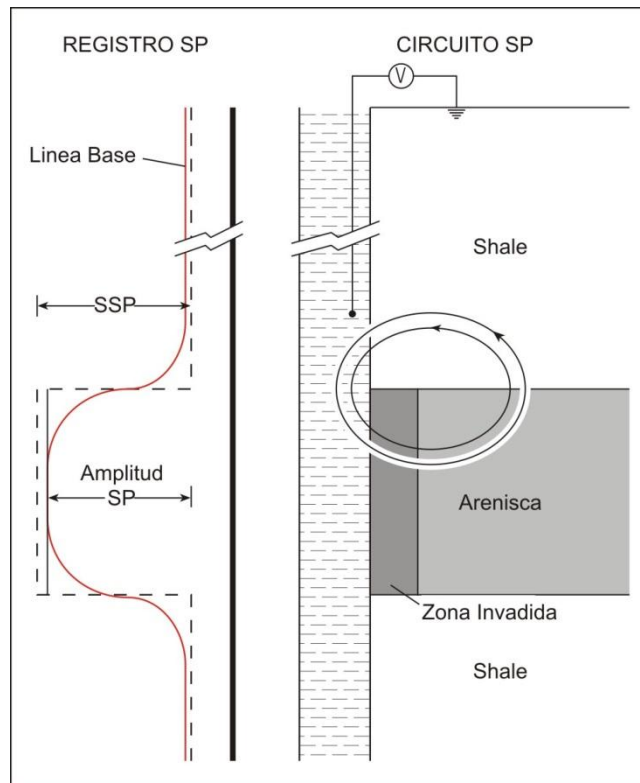
Principio de funcionamiento: La curva se genera por un fenómeno natural que tiene lugar cuando un fluido, en este caso el lodo de perforación, rompe el equilibrio de la formación. El lodo invade las formaciones con algún grado de permeabilidad generando corrientes eléctricas.

Estas corrientes se generan principalmente por el contacto entre el filtrado de lodo, el agua connata que llena los poros de las capas permeables y las lutitas adyacentes. Así, el flujo de corriente solo será posible en el contacto entre capas de lutitas y capas permeables. La corriente circula de las capas de lutitas al hueco, del hueco a las capas permeables adyacentes y finalmente, de las capas permeables a la capa de lutitas (Figura 11).

Las corrientes generan un cambio en el nivel de potencial eléctrico del lodo y la curva SP refleja la diferencia de potencial entre el hueco y la superficie. Por esto, estos registros solo se pueden adquirir en hueco abierto y en lodos base agua ya

que este tipo de lodos permiten una conexión eléctrica entre los electrodos, contrario a lo que sucede con los lodos base aceite que son no conductores (Bendeck, 1992).

Figura 11. Adquisición y respuesta del registro SP.



Modificado de Ellis and Singer, 2007. Well logging for earth scientists.

Equipo: El equipo está compuesto por dos electrodos conectados eléctricamente; uno fijo en la superficie y otro móvil que desciende a lo largo del pozo y está expuesto al lodo (Bendeck, 1992).

Aplicaciones: Se emplea principalmente en la diferenciación entre capas permeables e impermeables, los cambios en la curvatura indican cambios litológicos. También, permite establecer los límites y espesores de las capas y realizar correlaciones entre pozos. Se emplea para determinar propiedades como

arcillosidad de la formación y resistividad del agua de formación (R_w) (Bendeck, 1992).

Presentación e interpretación: La curva SP se presenta por lo general en la pista número uno del perfil junto con otros registros, y la medida es expresada en milivoltios (mV). Según la forma y la amplitud de la curva SP, se pueden diferenciar entre capas permeables e impermeables. Frente a una capa de lutitas, la curva SP por lo general, es contante y tiende a definir una línea recta en el perfil, llamada línea base de lutitas. Por el contrario, frente a formaciones permeables la curva SP se separa de la línea base (SCHLUMBERGER, 1989) (Figura 11).

6.3.1.2 Registros de rayos gamma (GR). Son registros de tipo radiactivos que miden la actividad natural de los rayos gamma dentro de las formaciones. Permiten distinguir el contenido de lutitas y arcilla dentro de las rocas sedimentarias pues los minerales radiactivos presentan una tendencia a concentrarse en este tipo de rocas. Así pues, las lutitas y arcillas presentaran altos niveles de radiactividad mientras que areniscas limpias y carbonatos presentaran niveles más bajos (SCHLUMBERGER, 1989).

Funcionamiento: Teniendo en cuenta que todas las rocas sedimentarias contienen material radiactivo en cantidades variables, los detectores miden la radiación emitida espontáneamente por elementos como uranio, potasio y torio, que dependerá de la concentración de estos en las rocas. Es así como se puede hacer una distinción entre lutitas (alta radiactividad) y areniscas (baja radiactividad).

Los registros de rayos gamma registran un espectro total de radiación sin discriminar la fuente que la produce (uranio, torio o potasio), para esta diferenciación, se emplean los registros de rayos gamma espectral.

Equipo: Se emplea una sonda con un detector que se encarga de medir la radiación gamma natural originada en el volumen de roca cercano. Dentro de los tipos de detectores se encuentran: la cámara de ionización, el contador Geiger Muller y el centellómetro, siendo este último el más utilizado actualmente (Bendeck, 1992).

Aplicaciones: Con estos registros se detectan cambios en la litología y los límites de las capas atravesadas durante la perforación del pozo. Además, permiten la ubicación de capas arcillosas por lo que en algunas ocasiones se emplea cuantitativamente como indicador de arcillosidad. Se corren tanto en hueco abierto como en hueco entubado, es por esto que son ideales para correlaciones en operaciones de terminación o modificación de un pozo. Al correlacionarse con registros de pozos vecinos, permite mapear capas geológicas a lo largo del campo.

Factores que afectan la medida: La medida de radiactividad se puede ver afectada por factores como: excentricidad del detector en el pozo, peso y tipo de lodo, diámetro del pozo, espesor de la tubería de revestimiento, espesor de la columna de cemento. Para obtener la intensidad verdadera de los rayos gamma dichas lecturas deben corregirse usando software y/o gráficos especiales.

Presentación e interpretación: La curva resultante se presenta en la primera pista, por lo general acompañado del registro SP y Caliper. Los valores de la curva aumentan de izquierda a derecha y pueden ir 0 a 150 o 200 unidades API según se requiera. Los valores más bajos son indicativos de formaciones arenosas mientras que, los valores más altos se presentan en formaciones arcillosas (Bendeck, 1992).

6.3.1.3 Registros de resistividad. Estos registros miden los valores de resistividad de las formaciones a lo largo del pozo. Consisten en medir la resistencia que ofrece la formación al paso de una corriente transmitida.

Principio de funcionamiento: La resistividad es la capacidad que tienen los materiales de oponerse al paso de la corriente a través de ellos. Es una propiedad intrínseca de cada material, y es inversa a la medida de conductividad. Es decir, a mayor resistividad, menor conductividad.

El funcionamiento de estos registros, está basado en la capacidad de conducción eléctrica que tienen los diferentes fluidos. Teniendo en cuenta que la matriz de las rocas no es conductiva y los hidrocarburos tampoco, la capacidad de las rocas de transmitir corriente está directamente relacionada con el contenido de aguas de formación. Con lo cual, una formación porosa saturada de agua conductiva tendrá resistividad baja mientras que, la misma formación saturada de hidrocarburo tendrá resistividad muy alta.

Tipos registros resistivos: Los registros de resistividad pueden ser de tipo convencionales, lateroperfil (*Laterolog*), de inducción (*Induction Log*) o microresistivos.

Convencional: Fue el primer tipo de registro resistivo implementado en la industria, sin embargo, actualmente se encuentra fuera de uso. En general, el sistema de registro está conformado por electrodos de corriente y electrodos receptores ubicados dentro del pozo; los valores de resistividad se obtienen midiendo la caída de voltaje entre ellos. Según el arreglo de electrodos, los registros pueden ser tipo Normal (largo o corto), usado para correlaciones con otros pozos, o Lateral, usado para la medición de resistividad real en formaciones gruesas y homogéneas. El dispositivo Lateral tiene mayor radio de investigación que el dispositivo Normal (SCHLUMBERGER, 1989).

Laterolog: Estos registros pueden medir a diferentes profundidades de investigación (somera, media y profunda). Miden la resistividad de la formación mediante un circuito eléctrico cerrado que emplea corrientes enfocadas es decir, el arreglo de electrodos está diseñado para forzar la corriente hacia la formación con un espesor predeterminado, de esta manera, la resistividad obtenida corresponde a una corta sección vertical y no está afectada por fluido en el pozo. La corriente circula desde un electrodo, atraviesa la formación y regresa a otro electrodo receptor; la resistividad se deriva de la medición de la caída de potencial entre ellos. Estos registros son empleados en lodos conductivos, estratos delgados y formaciones con alta resistividad (PDVSA, 1999).

Inducción: Este tipo de registro mide la conductividad de la formación. Una bobina transmisora induce una corriente alterna dentro de la formación, generando un campo magnético secundario, que a su vez induce corriente en una bobina receptora; el voltaje de la corriente será proporcional a la conductividad de la formación. Este registro es útil en lodos no conductivos (base aceite y agua dulce), estratos no muy delgados y formaciones no muy resistivas. Tienen un muy amplio radio de investigación, por lo que minimizan la influencia causado por la zona invadida por el lodo de perforación (SCHLUMBERGER, 1989).

Microresistivo: Miden la resistividad de las formaciones con una profundidad de investigación somera. La herramienta consta de un patín donde se ubican los electrodos alineados y espaciados que emiten una corriente constante. El patín va presionado contra la pared del pozo eliminando los efectos del lodo sobre la medida. Se usan principalmente para medir la resistividad en la zona lavada e identificar capas permeables (SCHLUMBERGER, 1989).

Aplicaciones: En general, los registros de resistividad pueden ser utilizados para localizar intervalos con presencia de hidrocarburos, identificar intervalos

permeables, calcular la saturación de agua y realizar correlaciones con pozos vecinos.

Factores que afectan la medida: La curva de resistividad puede verse afectada por factores como la naturaleza de los fluidos contenidos en los poros, la cantidad y la salinidad del agua de formación (a mayor salinidad mayor conductividad, menor resistividad y viceversa), el contenido de arcillas pues aumentan la conductividad de la matriz rocosa y la temperatura que es directamente proporcional a la resistividad.

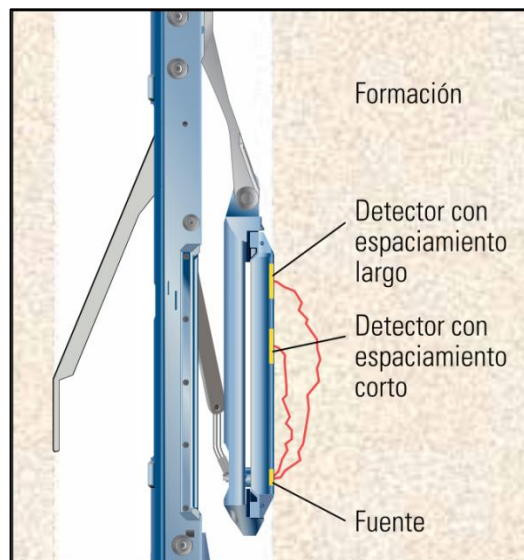
Presentación del registro: La curva de resistividad se presenta en escala logarítmica, la unidad de medida implementada es el ohm-m, y el rango de valores esta entre 0.2 hasta 2000 omh-m (SCHLUMBERGER, 1989).

6.3.1.4 Registros de densidad. Como su nombre lo indica, el registro de densidad se encarga de medir la densidad de las rocas con el fin de evaluar su porosidad (Bendeck, 1992).

Principio físico: Este registro se basa en las diferentes formas de interacción entre los rayos gamma y la materia. Una fuente enfocada de rayos gamma interactúa con las formaciones adyacentes bajo el efecto Compton según el cual, los rayos gamma chocan a alta velocidad con los electrones de la formación y pierden energía. Así, la radiación gamma es absorbida por la formación, en forma proporcional a su densidad y la medición se basa en la cantidad de radiación que retorna a los detectores de la herramienta. Los rayos gamma detectados se cuentan y mediante un algoritmo predeterminado se obtiene la densidad de la roca. Teniendo en cuenta que las altas densidades son indicativas de bajas porosidades, la medida es convertida a valores de porosidad (Bendeck, 1992).

Equipo: La herramienta consta de una fuente radiactiva y dos detectores montados en un patín. Se emplean dos detectores con diferentes espaciamientos y profundidades de investigación. El más cercano a la fuente, el detector de espaciamiento corto, por lo general se ve afectado por el revoque del lodo; el más alejado, el detector de espaciamiento largo, se emplea para corregir la medida por efectos del revoque y derrumbes (SCHLUMBERGER, 1989) (Figura 12).

Figura 12. Herramienta de registros de densidad.



Fuente: Schlumberger Oilfield Review Otoño 2012

Debido a la baja profundidad de investigación de la herramienta, y con el fin de minimizar la influencia de la columna de lodo, el patín va presionado contra la pared del pozo. La fuerza ejercida por el brazo permite hacer cortes en el revoque de lodo a medida que la herramienta asciende; de esta manera los detectores están en contacto real con la formación. En algunas zonas el lodo que queda interpuesto entre el patín y la formación es “visto” por la herramienta como parte de la formación y por lo tanto su influencia debe ser tomada en cuenta. En ese caso se debe aplicar una corrección a las lecturas (SCHLUMBERGER, 1989).

Calculo de la porosidad: Para calcular la porosidad de una formación a partir de su densidad, ρ_b , es necesario conocer la densidad de la matriz, ρ_{ma} , y de los fluidos que están contenidos en el medio poroso, ρ_f . Estos valores se relacionan en la siguiente ecuación:

$$\rho_b = \Phi \rho_f + (1 - \Phi) \rho_{ma}$$

Para fluidos porales comunes exceptuando gas e hidrocarburos ligeros, y para los minerales de matriz comunes, la diferencia entre la densidad aparente ρ_a , leída por el registro de densidad, y la densidad de la formación, ρ_b , es tan poca que se desprecia ($\rho_a = \rho_b$). Así, despejando la porosidad, Φ , se tiene:

$$\Phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

El valor de la densidad de matriz, ρ_{ma} , dependerá de la litología de la formación a analizar. Por otra parte, debido a la poca profundidad de investigación de la herramienta, el valor de densidad del fluido que satura los poros, ρ_f , en su mayoría corresponde a la densidad del filtrado de lodo (SCHLUMBERGER, 1989). Los valores de estas densidades pueden ser encontrados en tablas.

Aplicaciones: La principal aplicación de los registros de densidad es la determinación de la porosidad de las formaciones. Así mismo, su aplicación es importante en el cálculo de densidad de los hidrocarburos, la evaluación de arenas arcillosas y en la diferenciación de lutitas petrolíferas. En algunas ocasiones se emplea en la identificación de minerales en depósitos de evaporitas y depósitos de gas (SCHLUMBERGER, 1989).

Presentación del registro: El registro de densidad de formación resultante se grafica por lo general en las pistas dos o tres del registro API estándar, los valores de densidad se expresan en gramos por centímetro cúbico (gr/cm^3) (Bendeck, 1992).

Factores que afectan la lectura: Existen varios factores que afectan las lecturas y para los cuales se deben aplicar las correcciones pertinentes. Entre estos factores se encuentran: efecto del pozo (diámetro del pozo), efecto de los hidrocarburos presentes, efecto de las lutitas y efecto de la presión de compactación (Bendeck, 1992).

6.3.1.5 Registros neutrónicos. Este tipo de registros, al igual que los de densidad, son implementados para identificar formaciones porosas y determinar cuantitativamente su porosidad. En este caso, la porosidad es medida en función de la cantidad de hidrógeno presente en la formación. Así, en formaciones limpias, cuyos poros están saturados de agua o aceite, el registro neutrónico reflejará la cantidad de espacio poroso saturado de fluidos (SCHLUMBERGER, 1989).

Principio físico: Una fuente radiactiva bombardea la formación con neutrones que se mueven a gran velocidad y colisionan con los núcleos de los átomos de la formación perdiendo energía. La mayor pérdida se produce cuando los neutrones chocan con un núcleo de hidrógeno, es decir, la pérdida de energía está relacionada con la concentración de hidrógeno en la formación.

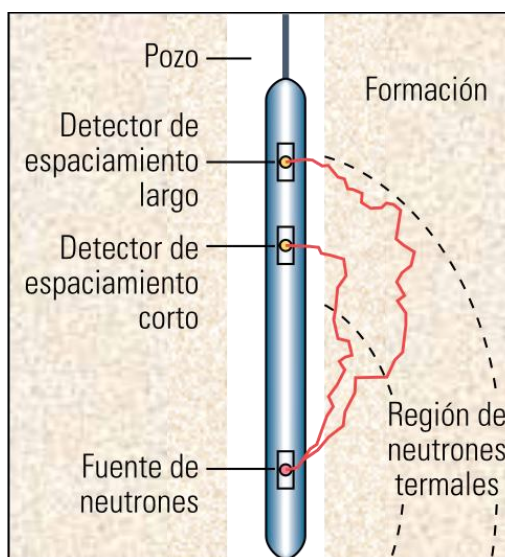
Los neutrones sufren sucesivas colisiones, hasta que alcanzan un estado de baja energía y se denominan neutrones termales, entonces, se difunden aleatoriamente, sin perder más energía, hasta que son capturados por núcleos de átomos como cloro, silicio, o hidrógeno. Esta captura genera la emisión de un rayo gamma secundario, llamado rayo gamma de captura. De acuerdo al tipo de herramienta, se medirán los rayos gamma de captura o los neutrones mismos.

El hidrógeno está presente principalmente en los fluidos (agua e hidrocarburo) de forma tal que la concentración de hidrógeno está directamente relacionada con la porosidad de la formación. Si se identifican un gran número de neutrones, ello indica una porosidad baja y viceversa (SCHLUMBERGER, 1989).

Equipo: Actualmente los sistemas se componen de una fuente radiactiva que emite neutrones a altas velocidades y dos detectores. Los detectores, ubicados a diferentes distancias de la fuente (Figura 13), cuentan el número de neutrones que han atravesado la formación y han alcanzado niveles de energía termal (Bendeck, 1992).

Aplicaciones: La aplicación más importante de estos registros es la determinación de la porosidad. Al combinarse con otros registros de porosidad como el registro de densidad, permite evaluar litologías, identificar arenas arcillosas y zonas gasíferas.

Figura 13. Herramienta de registros neutrónicos.



Fuente: Schlumberger Oilfield Review Otoño 2012

Presentación: Los perfiles neutrónicos por lo general se muestran en las pistas 2 o 3 en escala lineal, generalmente junto al registro de densidad. Los resultados se presentan en unidades de porosidad (vol/vol o u.p.) para una litología de matriz particular o en términos de unidades API, para los registros más antiguos.

Factores que afectan la medida: La lecturas pueden verse afectadas por la presencia de arcilla y gas dentro de las formaciones. En zonas con contenido de arcilla, se mostrara una porosidad muy alta debido al agua asociada a su estructura. Mientras que en zonas gasíferas, se registra un valor más bajo al de la porosidad real ya que la concentración de hidrógeno en los gases es más baja que la del petróleo y el agua. Otros factores que influyen en la medida son: diámetro del hoyo, presencia significativa de iones de cloro en el lodo y temperatura (Bendeck, 1992).

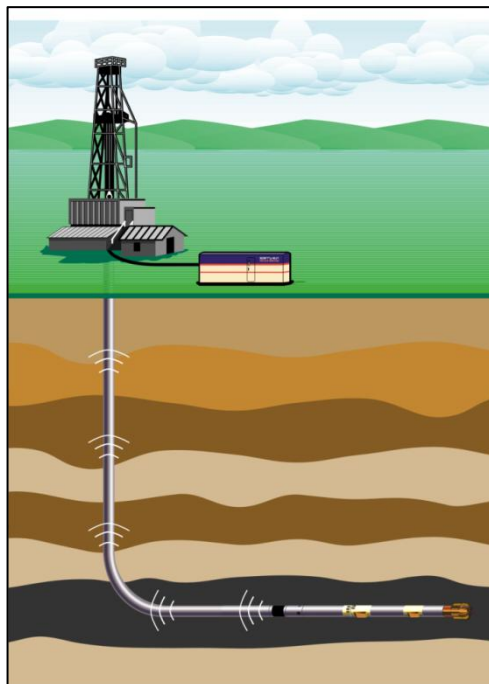
6.3.2 Registros durante la perforación – LWD (*Logging While Drilling*). Con el objetivo de optimizar las labores de perforacion y la toma de decisiones frente a las mismas, se han desarrollado una serie de herramientas que permiten la adquisición de información a medida que se realiza la perforación del pozo. Esto, mediante la integración de los equipos como parte del arreglo de la sarta de perforación. Dentro de estos sistemas se encuentran los de tipo LWD (*Logging While Drilling*) que permiten la adquisición de registros durante la perforación, y los de tipo MWD (*Measure While Drilling*) que permiten la medición de parámetros de perforación durante esta.

A diferencian de los registros por cable, el sistema LWD/MWD registra de forma descendente a medida que el pozo se profundiza, es decir es posible obtener la información en tiempo real. Además, son ampliamente utilizados para adquirir registros en pozos altamente desviados u horizontales, lo cual resulta difícil con las herramientas operadas por cable.

Los sistemas LWD/MWD están compuestos básicamente por un sensor, una fuente de poder, un sistema de transmisión de datos, y un equipo en superficie que recibe y procesa los datos. Los sensores se encuentran cerca de la broca de perforación y van integrados al *drill collar* (collar de perforación), el tipo de sensor

implementado varía de acuerdo a las propiedades a registrar. La fuente de energía puede ser una turbina generadora, baterías o una fuente de poder en superficie. Las señales emitidas por los sensores llegan a superficie por medio de un sistema de telemetría y por último, un equipo en superficie recibe y procesa los datos para que sean interpretados (Ellis and Singer, 2007) (Figura 14).

Figura 14. Esquema de adquisición de registros LWD/MWD.



Modificaco de Halliburton - Sperry Drilling

El sistema MWD proporciona información importante para el control direccional del pozo pues mide valores relacionados con la perforación como inclinación, dirección, azimut con el fin de ayudar a optimizar el proceso de perforación y monitorear la trayectoria del pozo con el fin de garantizar el éxito de la perforación.

Por otra parte, a partir de los sistemas LWD se obtienen registros análogos a los obtenidos por cable, como lo son los registros de resistividad, rayos gamma, densidad, porosidad, entre otros. Con este sistema, los registros se adquieren al

poco tiempo de perforar la roca, con lo cual, se minimizan los efectos que produce la invasión del lodo dentro de esta.

La importancia de estas herramientas radica en la capacidad para obtener información en tiempo real pues de esta manera es posible evaluar las características de la formación objetivo a medida que se avanza en la perforación. Así, se mejora la capacidad para tomar decisiones sobre el posicionamiento del pozo dentro del reservorio y se reduce el tiempo perforación pues facilita la corrección de la trayectoria, lo cual conlleva a un ahorro en cuanto a los costos de operación.

Para entender mejor el funcionamiento de este tipo de registros se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:

Sistema de transmisión de datos: Los datos adquiridos durante la perforación pueden ser guardados en memoria y ser transmitidos a la superficie en tiempo real. En memoria, la información adquirida, es almacenada en un dispositivo ubicado dentro de la herramienta y solo se podrá obtener al extraer la sarta de perforación. Este sistema no es muy práctico pues los datos solo se obtienen al finalizar la perforación, lo que impide la toma de decisiones a medida que se perfora el pozo.

Por otra parte, obtener los datos en tiempo real permite la evaluación de formaciones a medida que se perforan, de esta manera, facilita la toma de decisiones sobre la trayectoria del pozo y por ende, permite lograr un mejor posicionamiento del pozo dentro de la zona objetivo.

Para la adquisición de datos en tiempo real se emplean los sistemas de telemetría, que se encargan de transmitir la información desde la sarta de perforación hasta la superficie, donde se procesan para obtener el registro en tiempo real. La

transmisión de datos se realiza utilizando una herramienta MWD de telemetría, la cual emplea telemetría por pulsos de presión en el lodo, telemetría electromagnética o telemetría acústica. Para el caso de los registros LWD, el sistema más implementado es la telemetría por pulsos de lodo.

Telemetría por pulsos de lodo: Este sistema consiste en codificar y transmitir los datos a superficie en forma de pulsos de presión en el lodo. Para esto, se emplean válvulas que modulan el flujo de lodo dentro de la sarta de perforación, generando pulsos o fluctuaciones de presión que se propagan a través de la columna de lodo hasta llegar a superficie, donde son detectados por transductores de presión y finalmente decodificados (HALLIBURTON, 2010). Estos pulsos pueden ser:

- *Pulsos positivos:* La válvula restringe momentáneamente el flujo de lodo a través de la herramienta generando un aumento de presión o pulso de presión positiva que se propaga a la superficie.
- *Pulsos negativos:* La válvula libera una pequeña porción de lodo desde el interior de la sarta hacia el anular, generando una disminución en la presión o pulso de presión negativo que se propaga al a superficie.
- *Pulsos de onda continua:* En este caso se emplea una aleta rotaria que bloquea y libera el flujo de lodo continuamente generando ondas sinusoidales que llegan a superficie (Geney, 2000).

Al emplear este sistema de pulsos de lodo es importante tener en cuenta algunos factores que aportan ruido a la transmisión de la información e impiden que esta llegue correctamente a la superficie. Estos factores son: rotación y vibración de la sarta, problemas en la sincronización de la bomba o la presencia de burbujas o sólidos en el lodo.

Además, vale destacar que la densidad de datos que se transfieren en tiempo real es menor a la almacenada en la memoria del dispositivo. Por lo general, se programa la herramienta de tal manera que solo se transmitan algunos datos en tiempo real y, al finalizar la perforación estos se complementaran con la información almacenada en memoria.

Velocidad de perforación (*Rate of Penetration - ROP*): La velocidad con la que se debe realizar la perforación para obtener un buen registro LWD dependerá de factores como la cantidad de datos que se quieren tomar y el tiempo que la herramienta tarda en tomar la lectura. Dependiendo de si los datos se adquieren en memoria o en tiempo real, el cálculo de la ROP se realizara de forma diferente, ya sea con cartas o formulas estipuladas por cada compañía para cada tipo de herramienta.

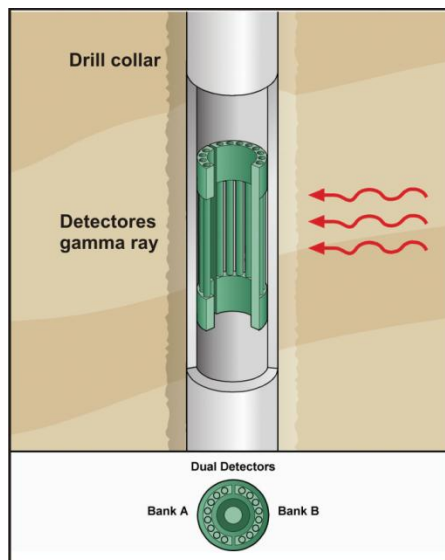
Los registros LWD se pueden clasificar en dos categorías: los convencionales y los azimutales. A continuación se presentan los registros de rayos gamma y resistividad tomados con herramientas LWD convencionales.

6.3.2.1 Registro rayos gamma LWD. Estos registros son muy similares a los adquiridos por cable en cuanto a principio físico y funcionamiento se refiere. La herramienta se encarga de medir la radiactividad natural de las rocas originada principalmente por elementos como uranio, torio y potasio. La lectura de radiactividad será mayor en arcillas y menor en areniscas.

Para la adquisición de registros de rayos gamma LWD, la mayoría de las herramientas están conformadas por dos bancos opuestos de detectores Geiger-Müller (Figura 15) con dos circuitos detectores independientes que permiten la obtención de dos registros de rayos gamma naturales independientes. Las

tasas de conteo de los grupos de detectores se combinan para optimizar la precisión estadística (HALLIBURTON, 2012).

Figura 15. Herramienta de registros de rayos gamma LWD.



Fuente: Halliburton - Sperry Drilling – DGR™ (Dual Gamma Ray) Tool, 2012

Este registro se emplea para realizar correlaciones con pozos vecinos, cálculos de volumen de arcilla y selección de puntos para corazonamiento o revestimiento. Algunas herramientas se puede configurar para medir rayos gamma de forma azimutal.

Se deben realizar correcciones para el diámetro del hueco, peso del lodo y el exceso en el contenido de barita, ya que este mineral aumenta la densidad del lodo de perforación y genera una atenuación en los valores de la medida.

6.3.2.2 Registros de resistividad LWD. Los registros de resistividad LWD al igual que los de tipo *Wireline*, miden la resistividad de las rocas, es decir, la resistencia que ofrecen al paso de una corriente transmitida. La lectura de resistividad será menor en arcillas y mayor en areniscas. Actualmente, se emplean básicamente

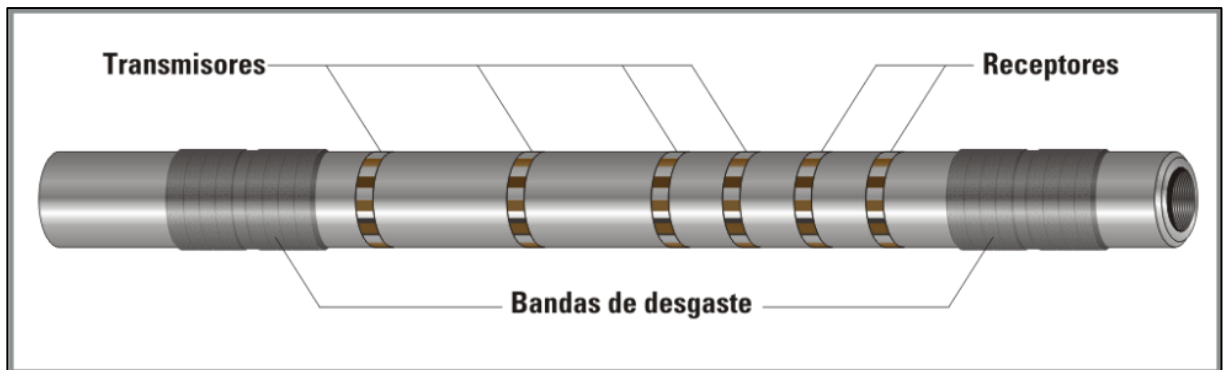
dos tipos de herramientas de resistividad LWD: herramientas de resistividad por propagación de ondas electromagnéticas y herramientas de resistividad tipo *Laterolog*.

Herramientas de propagación electromagnética: Estas herramientas miden la resistividad de las rocas a medida que avanza la perforación mediante la inducción de ondas electromagnéticas dentro de la formación. Este tipo de herramientas funcionan mejor en formaciones altamente conductoras y se emplean tanto en lodos conductivos como no conductivos. Son útiles principalmente en la identificación de límites de capas, hidrocarburos y fluidos móviles.

En general, están constituidas por múltiples transmisores y receptores con diferentes espaciamientos entre ellos, lo que permite obtener diversas medidas de resistividad a diferentes profundidades de investigación (HALLIBURTON, 2013) (Figura 16).

A medida que avanza la perforación, las antenas transmisoras se encargan de emitir ondas de radio-frecuencias de entre 1MHz y 2MHz que se propagan a través de las formaciones y regresan a los receptores.

Figura 16. Herramienta de resistividad LWD por propagación electromagnética.



Fuente: Halliburton - Sperry Drilling –Sensores EWR® -PHASE 4™, 2013.

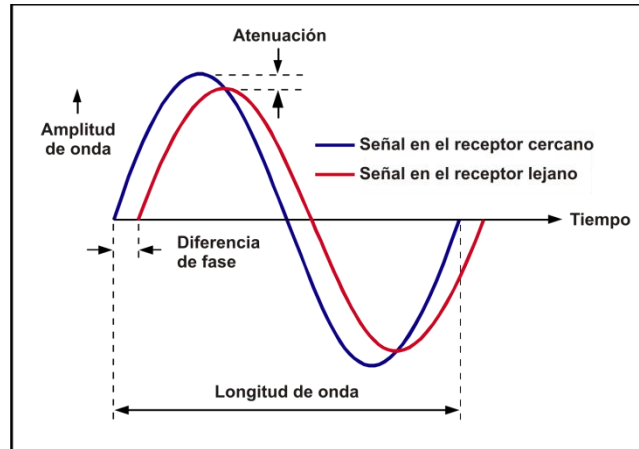
Los receptores responden a la manera como las ondas electromagnéticas se propagan a través de la formación. Y esto, a su vez dependerá de tres propiedades físicas de los materiales:

- Conductividad Eléctrica (σ): Capacidad de un material para conducir corriente eléctrica.
- Permisividad Dieléctrica (ϵ): Capacidad de un material para almacenar carga eléctrica.
- Permeabilidad Magnética (μ): Capacidad de un material para ser magnetizado.

Con esto, los registros de resistividad se obtienen de la diferencia en cuanto a atenuación (amplitud) y cambio de fase (*phase shift*) de las ondas registradas en los diferentes receptores (Figura 17). Como resultado, se obtienen dos tipos de registros uno de resistividad de cambio de fase y otro resistividad de atenuación, cada uno a diferentes profundidades de investigación, siendo estos últimos los que proporcionan registros a mayor profundidad de investigación.

La profundidad de investigación de estas herramientas, dependerá de: el espaciamiento entre transmisores y receptores, a mayor espaciamiento mayor profundidad de investigación; la frecuencia de la onda transmitida, a mayor frecuencia menor profundidad de investigación y la resistividad de la formación, al aumentar la resistividad de las rocas, aumenta la profundidad de investigación. Lo ideal es combinar estos tres factores con el fin de obtener el radio de investigación deseado para el registro.

Figura 17. Diferencia de atenuación y cambio de fase entre dos ondas.



Fuente: Baker Hughes INTEQ's Guide to Measurement While Drilling, 1997.

Actualmente, existen en el mercado una gran variedad de herramientas de resistividad LWD por propagación de ondas electromagnéticas, la diferencia entre cada una de ellas dependerá del número de transmisores y receptores y las frecuencias que empleen para su funcionamiento. La elección de la herramienta ideal dependerá de los objetivos propuestos para la adquisición del registro.

Estas herramientas permiten obtener múltiples medidas de resistividad lo que permite obtener diferentes valores de resistividad como resistividad de la zona invadida (R_{xo}) y la resistividad verdadera de las rocas (R_t). Los valores de resistividad se emplean para localizar rocas con presencia de hidrocarburos, identificar intervalos permeables, calcular la saturación de agua y realizar correlaciones con pozos vecinos.

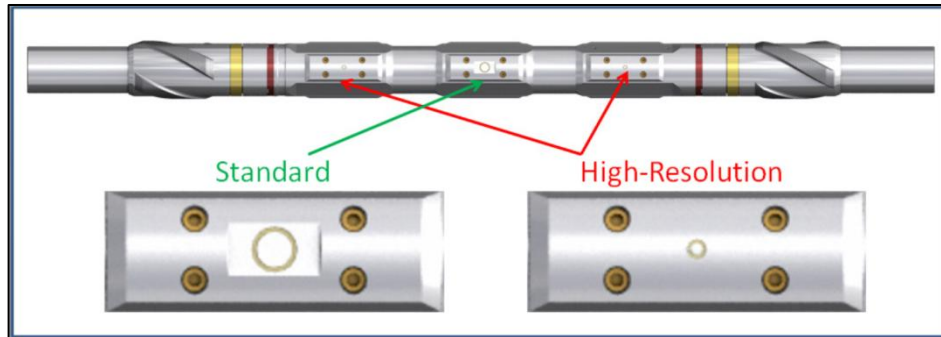
Herramientas tipo *laterolog*: Estas herramientas emplean un circuito eléctrico cerrado para su funcionamiento. Dos transmisores toroidales generan una diferencia de voltaje en el *drill collar* (que actúa como conductor), provocando una corriente axial que fluye a lo largo de este. La corriente fluye de forma radial a lo largo del collar de perforación, y axialmente desde la punta de la broca hacia la formación.

Después de pasar a través de la formación, regresa a los receptores ubicados en otra parte de la herramienta. La resistividad se medirá a partir de la caída de voltaje registrada entre transmisor y receptor (Bonner *et al*, 1996).

Este tipo de herramientas funcionan mejor en lodos conductivos y pueden registrar formaciones altamente resistivas y capas delgadas. Así mismo, se emplean en la detección de zonas permeables y principalmente, con el objetivo de lograr un mejor posicionamiento en la zona de interés mediante la visualización de datos con alta resolución .

Actualmente, las herramientas de este tipo, pueden adquirir medidas de resistividad en diferentes partes de la herramienta dependiendo el tipo de sensor y de las necesidades de la perforación. La resistividad en la broca mide los cambios de resistividad a medida que la broca penetra la formación, lo que permite obtener un indicio temprano del cambio de formación, minimizando los efectos por la invasión de lodo en las rocas. La resistividad en el anillo, permite adquirir registros de resistividad enfocados, igual a los de tipo *laterolog* adquiridos por cable (Bonner *et al*, 1996). Y finalmente, la resistividad en los botones es una medida generada por tres electrodos tipo botón, que se encuentran separados a 120° alrededor de la sarta de perforación y realizan un escaneo azimutal de 360° a las paredes del pozo a medida que la herramienta gira dentro de este. Con esto, se obtienen tres medidas de resistividad lateral enfocada de alta resolución y además, se pueden adquirir imágenes de resistividad, que permite la determinación del borde superior e inferior de la formación (HALLIBURTON, 2013) (Figura 18).

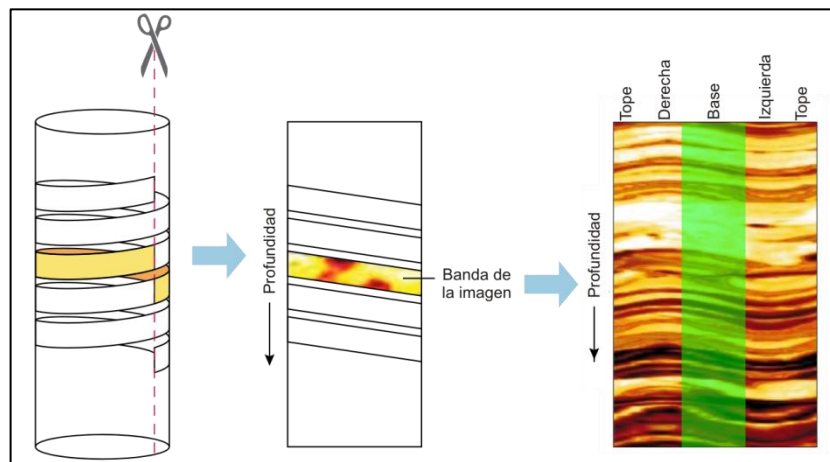
Figura 18. Herramienta de resistividad LWD tipo *laterolog* convencional.



Fuente: Halliburton – Sensor AFR™, 2013

Los registros de tipo *laterolog* presentan las mismas aplicaciones que los adquiridos con herramientas con cable, las mediciones adquiridas con la broca permiten tener conocimiento en tiempo real sobre los cambios en el tipo de fluido y la litología. Sin embargo, dentro de las aplicaciones más importantes de los registros proporcionados por este tipo de herramientas se encuentra el uso de las imágenes de resistividad (Figura 19).

Figura 19. Adquisición y presentación de las imágenes de resistividad LWD.



Modificado de SCHLUMBERGUER – Oilfield Review Primavera 1996 y 2013



Estas imágenes permiten Identificar fracturas y límites de capas para evaluar el desempeño del pozo, la tendencia del campo y la estructura del yacimiento. Estas imágenes ayudan a tener un mejor entendimiento de las estructuras de los reservorios, la orientación de las fracturas y el buzamiento de las capas (HALLIBURTON, 2013).

7. REGISTROS ELECTRICOS LWD AZIMUTALES

Dentro del plan de desarrollo de un campo, el posicionamiento óptimo de los pozos dentro de la zona productiva es vital para garantizar el éxito de las operaciones. Para esto se han creado una serie de herramientas que permiten adquirir registros de forma azimutal. Una medición azimutal, o azimutalmente enfocada, es una medida que cuenta con una o más direcciones perpendiculares a la superficie de la herramienta de adquisición de registros desde la que recibe la mayor parte de su señal (SCHLUMBERGER, 2014)

Contrario a las medidas adquiridas con herramientas de tipo *Wireline* y LWD convencionales, donde las lecturas adquiridas son medidas promedio de la pared del pozo, con las herramientas LWD azimutales se puede conocer la orientación de cada una de las medias. Actualmente, se pueden adquirir medidas de resistividad, rayos gamma y densidad de manera azimutal.

7.1 REGISTROS DE RESISTIVIDAD AZIMUTAL

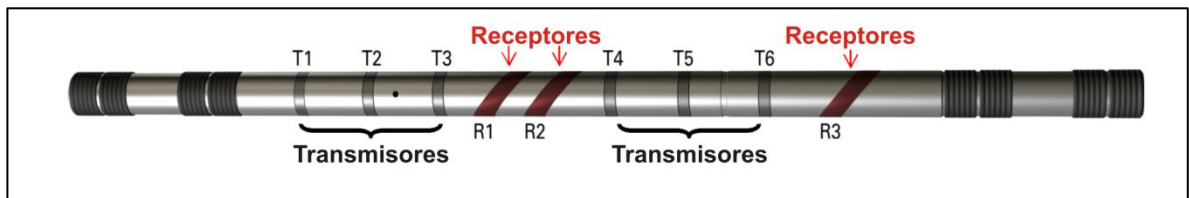
El desarrollo de las mediciones electromagnéticas direccionales profundas ha revolucionado el posicionamiento de pozos, permitiendo la detección temprana de cambios de resistividad dentro de una formación y la localización de los límites de las capas que la conforman. Las herramientas de resistividad azimutal hacen parte de las herramientas de resistividad LWD por propagación de ondas electromagnéticas, sin embargo se diferencian pues sus medidas son azimutales y orientadas, permitiendo que sean útiles en el geoposicionamiento de pozos horizontales.

7.1.1 Funcionamiento. Las lecturas de resistividad azimutal por propagación de ondas electromagnéticas, son generadas por un sensor de resistividad azimutal

profunda. A una herramienta de resistividad LWD de propagación convencional se integran dos o tres receptores inclinados (45° con respecto al eje de la herramienta) y un transmisor transversal para obtener la herramienta de resistividad azimuthal, que contara con múltiples transmisores y receptores. Los transmisores y receptores convencionales permiten adquirir las medidas de resistividad por propagación estándar (fase y atenuación), mientras que los receptores inclinados permiten la adquisición de medidas direccionales (Pitcher *et al*, 2011) (Figura 20).

La herramienta funciona con tres frecuencias diferentes (baja, media y alta). Los amplios espaciamientos entre transmisores y receptores y las bajas frecuencias, son favorables para obtener mayores profundidades de investigación, mientras que, los espaciamientos cortos y las altas frecuencias le permiten mapear las propiedades de la región vecina al pozo. Las altas frecuencias también son favorables para obtener una mayor precisión en las altas resistividades y mejor resolución vertical (Pitcher *et al*, 2011).

Figura 20. Herramienta de Resistividad Azimutal Profunda (ADR).



Modificado de Pitcher *et al*, 2011.

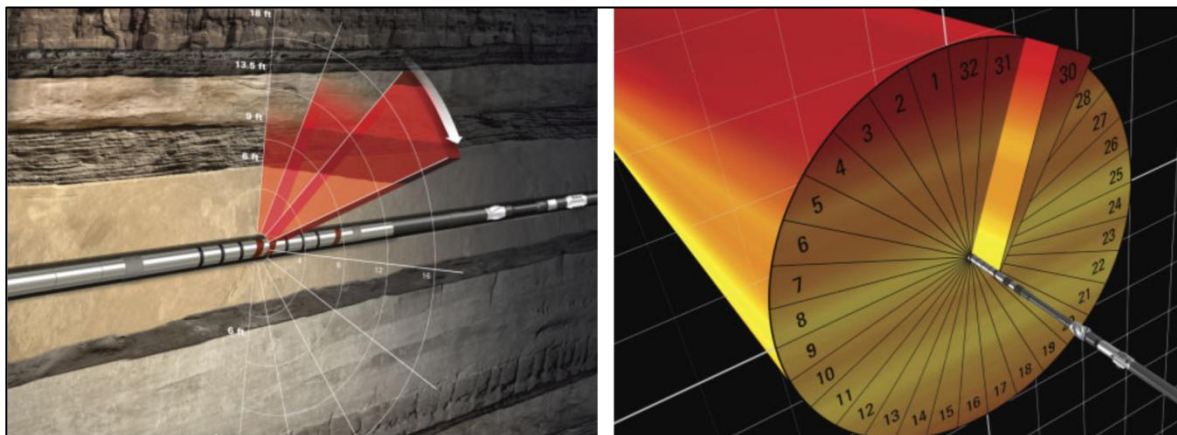
Con esto, la herramienta puede detectar límites de resistividad alrededor del pozo a ciertas distancias. La distancia dependerá de la litología dentro y el contraste de resistividad de la formación. En condiciones ideales, es decir, con contrastes resistivos altos, se pueden detectar límites de capas a distancias entre 18 pies y 21 pies. En condiciones normales, la herramienta detecta límites de capas a 5 pies

y 7 pies y en algunas ocasiones, cuando no hay contraste resistivo la herramienta no aporta información relevante Pitcher *et al*, 2011

7.1.2 Adquisición de datos. A medida que avanza la perforación, los transmisores se encargan de emitir ondas de diferentes frecuencias que se propagan a través de las formaciones y regresan a los receptores. A medida que la herramienta gira dentro del pozo, los datos se adquieren en 32 direcciones o *bins* (particiones azimutalmente orientadas) que están espaciados regularmente alrededor de esta, de esta manera se realiza un escaneo total de la pared del pozo (Pitcher *et al*, 2011) (Figura 21). Para los datos enviados en tiempo real, la herramienta toma los datos en solo 8 direcciones.

Cuando el pozo se encuentra dentro del yacimiento y los límites de capa se encuentran fuera del alcance de la herramienta, las lecturas azimutales son iguales en todas las direcciones (cero eléctrico). Cuando el pozo se acerca a un límite de capa, las lecturas exhiben diferentes características que permiten detectar la salida de la zona productiva.

Figura 21. Adquisición de datos de forma azimutal en 32 direcciones.



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling

7.1.3 Presentación del registro. Los registros adquiridos se presentan en una pantalla de visualización donde se pueden observar diferentes *Tracks* o carriles que pueden variar de acuerdo a la compañía encargada de la adquisición de los registros y de la compañía operadora del campo. Por lo general, en diferentes carriles se presentan los siguientes registros:

Registro LWD convencional de rayos gamma: A partir de este registro se puede advertir un cambio en el tipo de roca, sin embargo, en algunas ocasiones este registro no detecta dicho cambio debido a su poca profundidad de investigación.

Registro LWD convencional de resistividad: Se muestran los registros de resistividad de fase y atenuación a diferentes profundidades de investigación, según se requiera.

Registro de resistividad azimutal profunda: Este registro muestra las curvas de resistividad orientadas, en algunas ocasiones se muestran dos curvas una superior y otra inferior, dependiendo de su comportamiento se podrá inferir la aproximación de la herramienta a capas conductoras.

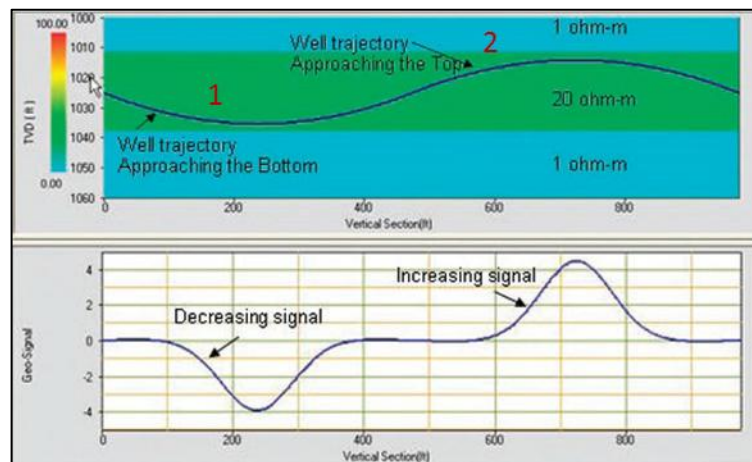
Imágenes de resistividad azimutal: Son imágenes de resistividad de la pared del pozo que se muestran coloreadas artificialmente con el fin de mostrar los contrastes de resistividad, los colores oscuros indican baja resistividad mientras que los colores claros indican alta resistividad. Con esto es posible determinar si las rocas más resistivas se encuentran hacia el tope o la base del pozo.

Geoseñales o curvas direccionales: Las geoseñales o curvas direccionales son obtenidas con la herramienta azimutal y corresponden al valor de la diferencia ente las mediciones (fase o atenuación) de orientaciones azimutales opuestas. Se expresan en grados para medición de fase y en dB para la medición de atenuación

y son utilizadas para detectar de manera temprana la aproximación a un límite de capa.

En la Figura 22 se muestra el comportamiento de las geoseñales en el momento en que la trayectoria del pozo se acerca a una capa conductiva. A medida que la herramienta se acerca a una capa conductiva ubicada en la parte inferior (1), la geoseñal mostrara una polaridad negativa; si la capa conductiva se encuentra en la parte superior (2), la geoseñal presentara una polaridad positiva.

Figura 22. Comportamiento de las geoseñales.

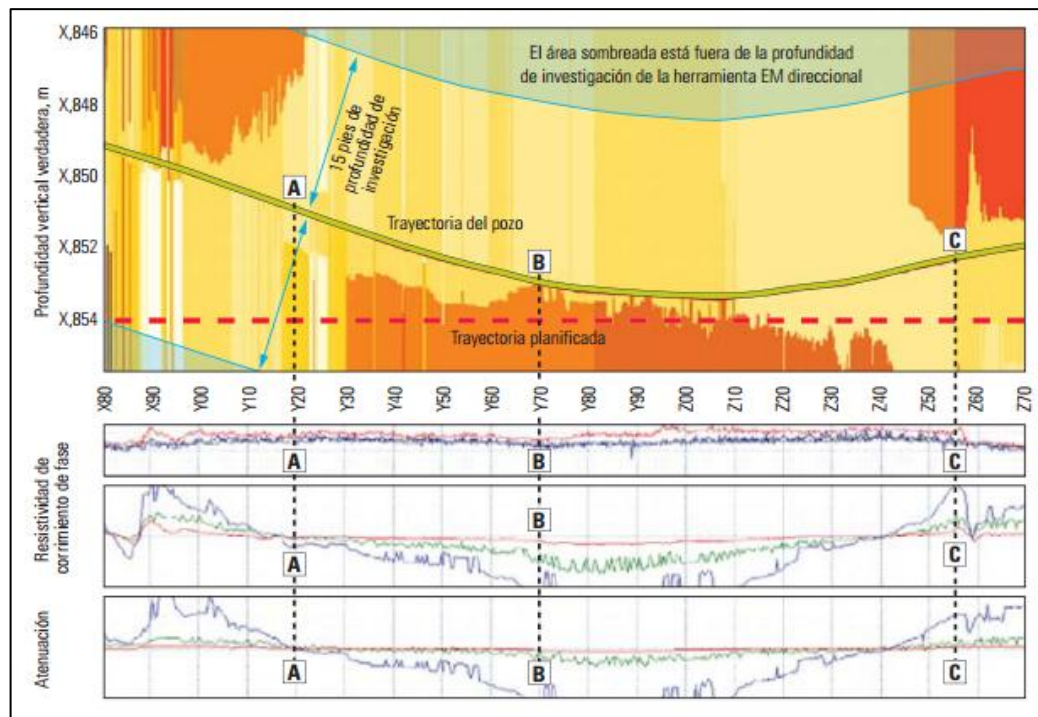


Modificado de Halliburton - Sperry Drilling

Cortina o espectro de conductividad: Este tipo de visualización corresponde a una vista lateral que muestra la estructura y las propiedades de las formaciones a lo largo de la trayectoria de pozo. La herramienta de resistividad profunda permite el mapeo de los límites de capa con el fin de determinar la distancia hasta las capas adyacentes, que se encuentran por encima y por debajo del trayecto del pozo. En este tipo de visualización, los valores obtenidos por la herramienta, son invertidos y convertidos en colores; los más oscuros corresponden capas conductivas y los más claros corresponden a capas resistivas.

En la Figura 23 se observa pantalla de geonavegación de un pozo horizontal. En la parte superior se muestra la cortina o espectro de conductividad, en el cual las coloraciones más oscuras indican mayor conductividad y las claras mayor resistividad. En la parte inferior se encuentran los registros de resistividad azimutal.

Figura 23. Pantalla de geonavegación de un pozo horizontal.



Fuente: Chou, *et al*, 2005/2006 - Hacia un mejoramiento en la producción, invierno.

7.1.4 Efectos sobre las mediciones. Las medidas de resistividad adquiridas pueden ser sensibles a ciertos efectos ambientales y pueden ser afectadas por: la proximidad de las capas adyacentes cercanas, la invasión del filtrado de lodo, la anisotropía o los cambios de tamaño del pozo.

7.1.4.1 Efecto de polarización. Son una respuesta de la herramienta que se genera en el límite de dos capas con propiedades dieléctricas diferentes y se

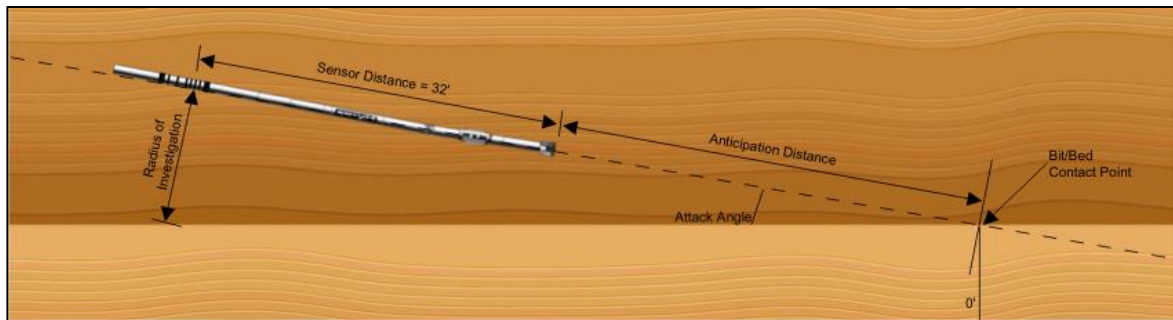
muestra como incremento de la carga que actúa como un trasmisor secundario y se traduce en un aumento en la resistividad medida.

Como resultado de este efecto, se observa en el registro un pico de alta resistividad producido a medida que la herramienta atraviesa el límite entre capas, a este pico anómalo se le conoce como cuerno de polarización. La magnitud del pico dependerá del contraste de resistividad entre capas y ángulo de inclinación relativo entre capas que están siendo atravesadas o se encuentran próximas (Griffiths, 2009).

7.1.4.2 Anisotropía. La anisotropía se conoce como la variación en las propiedades de un material dependiendo de la dirección en que estas se midan. En este caso, se refiere a la diferencia en la resistividad según como sea medida, ya sea en sentido paralelo o perpendicular a la estratificación (Griffiths, 2009).

7.1.5 Cálculo de la distancia de anticipación a las capas. A pesar de la separación existente entre la broca y los sensores, a partir de las herramientas azimutales es posible anticipar los cambios de resistividad dentro de la formación. La distancia de anticipación se calcula teniendo en cuenta la profundidad de investigación de la herramienta, el ángulo de incidencia de la herramienta respecto a la capa y la distancia entre el sensor y la broca (Figura 24). En general, entre menor sea el ángulo de ataque y menor la distancia del sensor a la broca, la distancia de anticipación será mayor. Esta característica permite que la herramienta se pueda emplear en la optimización del aterrizaje de los pozos de alto ángulo y horizontales dentro de la zona de interés (Griffiths, 2009).

Figura 24. Cálculo de la distancia de anticipación.



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling

7.1.6 Aplicaciones. Gracias a las lecturas de resistividad azimuthal profunda obtenidas por la herramienta, es posible detectar de manera temprana la aproximación a los límites de capas antes de que se produzca la salida de la zona objetivo, de esta manera se logra que el pozo se mantenga en la zona más productiva del reservorio. Así, es posible maximizar la producción en zonas geológicamente complejas pues permite mejorar la navegación de pozos dentro de reservorios con variaciones de dirección, ángulo de buzamiento y espesor lateral. Además, el uso de esta herramienta permite mantener el pozo cerca del límite superior del reservorio, con lo que este se mantiene alejado del contacto agua – aceite (HALLIBURTON, 2012).

7.1.7 Ventajas. La gran ventaja de este tipo de herramientas es la obtención de registros orientados en tiempo real. Esto le proporciona datos al geólogo a medida que se perfora el pozo y permite disminuir los efectos generados por la incertidumbre geológica pues optimiza el contacto con el yacimiento y le dan una perspectiva más clara del posicionamiento del pozo dentro del reservorio. Todo esto se verá reflejado en un mejoramiento en la eficiencia de la perforación pues permite tomar medidas preventivas o correctivas a tiempo, con lo que se evita la perforación de pozos adicionales (*sidetracks*).

8. METODOLOGIA

Para la realización de este proyecto, se han propuesto las siguientes etapas a través de las cuales se dará cumplimiento a los objetivos propuestos (Figura 25).

Figura 25. Diagrama de la metodología implementada en la elaboración del proyecto.



9. ANALISIS Y RESULTADOS GEONAVEGACION DE POZOS HORIZONTALES

A continuación se presenta el análisis y los resultados de la geonavegación de pozos horizontales con métodos convencionales y herramientas azimutales.

Cabe destacar que al hablar de Unidad Objetivo se hace referencia al espesor total de la unidad productora de hidrocarburos en el campo y al hablar de Arena Objetivo, se hace referencia a uno de los miembros de dicha unidad. Para la evaluación de *Net Pay*, en los pozos horizontales, se tiene en cuenta el porcentaje de arenisca con buenas propiedades y que cumplen con el *cut-off* establecido.

9.1 CASO 1: GEONAVEGACION DE UN POZO HORIZONTAL MEDIANTE EL USO DE METODOS CONVENCIONALES: MUDLOGGING – REGISTROS WIRELINE – SISMICA 2D.

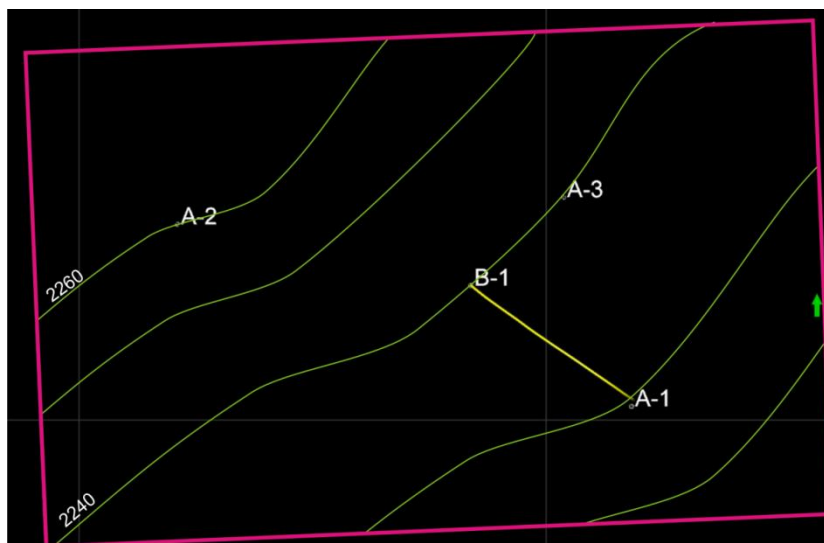
En este primer caso se analiza la geonavegación de un pozo horizontal teniendo en cuenta la información suministrada por métodos convencionales de *mudlogging*, registros tipo *wireline* y sísmica 2D. Adicionalmente se realiza un análisis comparativo de la información obtenida por *mudlogging* y registros tipo *wireline*, contra los datos obtenidos en la evaluación petrofísica.

Con el fin de realizar la comparación entre la geonavegación con métodos convencionales y azimutales, para caso se ha seleccionado un pozo geonavegado con herramientas azimutales, ya que estas permiten obtener una imagen en la cual se observan las dos trayectorias: la trazada con la información adquirida mediante métodos convencionales y la trayectoria real con herramientas azimutales. Sin embargo, solo se tendrá en cuenta la diferencia entre las trayectorias, pues el análisis completo de la geonavegación con herramientas azimutales se presenta en el Caso 3.

9.1.1 Posicionamiento del pozo horizontal B-1. Para esto se tendrá en cuenta la información suministrada por el mapa estructural, los registros *wireline* y la sección sísmica 2D. El posicionamiento del pozo horizontal B-1 se basa en la información obtenida a partir de los pozos verticales A1, A2 y A3.

9.1.1.1 Mapa estructural. Para el posicionamiento del pozo, el primer paso es observar el mapa estructural del tope de la Unidad Objetivo correspondiente a la zona donde se desea perforar el pozo. Con esta información, es posible conocer las variaciones en profundidad del tope de la Unidad Objetivo.

Figura 26. Mapa estructural del tope de la Unidad Objetivo (TVDss).



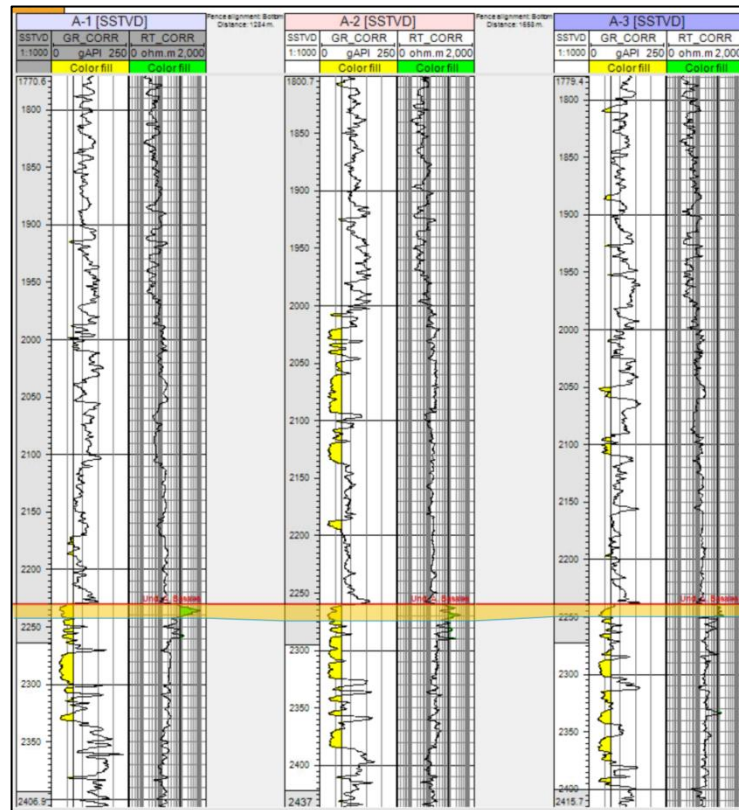
Modificado de Pacific Rubiales Energy.

La Figura 26 muestra el mapa estructural del tope de la Unidad Objetivo y corresponde al área de perforación del pozo B1. Según esto, el tope de la Unidad Objetivo para el pozo B1 se esperaría a los 2240 pies TVDss de profundidad. Esta profundidad varía con respecto a los pozos verticales vecinos de acuerdo a la estructura geológica del campo. Para el pozo A1, el tope de la Unidad Objetivo se encontró a 2230 pies TVDss, para el pozo A2 a 2260 pies TVDss y para el A3 a 2240 pies TVDss.

9.1.1.2 Correlaciones con registros *Wireline*. La información obtenida a partir del mapa estructural, se complementa con el uso de los registros *wireline* adquiridos en los pozos verticales. Para analizar esta información se realizan correlaciones estratigráficas y estructurales en base a los registros de rayos gamma y de resistividad de los pozos A1, A2 y A3.

Inicialmente, se realiza una correlación estratigráfica mediante la cual es posible determinar las variaciones de espesor de la Arena Objetivo en cada uno de los pozos. La Figura 27 muestra la correlación estratigráfica al tope de la Unidad Objetivo entre los pozos A1, A2 y A3. A partir de esta, es posible identificar un aumento de espesor en la Arena Objetivo del pozo A2 con respecto a los pozos A1 y A3.

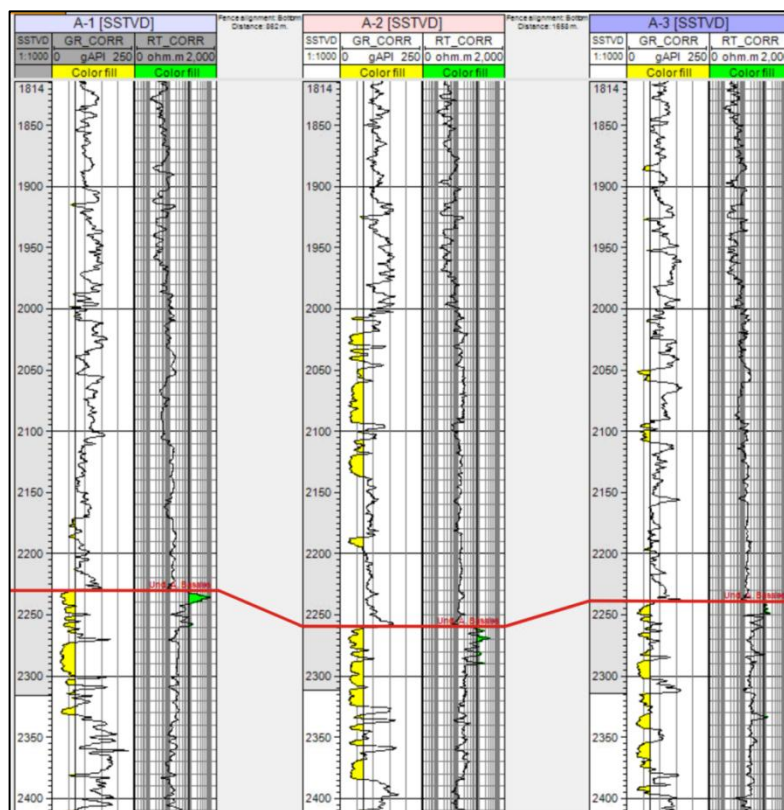
Figura 27. Correlación estratigráfica pozos A1, A2 y A3.



Modificado de Pacific Rubiales Energy.

Por otra parte, la Figura 28 muestra la correlación estructural de los pozos A1, A2 y A3. Mediante este tipo de correlación es posible confirmar el cambio en la profundidad del tope de la Unidad Objetivo observado en el mapa estructural y determinar una diferencia de 30 pies entre el tope de la Unidad Objetivo del pozo A1 y el A2. Teniendo en cuenta que el pozo B1, parte del pozo A1 en dirección al pozo A2, se podría esperar un leve cambio de buzamiento en la Arena Objetivo.

Figura 28. Correlación estructural pozos A1, A2 y A3.

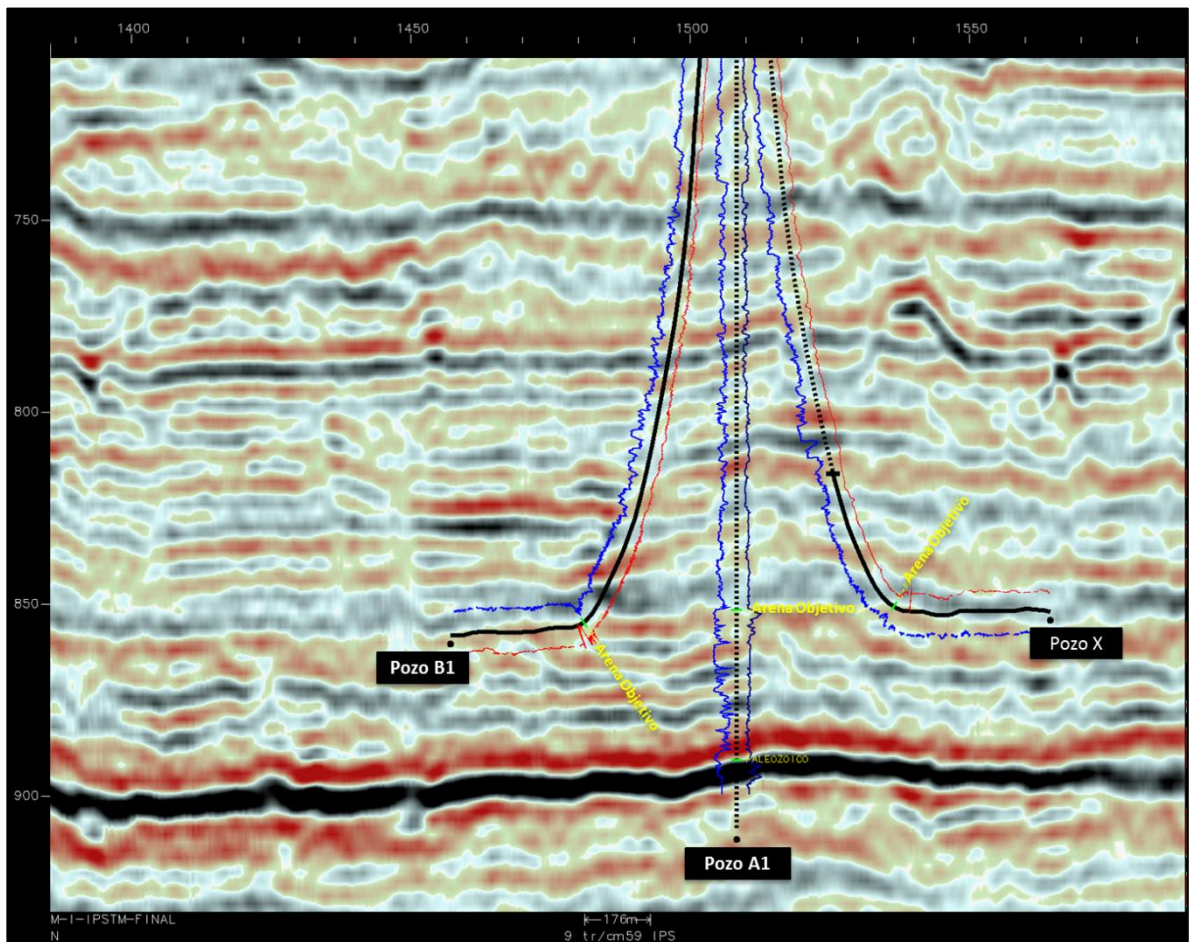


Fuente: Pacific Rubiales Energy.

9.1.1.3 Sísmica 2D. Con el fin de complementar la información suministrada por el mapa estructural y los registros *wireline*, se emplea la sísmica 2D. Para esto, se realiza un amarre del pozo a la sísmica y se observa dentro del tope de la Unidad Objetivo, la continuidad de los reflectores con el fin de determinar variaciones laterales.

La Figura 29 corresponde a la línea sísmica 2D a la cual se ha hecho el amarre de los pozos A1 y B1. Inicialmente solo se tiene la información del pozo vertical A1 y en él se identifica el reflector correspondiente a la Arena Objetivo. A partir de esta información, se puede estimar la continuidad lateral de la arena y estimar el posicionamiento del pozo B1. Sin embargo, es importante tener en cuenta que esta sección sísmica proviene de una proyección en un corte sísmico cercano y no corresponde al punto exacto de perforación del pozo.

Figura 29. Sección sísmica 2D con los pozos A1 y B1.



Fuente: Pacific Rubiales Energy.

9.1.2 Análisis de Net Pay para los pozos verticales A1, A2 y A3. Mediante este análisis se compara la información obtenida por *mudlogging*, los registros tipo *wireline* y los datos obtenidos en la evaluación petrofísica. El análisis de los resultados obtenidos en el informe de *mudlogging* se realiza en base a las tablas de clasificación según el porcentaje de manchamiento en la muestra (Tabla 2), gravedad API según el color de fluorescencia (Tabla 4) y clasificación según el porcentaje de fluorescencia en la muestra (Tabla 5) (véase el numeral 6.2.3.2).

Con los registros *wireline*, se identifican las zonas con mejores propiedades petrofísicas y con la evaluación petrofísica se determinan las zonas que son consideradas productivas según el cut-off establecido por la compañía.

9.1.2.1 POZO A1.

Descripción del informe de *mudlogging*: Para este pozo, el espesor aparente de la Unidad Objetivo es de 194 pies. Según el informe de *mudlogging*, es posible dividir la unidad en tres intervalos, cada uno de ellos con características diferentes (Figura 30).

Intervalo 1: Este intervalo cuenta con 36 pies de espesor. Hacia el tope de la unidad se presentan rocas caracterizadas como arenisca cuarzosa, gris clara a blanca, translúcida, hialina; grano muy fino a fino, sub-angular a sub-redondeado, buena selección; compuesto por cuarzo 100%.

La muestra sin lavar presentó un 60% de manchamiento marrón oscuro a claro, en parches; con 80% de fluorescencia amarilla dorada, pareja, débil; con corte rápido, moderadamente fuerte, en corrientes, blanco lechoso; anillo residual amarillo oro a la luz ultravioleta, marrón oscuro a luz natural.

La muestra sin lavar se presentó con 10% de manchamiento marrón oscuro a claro, en puntos; 50% de fluorescencia amarilla dorada, en parches, muy débil; con corte moderadamente rápido, moderadamente fuerte, en corrientes, blanco lechoso; anillo residual amarillo oro muy claro a la luz ultravioleta, marrón oscuro a luz natural.

La muestra lavada no presentó manchamiento visible; con trazas de fluorescencia, amarillo dorado, débil; en puntos; con corte moderadamente rápido, moderadamente fuerte, en corrientes, blanco lechoso; anillo residual amarillo oro muy claro a la luz ultravioleta, marrón claro a luz natural.

Intervalo 3: Este intervalo cuenta con 128 pies de espesor. Se caracteriza por una disminución en las manifestaciones de aceite. Las muestras fueron descritas como areniscas cuarzosas, de color gris clara a blanca, translúcida, hialina; grano fino a medio, sub-angular a sub-redondeado, buena selección; compuesta por cuarzo 100%.

La muestra sin lavar presentaba trazas de manchamiento marrón oscuro a claro, en puntos; con 50% de fluorescencia amarilla dorada, en parches, muy débil; con corte moderadamente lento, moderadamente débil, en corrientes, blanco lechoso; anillo residual amarillo oro muy claro a la luz ultravioleta, no visible a luz natural.

La muestra lavada se presentó sin manchamiento visible; con trazas de fluorescencia, amarillo dorado, muy débil; en puntos; con corte moderadamente lento, moderadamente débil, en corrientes, blanco lechoso; anillo residual amarillo oro muy claro a la luz ultravioleta, no visible a luz natural.

En la base del intervalo se presentan intercalaciones de arenas con niveles menores de arcillolitas y menores mantos de carbón.

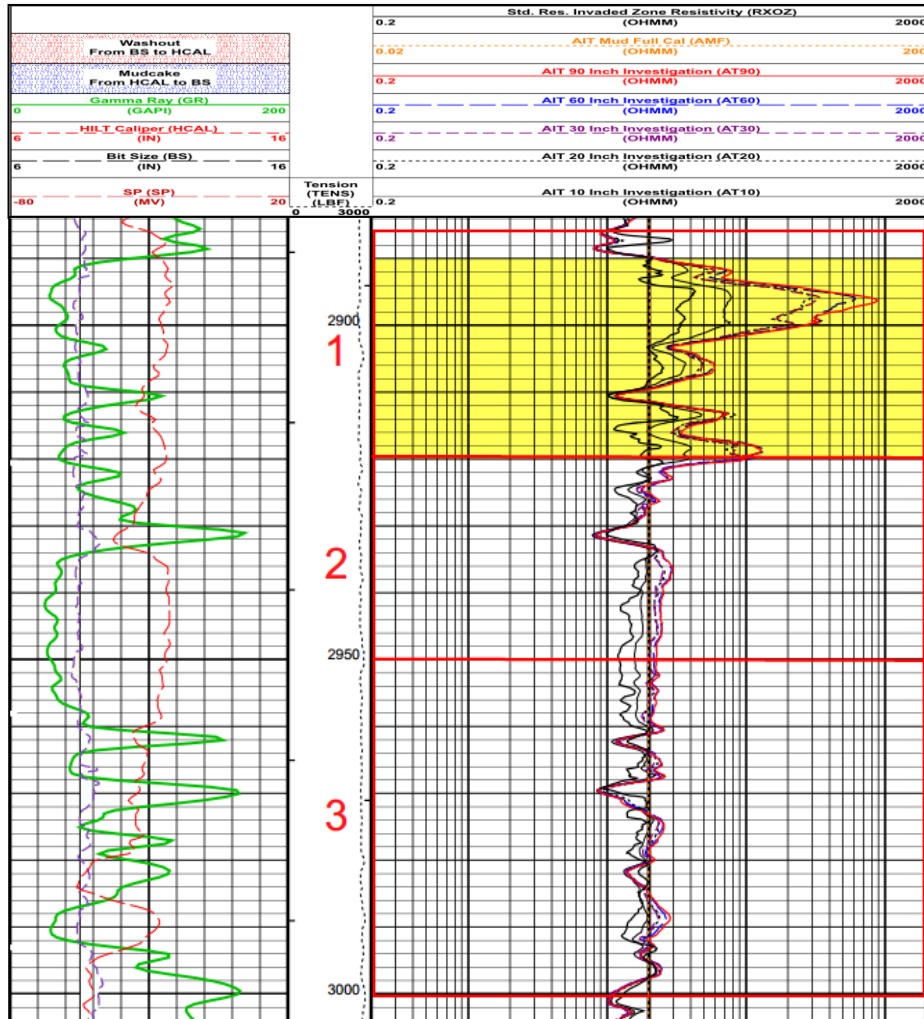
Análisis mudlogging: Según las tablas de clasificación, el Intervalo 1 presenta muy buen manchamiento (60%), con muy buena fluorescencia (80%); según el color de fluorescencia se trata de un crudo de gravedad API media. La muestra lavada presentó un manchamiento muy pobre, sin embargo, presenta muy buena fluorescencia (50%), lo que sugiere pérdida de aceite durante el lavado de la muestra.

El intervalo 2 presenta manchamiento pobre a regular (10%), con muy buena fluorescencia (50%); según el color de fluorescencia se trata de un crudo de gravedad API media. La muestra lavada no presentó manchamiento visible y solo algunas trazas de fluorescencia, lo que sugiere pérdida de aceite durante el lavado de la muestra.

El Intervalo 3 presenta trazas manchamiento, con muy buena fluorescencia (50%); según el color de fluorescencia se trata de un crudo de gravedad API media. La muestra lavada no presentó manchamiento visible y tan solo trazas de fluorescencia, lo que sugiere pérdida de aceite durante el lavado de la muestra.

Registros *wireline*: En la Figura 31 se presenta el registro de rayos gamma, y de resistividad. En el registro de resistividad se identifican 30 pies de areniscas con buena resistividad (recuadro amarillo).

Figura 31. Registro de rayos gamma y resistividad pozo A1.



Fuente: Pacific Rubiales Energy.

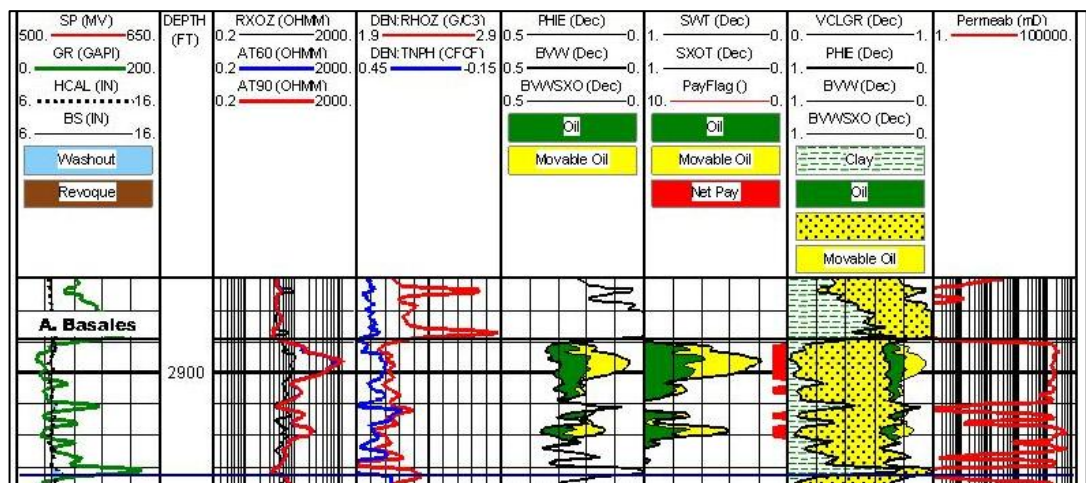
Evaluación petrofísica: La Tabla 6 y la Figura 32 muestran los resultados obtenidos en la evaluación petrofísica. Según esta, se identifican 44 pies de *Gross* (intervalo desde el tope de la Unidad Objetivo hasta el contacto agua – aceite) y 20 pies de arenisca con petróleo (*Net Pay*).

Tabla 6. Resumen evaluación petrofísica pozo A1.

Intervalo (pies)	Gross (pies)	Net Pay (pies)	Net/Gross (pies)
194	44	20	0.45

Fuente: Pacific Rubiales Energy.

Figura 32. Evaluación petrofísica pozo A1.



Fuente: Pacific Rubiales Energy.

Análisis final: Según el informe de *mudlogging* se identifican 66 pies de arenisca con un manchamiento de aceite bueno a regular correspondiente al intervalo 1 y 2. En el intervalo 3 el manchamiento de aceite es muy pobre, por lo que no se considera un intervalo de interés.

En el registro de resistividad se identifican 30 pies de areniscas con buena resistividad. El área con mejor resistividad corresponde con el intervalo 1. A partir de este punto se presentan bajas resistividades que corresponden con los intervalos 2 y 3.

Finalmente, mediante la evaluación petrofísica del pozo A1 se identifican 44 pies de *Gross* y 20 pies de arenisca con petróleo (*Net Pay*). Según esto, la

acumulación de hidrocarburo se presenta únicamente en el intervalo 1. El valor de arenisca con petróleo obtenido con la evaluación petrofísica, corresponde al 30% de lo esperado según el informe de *mudlogging* y al 66% de lo esperado con los registros de pozo.

Conclusión Pozo A1: En los tres intervalos propuestos se presentó manchamiento de aceite, sin embargo el registro y la evaluación petrofísica, solo se identificaron areniscas con petróleo en el intervalo 1. Con esto se puede sugerir que el manchamiento de los intervalos 2 y 3 reportado en el informe de *mudlogging* puede provenir del reciclaje del hidrocarburo dentro del pozo debido a la pobre limpieza del lodo en el sistema de fluidos.

9.1.2.2 POZO A2.

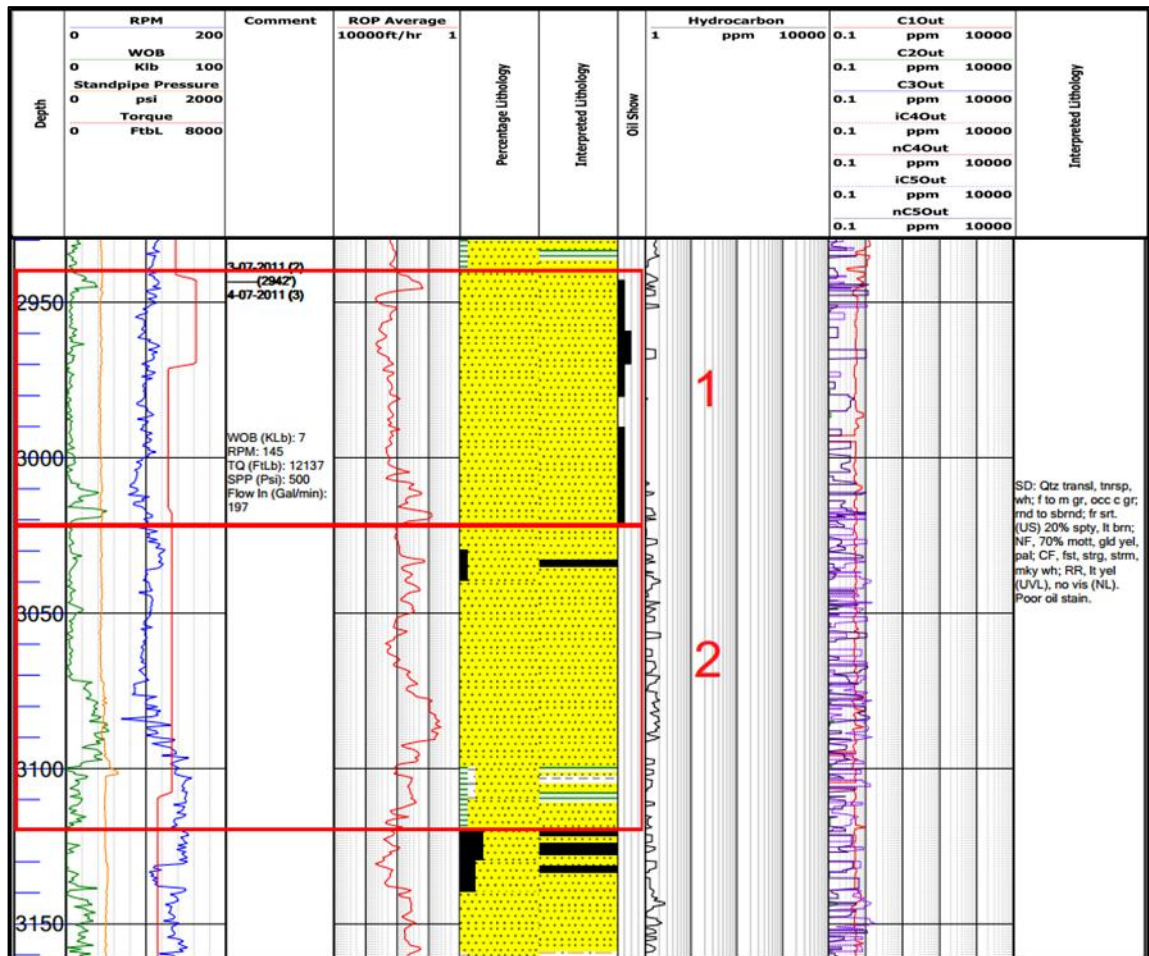
Descripción informe *mudlogging*: Para este pozo, el espesor aparente de la Unidad Objetivo es de 192 pies. Según el informe de *mudlogging*, es posible dividir la unidad en dos intervalos, cada uno de ellos con características diferentes (Figura 33).

Intervalo 1: Este intervalo cuenta con 74 pies de espesor. A lo largo de este intervalo se describen muestras de arenisca cuarzosa; translúcida, transparente, blanco; grano medio a fino, ocasionalmente grano grueso; redondeado a sub-redondeado, regular selección.

La muestra sin lavar presentó 20% de manchamiento marrón claro en parches; con 70% de fluorescencia amarilla dorada; con corte rápido, fuerte, en corrientes, blanco lechoso; anillo residual amarillo claro a la luz ultravioleta, no visible a luz natural.

Intervalo 2: Este intervalo cuenta con 118 pies de espesor. Las rocas de este intervalo no presentan manchamiento de aceite visible y han sido caracterizadas como arenisca cuarzosa; translúcida, transparente, blanca, rosado claro, de grano medio a fino, ocasionalmente grueso, sub-angular a sub-redondeado, de buena selección.

Figura 33. Masterlog Pozo A2.



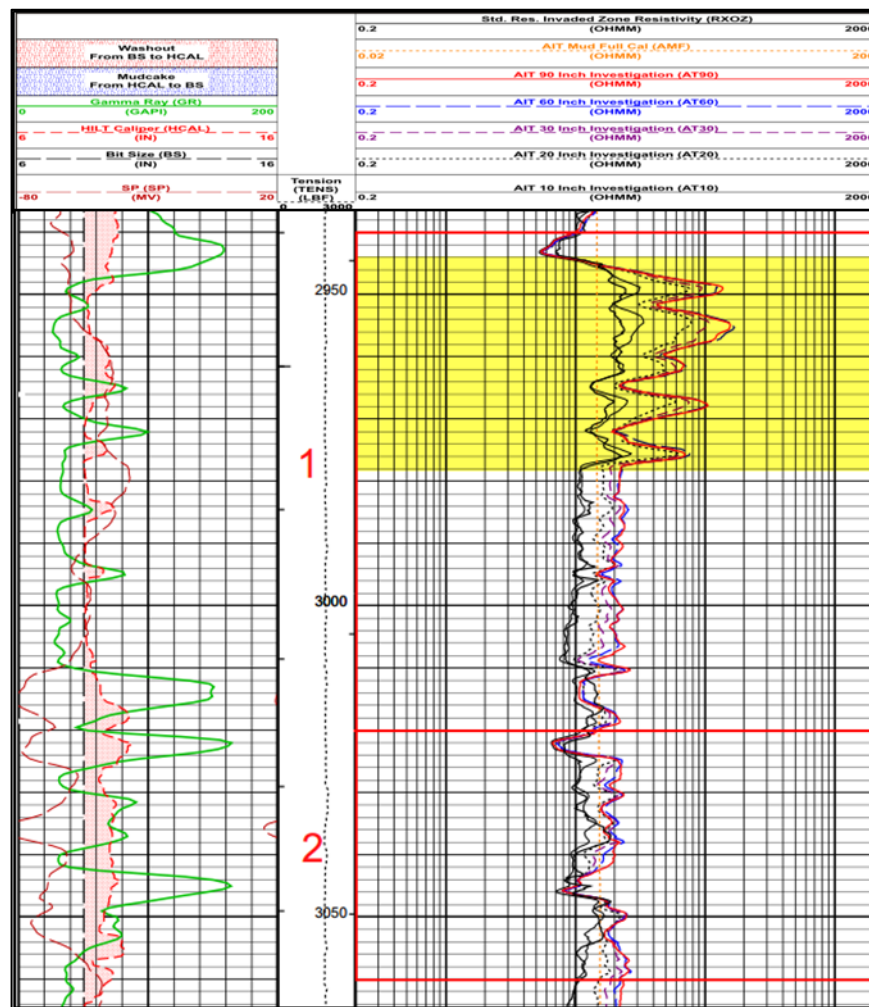
Fuente: Pacific Rubiales Energy

Análisis mudlogging: Según las tablas de clasificación, el Intervalo 1 presenta manchamiento regular a bueno (20%), con muy buena fluorescencia (70%) que según el color sugiere un crudo de gravedad API media. Este intervalo se puede

subdividir en dos secciones, superior e inferior, separadas por una zona sin manifestación de aceite. Para este caso solo se analizan muestras sin lavar. El intervalo 2 no presenta manchamiento visible, por lo cual no se considera un intervalo de interés.

Registros *wireline*: En la Figura 34 se presenta el registro de rayos gamma, y de resistividad. En el registro de resistividad se identifican 34 pies de areniscas con buena resistividad (recuadro amarillo).

Figura 34. Registro de rayos gamma y resistividad pozo A2.



Fuente: Pacific Rubiales Energy.

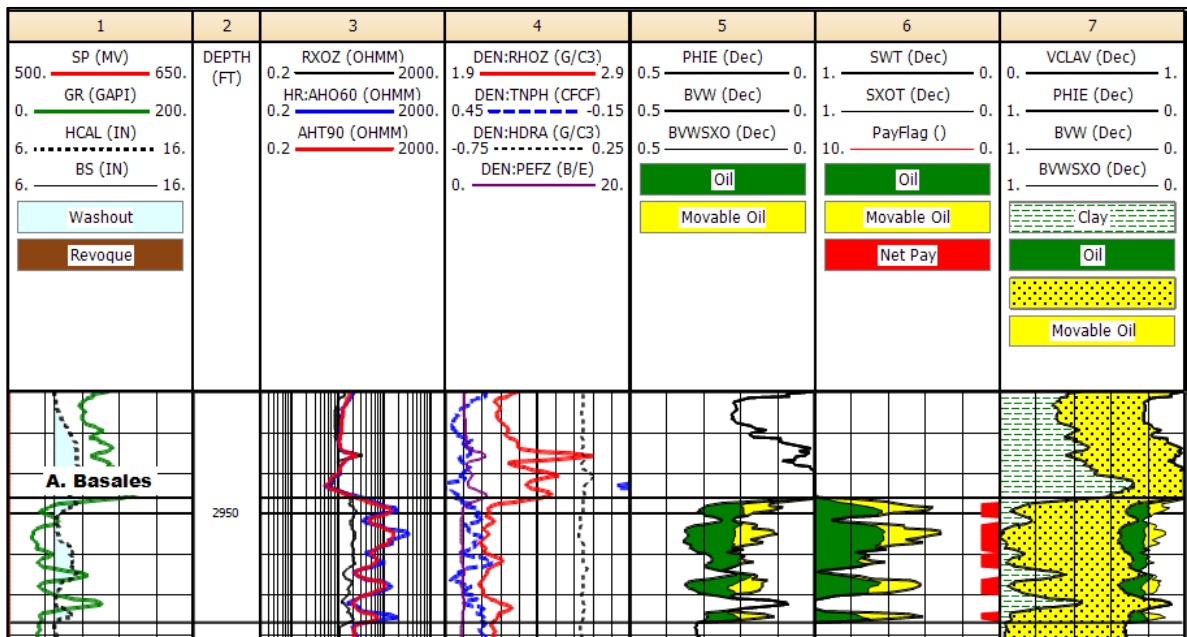
Evaluación petrofísica: La Tabla 7 y la Figura 35 muestran los resultados obtenidos en la evaluación petrofísica. Según esta, se identifican 31 pies de *Gross* y 20 pies de arenisca con petróleo (*Net Pay*).

Tabla 7. Resumen evaluación petrofísica pozo A2.

Intervalo (pies)	Gross (pies)	Net Pay (pies)	Net/Gross (pies)
192	31	20	0.65

Fuente: Pacific Rubiales Energy

Figura 35. Evaluación petrofísica pozo A2.



Fuente: Pacific Rubiales Energy

Análisis final: Según el informe de *mudlogging* se identifican 74 pies de arenisca con un manchamiento de aceite bueno a regular correspondiente a la parte superior del intervalo 1. El intervalo 2 no presentó manchamiento visible.

En el registro de resistividad se identifican 34 pies de areniscas con buena resistividad. El área con mejor resistividad corresponde a la sección superior del intervalo 1. A partir de este punto se presentan de manera constante bajas resistividades hasta la base del intervalo 2.

Finalmente, mediante la evaluación petrofísica del pozo A2 se identifican 31 pies de *Gross* y 20 pies de arenisca con petróleo (*Net Pay*). Según esto, la acumulación de hidrocarburo se presenta únicamente en la sección superior del intervalo 1.

El valor de arenisca con petróleo obtenido con la evaluación petrofísica, corresponde al 27% de lo esperado según el informe de *mudlogging* y al 59% de lo esperado con los registros de pozo.

Cabe destacar que según el informe de *mudlogging* se esperaría una caída abrupta de la resistividad en la zona sin manifestación de aceite del intervalo 1, sin embargo la lectura de resistividad se mantiene constante.

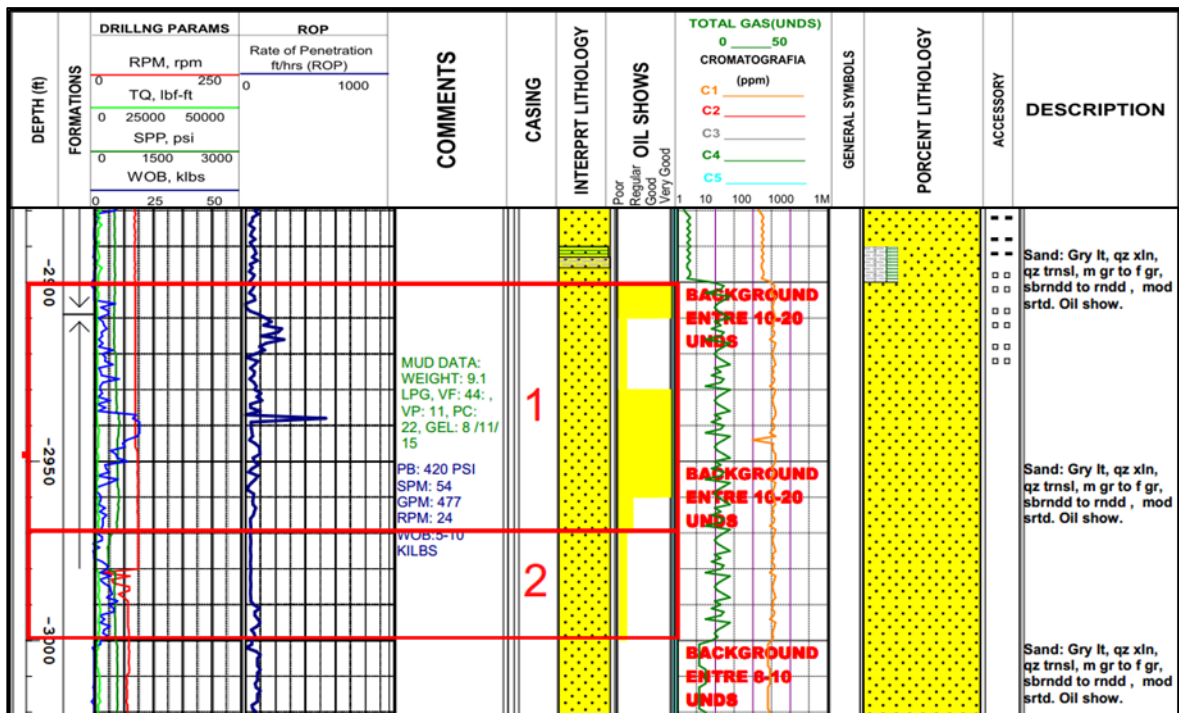
Conclusión pozo A2: El manchamiento de aceite se presenta a lo largo del intervalo 1. Sin embargo, a partir del registro y la evaluación petrofísica, solo se identificaron areniscas con petróleo en la sección superior del intervalo 1. Con esto, se puede sugerir que el manchamiento de la segunda mitad del intervalo 1 y el intervalos 2 reportado en el informe de *mudlogging*, puede provenir del reciclaje del hidrocarburo dentro del pozo debido a la pobre limpieza del lodo en el sistema de fluidos.

9.1.2.3 POZO A3.

Descripción del informe de *mudlogging*: Para este pozo, el espesor aparente de la Unidad Objetivo es de 189 pies, de los cuales, según el informe de *mudlogging*, 100 pies presentan mancha de hidrocarburo.

Las rocas que presentan mancha de aceite se describen como areniscas gris claro, cuarzo cristalino, traslucido, de grano medio a fino, sub-redondeado a redondeado, de moderada selección. Este intervalo con mancha se subdivide en dos intervalos, cada uno de ellos con características diferentes (Figura 36).

Figura 36. Masterlog pozo A3.



Fuente: Pacific Rubiales Energy.

Intervalo 1: Este intervalo cuenta con 70 pies de espesor. La muestra sin lavar presento 40% de manchamiento color marrón oscuro a medio, con 70% de fluorescencia natural color amarillo dorado opaco, de intensidad tenue, distribución

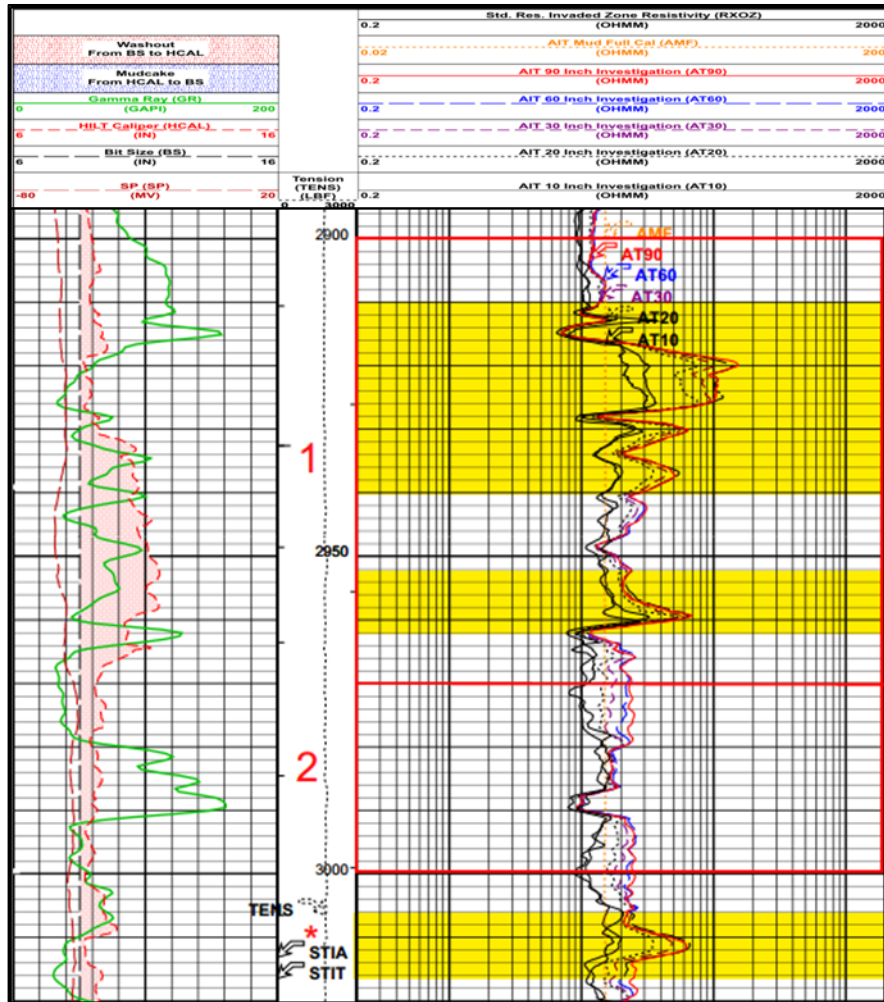
en parches; con corte rápido, intensidad fuerte, brillante, en forma nubosa color blanco lechoso a azulado; anillo residual de color amarillo verdoso brillante a la luz ultravioleta.

Intervalo 2: Este intervalo cuenta con 30 pies de espesor. Las muestras presentan 20% de manchamiento color marrón medio a claro, con 35% de fluorescencia natural amarillo verdoso opaco, de intensidad tenue, distribución en parches a punteada, con corte moderadamente lento, intensidad tenue; anillo residual color blanco lechoso a blanco; anillo residual color amarillo verdoso a la luz ultravioleta.

Análisis mudlogging: Según las tablas de clasificación, el Intervalo 1 presenta manchamiento bueno a muy bueno (40%), con fluorescencia buena a muy buena (70%), según el color de fluorescencia sugiere un crudo de gravedad API media. El intervalo 2 presenta manchamiento regular a bueno (20%), con fluorescencia buena (35%), según el color de fluorescencia sugiere un crudo de gravedad API media.

Registros wireline: En la Figura 37 se presenta el registro de rayos gamma, y de resistividad. En el registro de resistividad se identifican 50 pies de areniscas con buena resistividad (recuadro amarillo).

Figura 37. Registro de rayos gamma y resistividad Pozo A3.



Fuente: Pacific Rubiales Energy.

Evaluación petrofísica: Las Tablas 8 y 9 y la Figura 38 muestran los resultados obtenidos en la evaluación petrofísica. Según esta, se identifican 98 pies de Gross y 17 pies de arenisca con petróleo (*Net Pay*).

Tabla 8. Resumen evaluación petrofísica Pozo A3- Intervalo 1.

Intervalo (pies)	Gross (pies)	Net Pay (pies)	Net/Gross (pies)
48	48	14.5	0.30

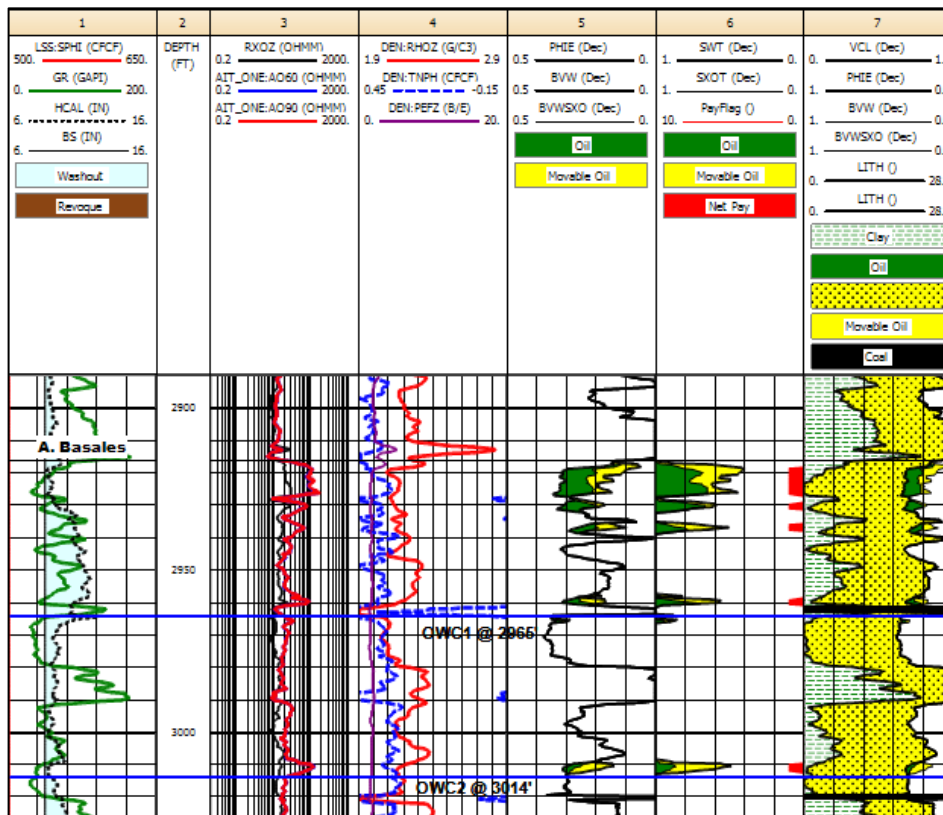
Fuente: Pacific Rubiales Energy.

Tabla 9. Resumen evaluación petrofísica pozo A3 – Intervalo 2.

Intervalo (pies)	Gross (pies)	Net Pay (pies)	Net/Gross (pies)
50	50	2.5	0.05

Fuente: Pacific Rubiales Energy.

Figura 38. Evaluación petrofísica pozo A3.



Fuente: Pacific Rubiales Energy

Análisis final: Según el informe de *mudlogging* se identifican 70 pies de arenisca con un manchamiento de aceite muy bueno a bueno correspondiente al intervalo 1. En el intervalo 2 se identifican 30 pies de manchamiento regular a pobre.

En el registro de resistividad se identifican 50 pies de areniscas con buena resistividad. El área con mejor resistividad se encuentra dentro del intervalo 1. A partir de este punto se presentan de manera constante bajas resistividades hasta la base del intervalo 2. Sin embargo, unos pies debajo de la base del intervalo 2 se observa un aumento significativo de la resistividad.

Finalmente, mediante la evaluación petrofísica del pozo A3 se identifican 98 pies de *Gross* y 17 pies de arenisca con petróleo (*Net Pay*). Según esto, la acumulación de hidrocarburo se presenta únicamente en el intervalo 1 y unos pies debajo de la base del intervalo 2. El valor de arenisca con petróleo obtenido con la evaluación petrofísica, corresponde al 20% de lo esperado según el informe de *mudlogging* y al 34% de lo esperado con los registros de pozo.

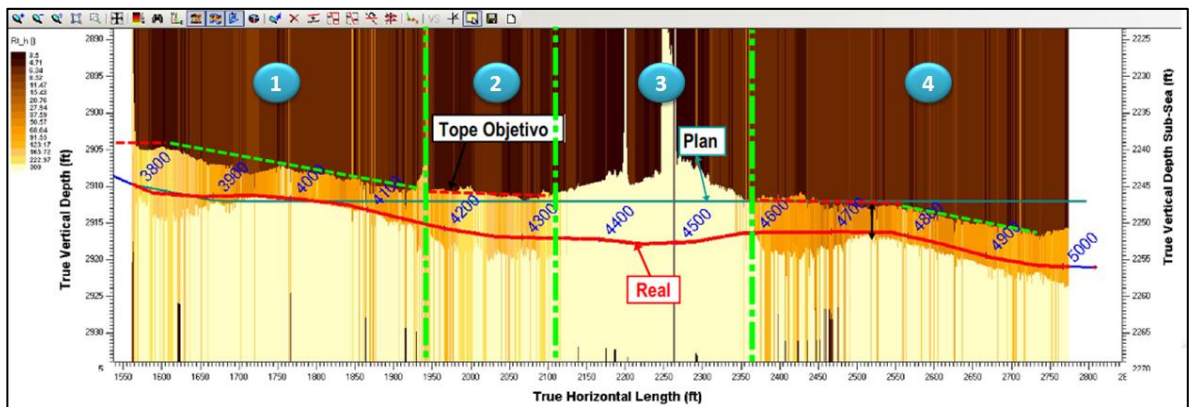
Cabe destacar que en el informe de *mudlogging* no se mostró manchamiento unos pies debajo de la base del intervalo 2, sin embargo a partir de los registros y la evaluación petrofísica se pudo determinar esta área productiva.

Conclusión pozo A3: El manchamiento de aceite se presenta a lo largo del intervalo 1 y 2. Sin embargo, a partir del registro y la evaluación petrofísica, es posible determinar otra área productiva de la cual no se reportó manchamiento en el informe de *mudlogging*. Esto evidencia la importancia del entrenamiento y la experiencia del personal en la unidad de *mudlogging*. Según el registro de resistividad y la evaluación petrofísica, el intervalo 2 no se considera un intervalo productivo.

9.1.3 Geonavegación del pozo B1. Con el fin de poder comparar los resultados de una geonavegación con métodos convencionales y una con métodos azimutales, a continuación se presenta parte de la pantalla de geonavegación del pozo B1 adquirida con herramientas azimutales. Para el análisis solo se tendrá en cuenta la diferencia de la trayectoria trazada con métodos convencionales y la trayectoria final modificada lograda por el uso de las herramientas azimutales.

A partir de la Figura 39 se muestra el espectro de conductividad de la geonavegación del pozo B1, en el cual, las coloraciones más oscuras indican mayor conductividad y las claras mayor resistividad. Dentro del espectro se encuentran la trayectoria planeada a partir de métodos convencionales (Plan) y la trayectoria real del pozo obtenida a partir del uso de herramientas azimutales. Según esto, se puede observar que el tope de la Arena Objetivo se encontró por primera vez a los 2240 pies TVDss (2905 TVD), según lo esperado a partir del análisis de los métodos convencionales.

Figura 39. Sección cortina de la geonavegación del pozo B1.



Modificado de Pacific Rubiales Energy.

Para la descripción de la trayectoria planeada, esta se ha dividido en 4 intervalos con características diferentes. En el Intervalo 1 se observa cómo, inicialmente, la trayectoria del pozo se mantiene dentro de la Arena Objetivo a cierta distancia del

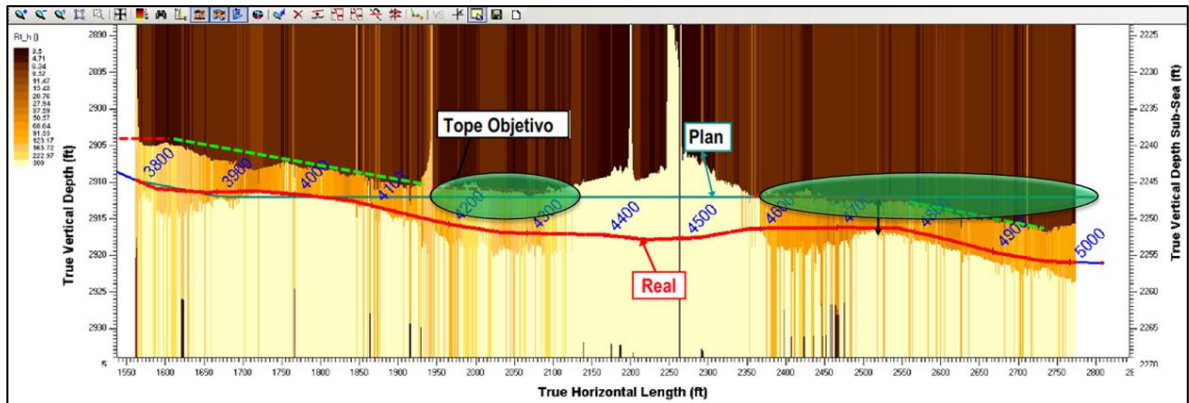


límite de capa, sin embargo, al no poder determinar los cambios de buzamiento del tope de la Arena Objetivo, la trayectoria del pozo se acerca al límite de capa, hasta que en el intervalo 2, cerca de los 4300 pies MD, la trayectoria alcanza a tocar el tope conductivo.

Más adelante, en el intervalo 3, debido a un posible cambio de espesor en la Arena Objetivo, la trayectoria planeada vuelve a la zona con buenas propiedades, conservando una distancia prudente del tope objetivo. No obstante, al alcanzar los 4600 pies MD, la trayectoria planeada entra directamente dentro del tope conductivo y se mantiene en el hasta alcanzar la profundidad final llevando el pozo a través de zonas no prospectivas.

9.1.3.1 Análisis de Net Pay pozo B1. Dentro de los 1200 pies de la sección horizontal, de haber geonavegado el pozo con la trayectoria planeada, es decir en base a la información suministrada por los métodos convencionales, se obtendrían aproximadamente 650 pies con buenas propiedades que corresponde al 54% del pozo. Es decir, se habrían perdido cerca de 550 pies (intervalo 2 y 4) por navegar en zonas no prospectivas, lo que corresponde al 46% del pozo. La Figura 40 muestra las áreas no prospectivas (recuadro verde) de la trayectoria planeada con métodos convencionales.

Figura 40. Áreas no prospectivas de la trayectoria planeada con métodos convencionales.



Modificado de Pacific Rubiales Energy

9.1.4 Conclusiones caso 1. En cuanto el análisis de la información que cada método convencional aporta a la geonavegación de pozo horizontal, se puede decir que: el mapa estructural del tope de la Unidad Objetivo, es importante en las labores de ubicación del pozo y permite obtener una idea básica de los cambios de buzamiento y espesor de la Unidad Objetivo. Esta información se complementa mediante el análisis de las correlaciones realizadas con los registros *wireline*. Sin embargo, al momento de la geonavegación esta información no resulta muy útil puesto que no muestra las propiedades geológicas dentro de la Arena Objetivo.

Mediante el amarre de pozos a la sísmica 2D es posible tener una idea de la continuidad de la Arena Objetivo. Sin embargo, es importante tener en cuenta que la locación del pozo no siempre coincide con el punto exacto donde se adquirió la línea sísmica. Por tanto, la información utilizada proviene de la proyección en un corte sísmico, con lo cual se asumiría que no existen variaciones laterales, lo cual no es posible asumir. Con esto, la incertidumbre geológica es alta pues no es posible observar a partir de la línea sísmica cambio dentro de la Arena Objetivo en el punto exacto del pozo.

Por otra parte, mediante el análisis comparativo realizado con la información de *mudlogging*, los registros *wireline* y la evaluación petrofísica, se puede decir que los registros de *mudlogging* son importantes en la detección de zonas con presencia de hidrocarburos, sin embargo, esta información deberá corroborarse con otros métodos pues el nivel de exactitud del estudio de *mudlogging* es muy bajo debido a las múltiples variables que pueden influir en el resultado final. Con los registros eléctricos, el grado de incertidumbre se va disminuyendo hasta que finalmente con la evaluación petrofísica se pueden determinar las zonas con *Net Pay* que cumplen con los parámetros establecidos por la compañía.

Finalmente, en cuanto a la geonavegación basada en la información que suministra estos métodos, el margen de incertidumbre geológica es muy amplio pues dado el caso en que la perforación entra a una zona con malas propiedades, ninguno de estos métodos permitirá determinar en qué dirección encuentran las zonas con mejores propiedades y por ende, tampoco permitirá decidir qué rumbo deberá tomar la trayectoria del pozo.

9.2 CASO 2: GEONAVEGACION DE POZOS HORIZONTALES MEDIANTE EL USO DE METODOS CONVENCIONALES: REGISTROS LWD CONVENCIONALES Y SISMICA 3D.

A continuación se presenta el análisis de la geonavegación de un pozo horizontal mediante el uso de líneas sísmicas 3D y registros LWD convencionales.

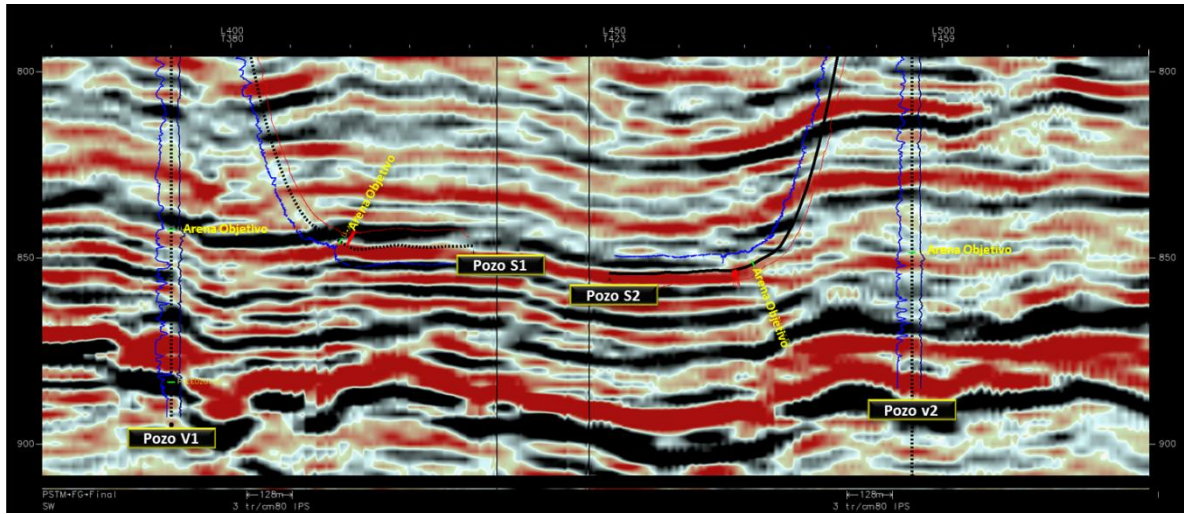
La geonavegación del pozo se realiza en base a la información suministrada por la sección sísmica de amplitud, la sección de inversión sísmica con indicador de arcillosidad, y los registros LWD convencionales de resistividad y rayos gamma. Para integrar la información, se calibra la trayectoria del pozo y los registros LWD con las secciones sísmicas.

9.2.1 Geonavegación del pozo S2 con sísmica de amplitud. La sección sísmica de amplitud se emplea con el fin de determinar la continuidad de los reflectores y los cambios laterales que se presentan entre los pozos verticales V1 y V2. A partir de esta información es posible realizar ajustes en la trayectoria del pozo con el fin de mantenerse dentro de la Arena Objetivo.

La Figura 41 corresponde a la sección sísmica en amplitud a la cual se han amarrado los pozos verticales V1 y V2 y los horizontales S1 y S2. A partir de ella, entre los pozos V1 y V2 se puede observar una diferencia en cuanto a la profundidad del tope de la Arena Objetivo debido a leves cambios en el buzamiento de las capas entre los pozos.

Según la sísmica de amplitud se determina que en el momento en que el pozo aterriza en la Arena Objetivo, esta presenta poco espesor pero al ir avanzando, el espesor aumenta. Adicionalmente, el reflector de interés muestra una continuidad lateral y se mantiene sin cambios de buzamiento a lo largo de la trayectoria del pozo.

Figura 41. Sección sísmica de amplitud con los pozos V1, V1, S1 y S2.



Fuente: Pacific Rubiales Energy.

9.2.2 Geonavegación del pozo S2 con sección de inversión sísmica con indicador de arcillosidad. Después de analizar la continuidad lateral y los cambios en la estructura se procede a analizar las propiedades de la Arena Objetivo.

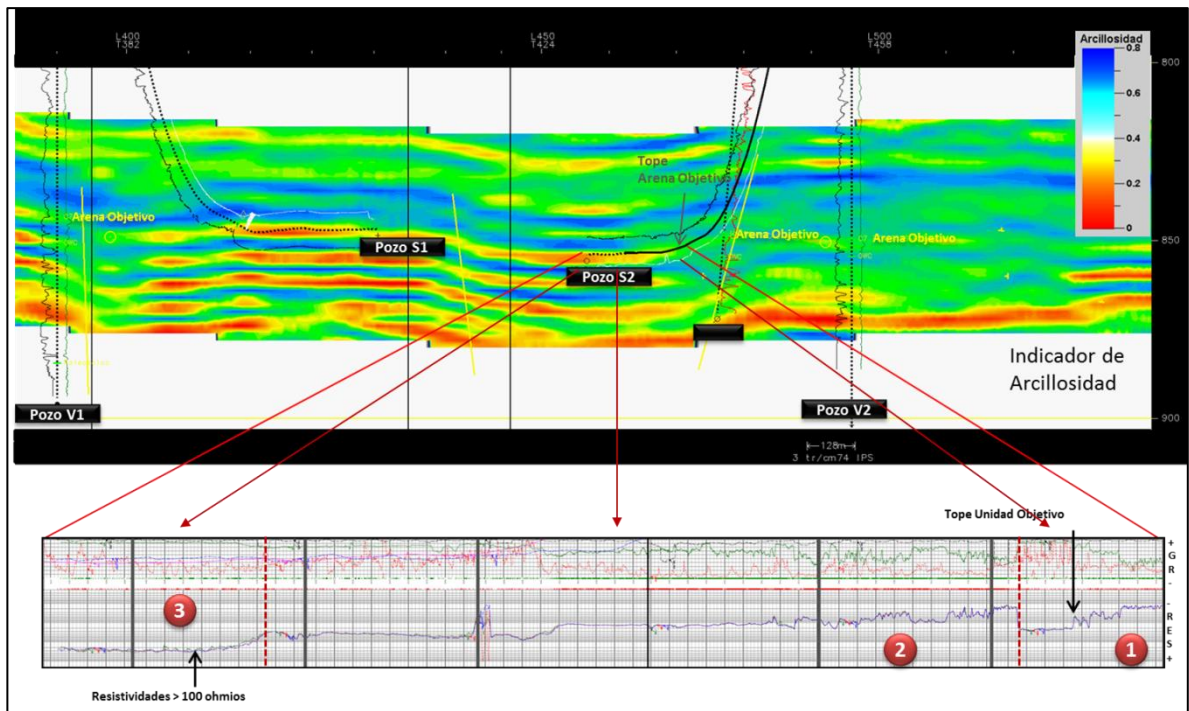
En la Figura 42 se muestra la sección de inversión sísmica con indicador de arcillosidad, a partir del cual es posible diferenciar, según la tonalidad, las áreas con mayor o menor contenido de arcilla. Esta información se complementa con los registros LWD convencionales de resistividad y rayos gamma. El objetivo es determinar los cambios laterales en las propiedades de la arena y posicionar el pozo dentro de una zona con bajo contenido de arcilla. A partir de los resultados obtenidos, la trayectoria del pozo S2 se puede dividir en 3 intervalos, cada uno de ellos con diferentes características.

El intervalo 1 corresponde a la entrada del pozo dentro de la Arena Objetivo. El registro LWD muestra un aumento en los valores de resistividad y una disminución en el registro de rayos gamma. Sin embargo, esto no se refleja en la imagen de

arcillosidad, posiblemente, por el poco espesor de la Arena Objetivo en este punto de la trayectoria (ver figura41), la resolución de la sísmica no alcanza a hacer una distinción de las propiedades en este punto.

Al inicio del Intervalo 2 se presenta una leve caída en de la resistividad en comparación con el intervalo 1. Sin embargo, a medida que avanza la trayectoria del pozo, la resistividad va en aumento. Con el indicador de arcillosidad, de acuerdo al cambio de tonalidad en el reflector, se observa un cambio en la calidad de la arena, pues porcentaje de arcilla va disminuyendo, lo que corresponden con lo observado en el registro LWD.

Figura 42. Sección de inversión sísmica con indicador de arcillosidad.



Fuente: Pacific Rubiales Energy.

Finalmente, en el intervalo 3, se observa un aumento significativo en la resistividad, superando los 100 ohm y una disminución en el registro de rayos

gamma. Con el indicador de arcillosidad se observa un cambio en la escala de color indicando menor contenido de arcilla, es decir una mejor calidad de arena.

9.2.3 Resultados de la geonavegación del pozo S2. A partir de las secciones sísmicas se logró determinar la trayectoria del pozo, de tal manera que este permaneciera dentro de la zona de mejores propiedades.

Mediante la sección sísmica de amplitud se determinó la continuidad lateral de la Arena Objetivo y al no observar cambios en el buzamiento, la trayectoria del pozo se mantuvo sin variaciones significativas. De la sección de inversión sísmica con indicador de arcillosidad se puede decir que las propiedades de la Arena Objetivo mostraron una mejoría lateralmente, desde el punto de entrada del pozo hasta la profundidad final. Esto se puede corroborar con la información obtenida en los registros LWD convencionales de resistividad y rayos gamma.

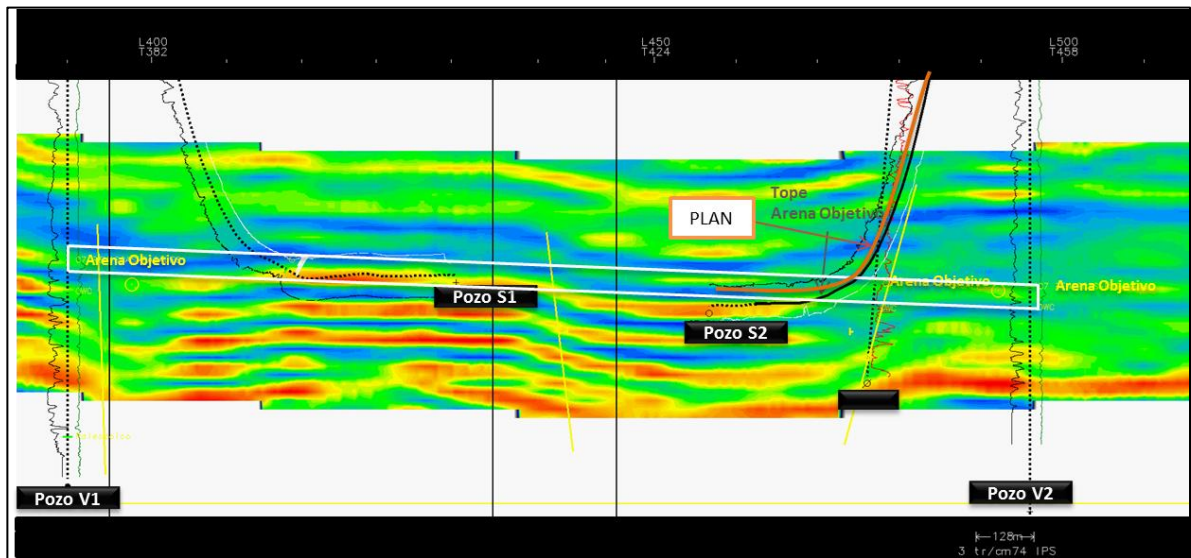
En base a las imágenes sísmicas, fue posible llevar la trayectoria del pozo cerca al tope de la Arena Objetivo, mantener la trayectoria del pozo dentro de zonas con buenas propiedades y finalmente posicionar el pozo dentro de la zona con mejores propiedades.

9.2.4 Análisis de Net Pay. Para este análisis, se tienen en cuenta los pozos verticales V1 y V2 y el pozo horizontal S1 y la sección de inversión sísmica con indicador de arcillosidad.

De haber geonavegado el pozo teniendo en cuenta los resultados obtenidos en la perforación del pozo S1 y asumiendo una continuidad lateral de la Arena Objetivo desde el pozo V1 hacia el pozo V2 (Figura 43 - recuadro blanco), para el pozo S2 el aterrizaje del pozo dentro de la Arena Objetivo sería exitoso. Sin embargo, al no tener nociones del cambio de buzamiento de las capas, la trayectoria planeada en base a la información del pozo V1, V2 y S1, hubiera llevado el pozo a través de

zonas no prospectivas, con un porcentaje de pérdida de aproximadamente el 80% del pozo.

Figura 43. Áreas no prospectivas en la trayectoria planeada para el pozo S2.



Modificado de Pacific Rubiales Energy.

9.2.5 Conclusiones caso 2. A partir del uso de las secciones sísmicas fue posible posicionar el pozo dentro de una zona con bajo porcentaje de arcillosidad y valores de resistividad más altos.

El uso de sísmica 3D complementa los registros eléctricos y permite conocer la continuidad lateral y los cambios en las propiedades del reservorio. Las secciones sísmicas, al provenir de una adquisición sísmica 3D, son más útiles que las adquiridas en 2D, pues los datos sísmicos tienen continuidad dentro del volumen sísmico adquirido.

Sin embargo, se pueden presentar imprecisiones en cuanto a su resolución. Para esto se debe tener en cuenta, que para este caso, de acuerdo a la resolución de la sísmica, no se alcanzan a diferenciar en arenas con espesores menores a 15 pies.

Los registros LWD convencionales resultan muy útiles al permitir la adquisición de la información en tiempo real. Sin embargo al no ser de tipo azimutal, sus medidas no están orientadas y por tanto no permiten determinar si un límite de capa cercano está siendo alcanzado desde la parte superior o desde la parte inferior de la trayectoria de pozo.

9.3 CASO 3: GEONAVEGACION DE POZOS HORIZONTALES MEDIANTE EL USO DE HERRAMIENTAS AZIMUTALES

A continuación se presenta el análisis de la geonavegación de 3 pozos horizontales mediante el uso de herramientas azimutales, cada uno de ellos en un escenario geológico diferente.

La información analizada se presenta en la pantalla de geonavegación final, donde se muestran los registros de resistividad LWD (RES), el registro de rayos gamma LWD (GR), las curvas direccionales (DirPS) y el espectro de resistividad/conductividad final (los colores más oscuros corresponden a zonas conductoras y los más claros a zonas resistivas). Además, se observa la trayectoria planeada y la trayectoria final.

9.3.1 Escenario 1- cambios de buzamiento - pozo G1. Dentro de la campaña de perforación se encuentra el pozo G1, el cual tiene como objetivo drenar el yacimiento constituido por la Arena Objetivo de la Formación productora de hidrocarburos en el Campo.

Para la geonavegación del pozo se empleó la herramienta azimutal con el fin de optimizar el posicionamiento del pozo en las arenas de interés. El objetivo para este pozo fue navegar una sección horizontal de aproximadamente 1192 pies en la parte superior de la Arena Objetivo.

9.3.1.1 Geonavegación del pozo G1 con herramientas azimutales: El resultado de la geonavegación del pozo G1 se muestra en la Figura 44. A lo largo de la trayectoria se pueden distinguir 4 intervalos de diferentes características, los cuales se describen a continuación.

Intervalo 1: La geonavegación del pozo se inicia a 3900 pies MD. A la salida del revestimiento se observan valores del registro de resistividad sobre los 130 ohm y de rayos gamma bajo los 20 gAPI.

Desde el inicio de la geonavegación, la herramienta permitió la detección del tope conductivo y las curvas direccionales indican una deflexión positiva por el acercamiento al mismo. Por esto, se decide bajar la inclinación del pozo a hasta 89.5° hasta lograr posicionar la trayectoria a 3 pies del tope.

A partir de 4020 pies MD la resistividad aumenta significativamente y el registro de rayos gamma se mantiene muy bajo.

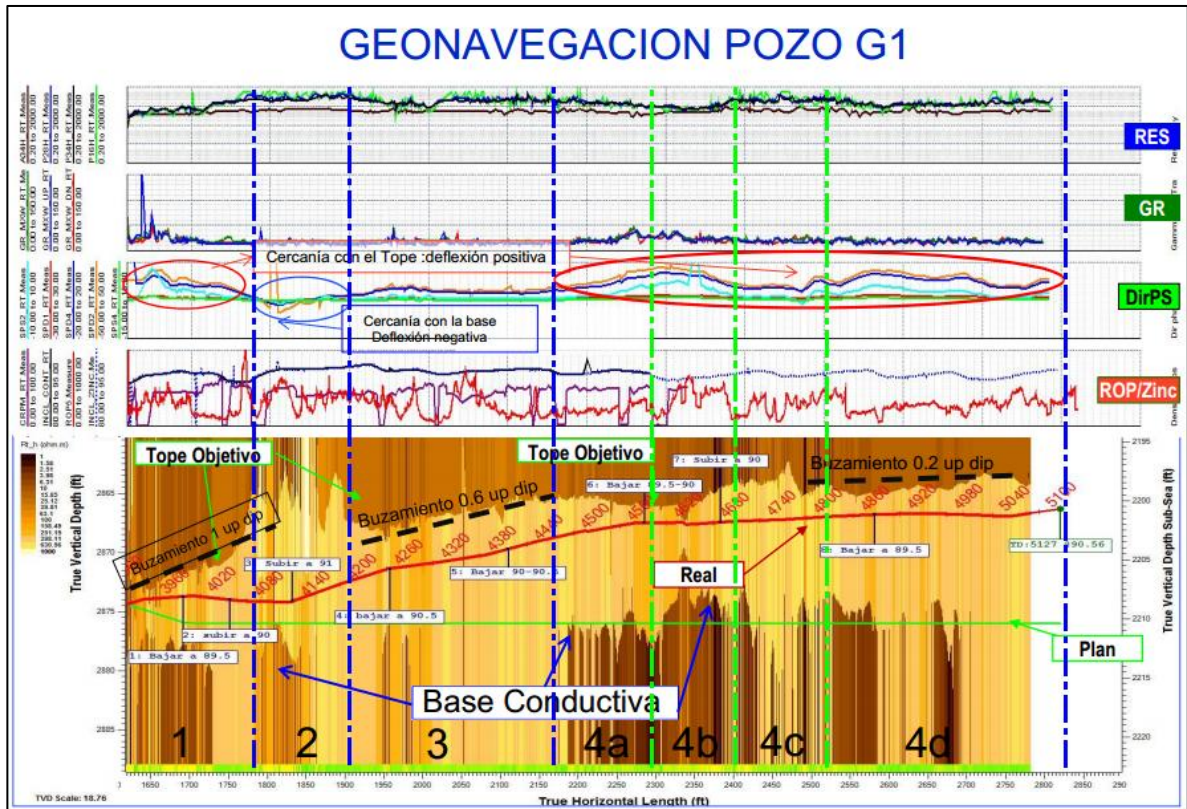
Intervalo 2: Cerca a los 4080 pies MD se observa una ampliación del canal. La trayectoria se aleja del tope y las curvas direccionales muestran una deflexión negativa indicando una cercanía con la base conductiva. A fin de acercar la trayectoria del pozo al tope conductivo, se recomienda subir en inclinación.

Intervalo 3: Cerca de los 4200 pies MD la herramienta logra mapear nuevamente el tope conductivo permitiendo determinar un buzamiento de acuerdo al contraste resistivo. Las curvas direccionales presentan una tendencia a cero con una leve deflexión positiva indicando la cercanía al tope conductivo. La perforación continúa con la misma inclinación hasta que se detecte un cambio de buzamiento. En este punto la resistividad es superior a 300 ohm.m y el registro de rayos gamma es menor a 25 gAPI.

Intervalo 4: En general, a lo largo de este intervalo las curvas direccionales muestran una deflexión positiva que indican una constante cercanía con el tope conductivo. Este intervalo se subdivide en los intervalos **4a, 4b, 4c y 4d**, cada uno de ellos con características diferentes.

Intervalo 4a: A partir de 4440 pies MD las curvas direccionales muestran una deflexión positiva que aumenta rápidamente al llegar a los 4520 pies MD indicando cercanía con el tope. Razón por la que se recomienda disminuir la inclinación del pozo.

Figura 44. Pantalla de geonavegación pozo G1.



Modificado de Pacific Rubiales Energy.

Intervalo 4b: Entre 4500 y 4680 pies MD se observó una reducción del canal. La deflexión positiva de las curvas indica una gran cercanía con el tope. Según esto, se continúa disminuyendo la inclinación del pozo. En este intervalo se observa una leve disminución en la resistividad y un leve aumento en el registro de rayos gamma.

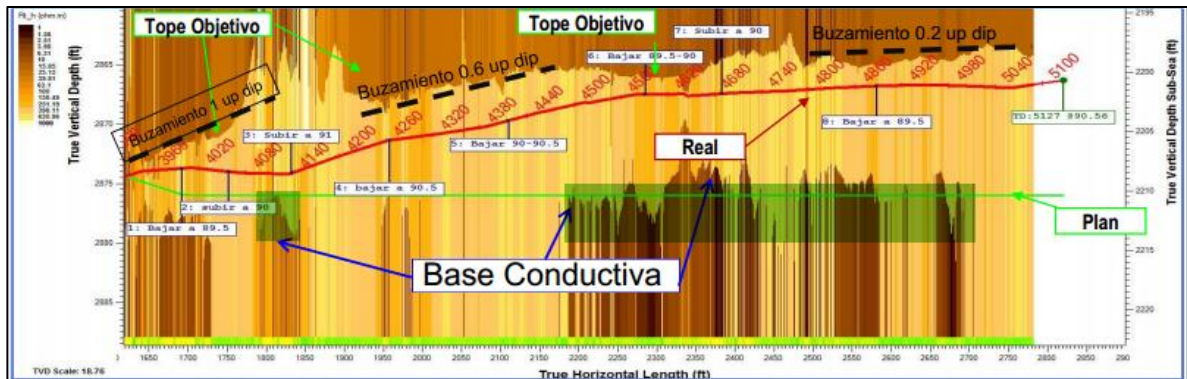
Intervalo 4c: A partir de 4680 pies MD el canal se volvió a abrir rápidamente mostrando un cambio en el buzamiento. La trayectoria del pozo se encuentra entre 2- 4 pies del tope y las curvas direccionales muestran una tendencia a cero. A fin de no alejarse del tope conductivo, se recomienda subir en inclinación.

Intervalo 4d: A partir de 4.800 pies MD las curvas direccionales muestran una deflexión positiva indicando una mayor proximidad al tope conductivo. Se recomienda disminuir la inclinación. La inclinación se mantiene hasta alcanzar la profundidad MD planificada.

9.3.1.2 Resultados de la geonavegación del pozo G1: El intervalo navegado fue de 1200 pies de sección horizontal, calculándose que el 96 % fueron con buenas propiedades. La resistividad promedio fue 300 ohm.m. El registro de rayos gamma se mantuvo en promedio en 20 gAPI. De acuerdo al contraste resistivo, el espesor de la arena objetivo sería de aproximadamente de 13 pies en TVD.

9.3.1.3 Análisis de Net Pay: Dentro de los 1200 pies navegados, con la herramienta azimutal se obtuvieron 1150 pies de arenisca con buenas propiedades que corresponde al 96% del pozo. De haber navegado el pozo con la trayectoria planeada, se obtendrían 400 pies con buenas propiedades que corresponde al 33% del pozo. Es decir, se habrían perdido cerca de 800 pies por navegar en zonas no prospectivas, lo que corresponde al 67% del pozo. La Figura 45 muestra las áreas no prospectivas (recuadro verde) por las que pasaría el pozo de haberse navegado siguiendo la trayectoria planeada inicialmente.

Figura 45. Áreas no prospectivas en la trayectoria inicial del pozo G1.



Modificado de Pacific Rubiales Energy.

9.3.1.4 Conclusiones de la geonavegación del pozo G1: El uso de la herramienta azimutal, permitió mantener la trayectoria del pozo cerca al tope de la Arena Objetivo y dentro de la zona de areniscas más prospectivas. La trayectoria planeada hubiese llevado el pozo a lo largo de la base conductiva, es decir, a través de zonas no prospectivas, generando la pérdida del 67% del pozo, lo que trae como consecuencia grandes pérdidas económicas para la empresa.

El buen contraste resistivo permitió el mapeo del tope durante la trayectoria con los cual fue posible observar los cambios de buzamiento locales que se presentan dentro de la Arena Objetivo (Intervalos 1, 3 y 4d). Así mismo, se presentan cambios locales en el espesor del reservorio.

9.3.2 Escenario 2 – cambio local de propiedades - pozo G2. Dentro de la campaña de perforación se encuentra el pozo G2, el cual tiene como objetivo drenar el yacimiento constituido por la Arena Objetivo de la Formación productora de hidrocarburos en el Campo.

Para la geonavegación del pozo se empleó la herramienta azimutal con el fin de optimizar el posicionamiento del pozo en las arenas de interés. El objetivo para

este pozo fue navegar una sección horizontal de aproximadamente 1100 pies en la parte superior de la Arena Objetivo.

9.3.2.1 Geonavegación del pozo G2 con herramientas azimutales: El resultado de la geonavegación del pozo G2 se muestra en la Figura 46. A lo largo de la trayectoria se pueden distinguir 4 intervalos de diferentes características, las cuales se describen a continuación.

Intervalo 1: La geonavegación del pozo se inicia a 3650 pies MD. Las curvas direccionales indican una deflexión positiva, lo cual indica una cercanía con el tope conductivo, por esto, se decide horizontalizar el pozo. Los valores de resistividad son mayores a 150 ohm.m, y el registro de rayos gamma arroja valores menores a 20 gAPI.

Intervalo 2: A partir de los 3.800 pies MD, se presenta una deflexión negativa de las curvas direccionales mostrando una cercanía con la base conductiva, por lo que se recomienda subir la inclinación del pozo. El buen contraste de resistividad permite el mapeo de base y tope del reservorio, con esto, se determina un espesor de arena de entre 4 – 6 pies.

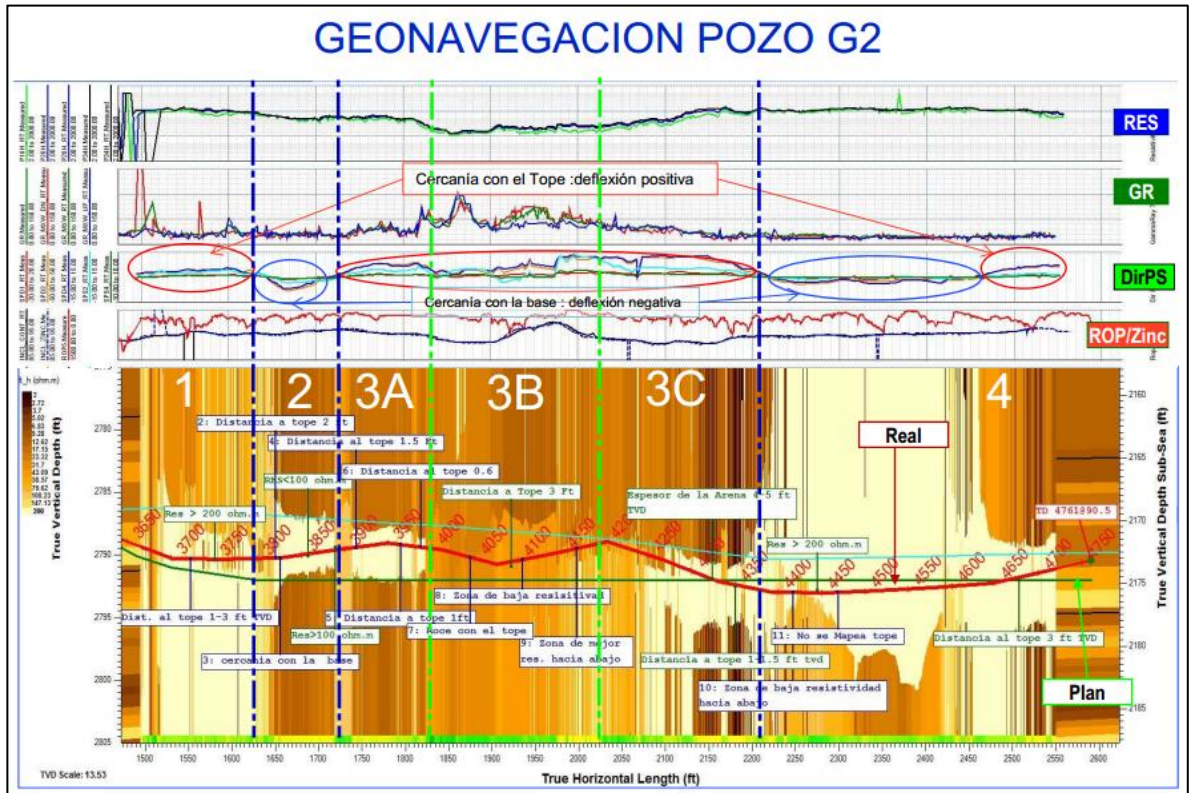
Intervalo 3: A partir de 3900 pies MD y hasta 4350 pies MD se presenta, en general, una deflexión positiva de las curvas direccionales. Este intervalo se subdivide en los intervalos **3a**, **3b**, **3c**, cada uno de ellos con características diferentes.

Intervalo 3a: En 3900 pies MD, se observa una cercanía con el tope, por lo cual se decide disminuir la inclinación del pozo.

Intervalo 3b: A la profundidad de 3993 pies MD se observa un incremento en el registro de rayos gamma con valores por encima de 50 gAPI y una caída en la

resistividad con valores de 48 ohm.m, posiblemente debido al acercamiento o roce del tope conductivo.

Figura 46. Pantalla de geonavegación pozo G2.



Modificado de Pacific Rubiales Energy.

A los 4045 pies MD se busca aumentar la inclinación con el fin de alejarse de la base conductiva. A la profundidad de 4074 pies MD se observa una mejora en el registro de rayos gamma, con valores menores a 50 gAPI, y una detección del tope conductivo a 3 pies TVD, sin embargo, este cambio no se observa en el registro de resistividad, lo que podría llevarnos a un posible escenario con cambio local de propiedades. A la profundidad de 4080 pies MD se observa un incremento no planeado en la inclinación, la resistividad se mantuvo alrededor de 50 ohm.m y los valores del registro de rayos gamma fueron variando entre 50-100 gAPI.

Intervalo 3c. A la profundidad de 4176 pies se decide bajar la inclinación. Se observa una zona de mejor resistividad hacia la parte inferior por lo que se recomienda seguir disminuyendo la inclinación. Al llegar a los 4195 pies MD la resistividad comenzó a subir hasta alcanzar los 186 ohm.m y los valores del registro de rayos gamma comenzaron a bajar por debajo de los 50 gAPI.

Intervalo 4: A 4400 pies MD las curvas direccionales muestran una deflexión negativa, indicando una zona conductiva hacia abajo de la trayectoria. A partir de 4450 pies MD, la inversión dejó de mapear el tope de la arena (curvas direccionales casi neutras), razón por la cual se cree que el canal ganó espesor. Por lo anterior se sugiere aumentar la inclinación a fin de posicionar el pozo nuevamente cerca del tope conductivo y evitar la zona de baja resistividad. Las propiedades de la arena son menores a 20 gAPI en el registro de rayos gamma y resistividad mayor 200 ohm.m.

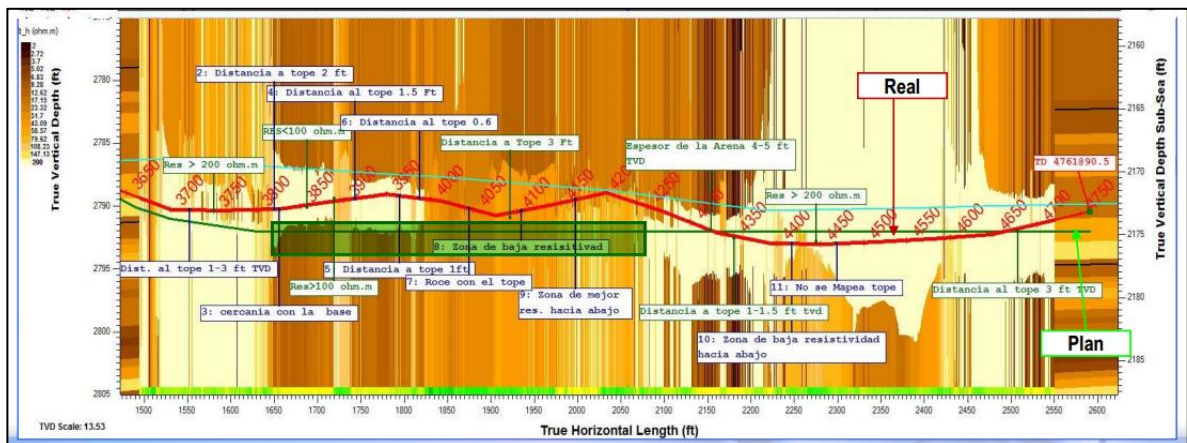
A partir de 4600 pies MD, se observa una deflexión positiva, es decir, se logra mapear nuevamente el tope de la Arena Objetivo. Finalmente se termina el pozo tras haber alcanzado la profundidad planificada

9.3.2.2 Resultados de la geonavegación del pozo G2: El intervalo navegado fue de 1100 pies de sección horizontal, calculándose que el 75 % fueron con buenas propiedades. La resistividad promedio fue 150 ohm.m. El registro de rayos gamma mostro un promedio de 20 gAPI. De acuerdo al contraste resistivo, el espesor de la arena objetivo sería de aproximadamente de 4 - 8 pies en TVD.

9.3.2.3 Análisis Net Pay: Dentro de los 1100 pies navegados, con la herramienta azimutal se obtuvieron 825 pies de arenisca con buenas propiedades que corresponde al 75% del pozo. De haber navegado el pozo con la trayectoria planeada, se obtendrían 660 pies con buenas propiedades que corresponde al 60% del pozo. Es decir, se habrían perdido cerca de 440 pies por navegar en

zonas no prospectivas, lo que corresponde al 40% del pozo. La Figura 47 muestra las áreas no prospectivas (recuadro verde) por las que pasaría el pozo de haberse navegado siguiendo la trayectoria planeada inicialmente.

Figura 47. Áreas no prospectivas en la trayectoria inicial del pozo G2.



Modificado de Pacific Rubiales Energy.

9.3.2.4 Conclusiones del a geonavegación del pozo G2: El uso de la herramienta azimutal, permitió mantener la trayectoria del pozo cerca al tope de la Arena Objetivo y dentro de la zona de areniscas más prospectivas. La trayectoria planeada hubiese llevado el pozo a lo largo de la base conductiva, es decir, a través de zonas no prospectivas, generando la pérdida del 55% del pozo, lo que trae como consecuencia grandes pérdidas económicas para la compañía.

La geonavegación del pozo G2 pone en evidencia la heterogeneidad lateral pues se pueden observar los cambios laterales en las propiedades del reservorio (intervalo 3b). Por otra parte, se evidencian cambios abruptos en el espesor de la Arena Objetivo (intervalo 4), por lo cual no fue posible el mapeo del tope conductivo por parte de la herramienta azimutal.

9.3.3 Escenario 3 – pinchamiento de las capas - pozo G3. Dentro de la campaña de perforación se encuentra el pozo G3, el cual tiene como objetivo drenar el yacimiento constituido por la Arena Objetivo de la Formación productora de hidrocarburos en el Campo.

Para la geonavegación del pozo se empleó la herramienta azimutal con el fin de optimizar el posicionamiento del pozo en las arenas de interés. El objetivo para este pozo fue navegar una sección horizontal de aproximadamente 1245 pies en la parte superior de la Arena Objetivo.

9.3.3.1 Geonavegación del pozo G3 con herramientas azimutales: El resultado de la geonavegación del pozo G3 se muestra en la Figura 48. A lo largo de la trayectoria se pueden distinguir 3 intervalos de diferentes características, las cuales se describen a continuación

Intervalo 1: La geonavegación del pozo se inicia a 3900 pies MD. Durante el inicio de la etapa de construcción la trayectoria se logró horizontalizar sobre el plan. A partir de 3940 pies MD las lecturas de resistividad alcanzaron los 200 ohm.m y los rayos gamma los 30 gAPI. Se definió aumentar la inclinación con el fin acercar la trayectoria al tope de la arena objetivo muy lentamente.

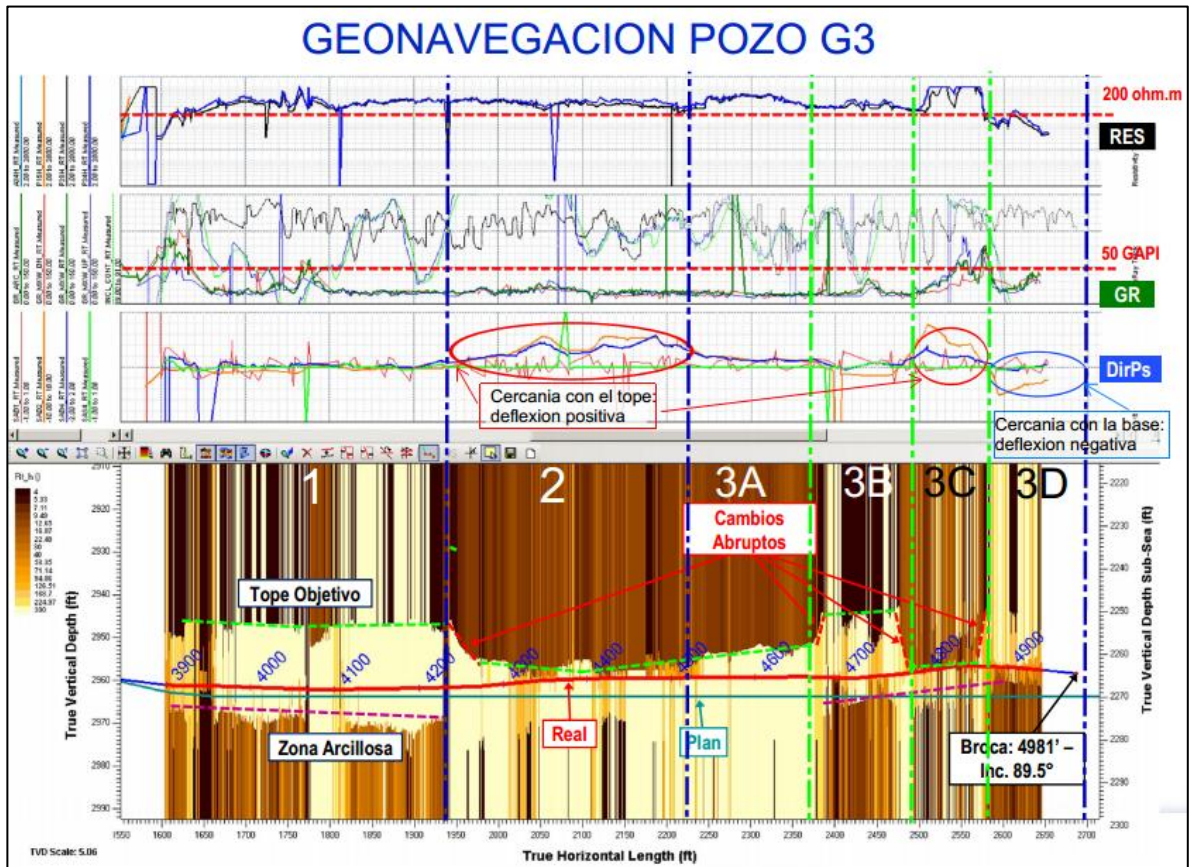
Intervalo 2: Al acercarse la trayectoria al tope conductivo, se observó una deflexión positiva en las curvas direccionales. Entre los 4230 y los 4300 pies MD, se presenta un cambio abrupto en el tope conductivo. Debido a esto, se suspendió la elevación dentro de la estructura y se mantiene la inclinación.

La trayectoria se localiza a 3 y 4 pies TVD del tope conductivo. Se planeó mantener la trayectoria sobre este eje de navegación a fin de alejar el pozo suavemente de la zona conductiva.

Intervalo 3: Este intervalo se caracteriza por la presencia de diferentes cambios abruptos en el tope conductivo. Este intervalo se subdivide en los intervalos **3a**, **3b**, **3c** y **3d**, cada uno con características diferentes.

Intervalo 3A: A partir de 4500 pies MD se registró cómo la trayectoria se alejaba suavemente del tope conductivo. La resistividad supera los 200 ohm.m y las curvas direccionales se acercan a cero.

Figura 48. Pantalla de geonavegación pozo G3.



Modificado de Pacific Rubiales Energy.

Intervalo 3B: Cerca de 4680 pies MD se presenta un cambio abrupto en el tope conductivo y la trayectoria del pozo se aleja de este.

Intervalo 3C: Otro cambio abrupto se registra a partir de 4760 pies MD dónde el tope conductivo cae rápidamente aproximadamente 12 pies TVD. Las curvas direccionales muestran una deflexión positiva, lo que indica que la trayectoria del pozo se encuentra muy cerca al tope conductivo. Adicionalmente, se observa un incremento significativo de las lecturas del registro de rayos gamma y la saturación de las medidas de resistividad (cuernos de polarización), indicando el acercamiento a un límite de capas. La reacción inmediata fue disminuir en inclinación.

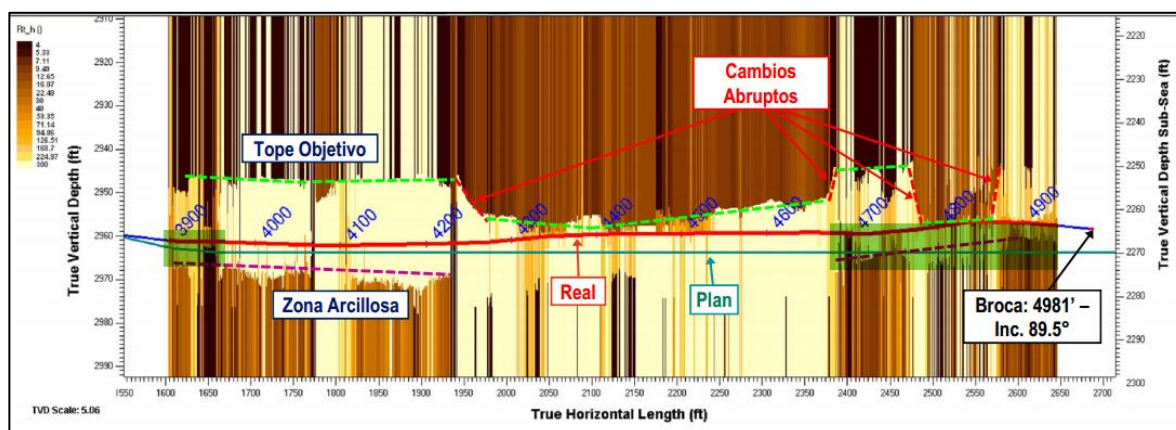
Intervalo 3d: Al disminuir la inclinación, la zona arcillosa inferior se encontró más cerca de lo esperado. A 4880 pies MD las curvas direccionales muestran una deflexión negativa indicando la cercanía con la zona conductiva inferior. La trayectoria salió de la zona sucia superior hacia una zona de menores propiedades muy cerca a la base conductiva con resistividades donde la resistividad se reduce a drásticamente a 50 ohm.m y el registro de rayos gamma muestra un incremento a 40 gAPI. En este punto se decide detener la perforación antes de lo planeado debido a las malas propiedades del reservorio.

9.3.3.2 Resultados de la geonavegación del pozo G3: El intervalo navegado fue de 1090 pies de sección horizontal (155 pies MD antes de lo esperado), calculándose que el 75 % fueron con buenas propiedades. Exceptuando un cambio lateral al inicio del pozo y el acercamiento a una zona de menores propiedades al final de este, la resistividad promedio fue 200 ohm.m y el registro de rayos gamma en general se mantuvo en 20G gAPI

9.3.3.3 Análisis *Net Pay*: Dentro de los 1090 pies navegados, con la herramienta azimutal se obtuvieron 820 pies de arenisca con buenas propiedades que corresponde al 75% del pozo. De haber navegado el pozo con la trayectoria planeada, se obtendrían 710 pies con buenas propiedades que corresponde al 65% del pozo. Es decir, se habrían perdido cerca de 380 pies por navegar en

zonas no prospectivas, lo que corresponde al 35% del pozo. La Figura 49 muestra las áreas no prospectivas (recuadro verde) por las que pasaría el pozo de haberse navegado siguiendo la trayectoria planeada inicialmente.

Figura 49. Áreas no prospectivas en la trayectoria inicial del pozo G3.



Modificado de Pacific Rubiales Energy.

9.3.3.4 Conclusiones de la geonavegación del pozo G3: El uso de la herramienta azimutal, permitió mantener la trayectoria del pozo cerca al tope de la Arena Objetivo y dentro de la zona de areniscas más prospectivas. Sin embargo, la perforación decide detenerse ante el deterioro en la calidad de la arena, debido al adelgazamiento o pinchamiento de la Real misma en la dirección de la trayectoria, donde además se evidencian rápidos cambios en su buzamiento (Intervalo 3).

Con este caso se pone en evidencia que la inversión de la herramienta azimutal permite ver hasta un nivel arriba o abajo del canal que se encuentra navegando pero no a través de este.

La trayectoria planeada hubiese llevado el pozo a lo largo de la base conductiva, es decir, a través de zonas no prospectivas, generando la pérdida del 35% del pozo, lo que trae como consecuencia grandes pérdidas económicas para la empresa.

10. ANALISIS COSTO – BENEFICIO

Mediante este análisis costo - beneficio, se compararan los costos de perforación y la producción de pozos horizontales geonavegados de manera convencional y mediante el uso de herramientas azimutales, con el fin de determinar si se logra un beneficio económico que sea rentable para la empresa.

Por motivos de confidencialidad de la empresa Pacific Rubiales Energy, los costos presentados serán tarifas estándar y la producción será dada en términos de porcentaje.

10.1 EVALUACIÓN DE COSTOS.

En este análisis se tendrán en cuenta únicamente los costos relacionados con la perforación direccional de la sección horizontal del pozo. Es decir, no se tendrán en cuenta los costos adicionales como: la perforación de la sección curva, servicios de *mudlogging*, adquisición de registros *wireline*, fluidos de perforación, personal a cargo, entre otros. Además, los costos presentados son independientes de los días empleados en la perforación.

En la Tabla 10 se presentan los costos de perforación direccional de una sección horizontal promedio de 1000 pies MD con registros LWD convencionales y el costo adicionando la herramienta azimutal.

Según esto, la diferencia de costo existente entre la perforación direccional convencional y mediante el uso de una herramienta azimutal es de 77 mil dólares, lo que representa un incremento porcentual de 50,3% sobre el valor de la perforación direccional convencional.

Tabla 10. Costos perforación direccional convencional y azimutal.

Servicio	Costo (miles de USD)/ pozo
Perforación direccional + registros LWD convencionales	153
Perforación direccional + registros LWD convencionales + herramienta azimutal	230

Fuente: Pacific Rubiales Energy

10.2 EVALUACIÓN DE PRODUCCION.

Para este análisis, es importante saber que los pozos horizontales se perforan con el fin de incrementar la producción en el reservorio, debido al aumento del área de drenaje y el área de contacto con la Arena Objetivo, respecto a los pozos verticales.

El uso de herramientas azimutales, representa un aumento significativo en los costos de perforación. Por esto, es necesario evaluar sus beneficios en cuanto al aumento de la producción, con el fin de determinar si la inversión hecha trae beneficios económicos para la empresa. Sin embargo, no es fácil realizar una comparación entre la producción obtenida en una geonavegación convencional y otra azimutal ya que las características de la Arena Objetivo son muy variables de un pozo a otro.

No obstante, según la información suministrada por la compañía, es posible determinar que para un pozo geonavegado con un 100% de éxito, se podrá obtener una producción de hasta 3-5 veces mayor que la producción de un pozo vertical. Es decir, el aumento de la producción es directamente proporcional al éxito obtenido en la geonavegación del pozo.

A su vez, el éxito de la perforación depende del óptimo posicionamiento del pozo dentro de la Arena Objetivo, lo cual, según los resultados obtenidos en el análisis de pozos geonavegados, se logra con el uso de las herramientas azimutales.

Es decir, el uso de herramientas azimutales, optimiza el posicionamiento del pozo dentro de la Arena Objetivo, lo cual genera un aumento en la producción del pozo, respecto a una geonavegación con herramientas convencionales.

10.3 BALANCE COSTO – BENEFICIO

Según los resultados obtenidos en cuanto a los costos de perforación y producción, el incremento en el costo de la perforación con herramientas azimutales, se ve justificado por los beneficios que estas proporcionan en cuanto a al aumento de la producción al permitir un mejor posicionamiento del pozo dentro de la Arena Objetivo.

Adicionalmente, es importante tener en cuenta que el incremento en el costo de las herramientas azimutales, también se puede ver justificado, puesto que al optimizar el posicionamiento del pozo, las herramientas azimutales disminuyen la probabilidad de que sea necesaria la perforación de pozos tipo Sidetrack. Los pozos de tipo Sidetrack, son un desvío del pozo perforado originalmente y se perforan como acción correctiva cuando la perforación original no resulta exitosa. De ser necesaria la perforación de este tipo de pozos, los costos de perforación aumentarían considerablemente.



11. CONCLUSIONES

Se realizó la descripción de cada uno de los métodos aplicados en la geonavegación de pozos horizontales (métodos convencionales y métodos azimutales) y se determinó el aporte de cada uno de ellos en la reducción de incertidumbre geológica en el momento de geonavegar un pozo horizontal.

En escenarios geológicos complejos como la Cuenca de los Llanos Orientales, es importante tener en cuenta toda la información posible tanto de las zonas aledañas al sitio de perforación, como de las propiedades mismas del reservorio y realizar una integración de la información adquirida antes y durante la perforación, puesto que entre mayor información se tenga, la reducción de la incertidumbre geológica será mayor.

Implementar métodos convencionales en la geonavegación de pozos horizontales es útil en cuanto al desarrollo del plan inicial para el posicionamiento del pozo ya que permite tener una idea general de las características y propiedades del yacimiento. Sin embargo, dificultan el proceso de geonavegación dentro de la Arena Objetivo ya que manejan un amplio grado de incertidumbre y, en escenarios geológicos complejos, donde se presentan cambios repentinos en las propiedades no es posible anticipar dichos cambios a tiempo, por lo cual se deben tomar acciones correctivas en cuanto a la trayectoria del pozo.

En la geonavegación de pozos horizontales mediante el uso de herramientas azimutales es posible lograr una disminución significativa de la incertidumbre geológica pues permite anticipar los cambios de propiedades dentro de la Arena Objetivo. De esta manera se optimiza el posicionamiento del pozo pues la trayectoria se mantiene dentro de las zonas más prospectivas, logrando un mayor éxito en la geonavegación. Sin embargo, en algunas ocasiones la heterogeneidad

del reservorio impide que la herramienta sea útil, por lo cual se puede decir que siempre existirá cierto grado de incertidumbre geológica.

Mediante el análisis de *Net Pay* para pozos verticales, se determina que los registros de *mudlogging* son importantes en la detección de zonas con presencia de hidrocarburos, sin embargo, esta información deberá corroborarse con otros métodos pues nivel de exactitud es muy bajo debido a las múltiples variables que pueden influir en el resultado final. Con los registros eléctricos, el grado de incertidumbre se va disminuyendo hasta que finalmente con la evaluación petrofísica se pueden determinar las zonas con *Net Pay* que cumplen con los parámetros establecidos por la compañía.

Mediante el análisis de *Net Pay* para pozos horizontales, en promedio, con las herramientas azimutales se logró un 89% de éxito en la geonavegación, de haber geonavegado los pozos con los métodos convencionales se habría obtenido un 46% de éxito. Es decir, el uso de herramientas azimutales permitió obtener un incremento de 43% en el éxito de la geonavegación de pozos horizontales.

Según los resultados obtenidos en el análisis costo – beneficio, es posible determinar que al geonavegar un pozo con herramientas azimutales los costos se incrementan significativamente frente a los costos de las herramientas convencionales. Por otra parte, el aumento de la producción está ligado al éxito de la perforación, y a su vez, son las herramientas azimutales las que permiten un mayor porcentaje de éxito. Es decir, los beneficios de implementar las herramientas azimutales se ven reflejados en un aumento significativo de la producción, con lo cual, se ve justificada la inversión realizada por la compañía.



12. RECOMENDACIONES

Para este trabajo se evaluaron los beneficios de las herramientas azimutales en cuanto a la reducción de incertidumbre geológica y el óptimo posicionamiento de los pozos dentro del reservorio. Se recomienda realizar estudios en los cuales se evalúen los beneficios de esta herramienta en cuanto a otros parámetros como reducción o retraso de la producción de agua y actualización del modelo geológico del campo.

Actualmente se encuentra en el mercado una nueva generación de herramientas azimutales que permiten la detección de múltiples límites de capas. Se recomienda realizar un estudio comparativo entre esta nueva herramienta y la herramienta azimutal estándar, con el fin de conocer los beneficios que esta trae para la geonavegación de pozos horizontales.

BIBLIOGRAFIA

ABLARD, Peter, *et al.* El Rol en Expansión de los Registros de Lodo. En: Oilfield Review, Primavera, 2012. vol. 24, no. 1, p. 28 - 47.

ANH. Área crudos pesados – Informe de prospectividad. Colombian Round 2008.

ANH. Llanos Orientales. Open Round Colombia 2010.

ANH. Cuenca Llanos Orientales - Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos. Colombia: ANH, 2012. 209 p.

BARCLAY, Frazer, *et al.* Inversión sísmica: Lectura entre líneas. En: Oilfield Review, Verano, 2008. vol. 20, no. 2, p. 44 - 66.

BARRERO, Darío, *et al.* Colombian sedimentary basins: Nomenclature, boundaries and petroleum geology, a new proposal. Bogota: ANH, 2007. 92 p.

BAYONA, German, *et al.* Paleocene-middle Miocene flexural-margin migration of the nonmarine Llanos foreland basin of Colombia. En: CT&F- Ciencia, Tecnología y Futuro. Diciembre, 2007. vol. 3, no. 3, p. 51 - 70.

BENDECK, Jorge .Perfiles Eléctricos, Una Herramienta Para la Evaluación de Formaciones. Bogotá: Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos del Petróleo, 1992. 520 p.

BITTAR, Michael, *et al.* A new azimuthal deep-reading resistivity tool for geosteering and advanced formation evaluation. En: SPE Reservoir Evaluation & Engineering. Abril, 2009. vol. 12, no. 2, p. 270 - 279.

BONNER, Steve, et al. Resistivity While Drilling — Images from the String. En: Oilfield Review. Primavera, 1996. vol. 8, no. 1, p. 4 – 19.

BROWN, Alistair R. Interpretation of three-dimensional seismic data. 6 ed. Tulsa, OK: American Association of Petroleum Geologists and Society of Exploration Geophysicists, 2004. 534 p.

CEDIEL, Fabio, *et al.* Petroleum geology of Colombia. Medellín: Universidad EAFIT – ANH, 2011. 186 p.

CEVALLOS, Sheidy. Análisis comparativo de la obtención de registros eléctricos en tiempo real (LWD) entre herramientas acimutales y convencionales para el geoposicionamiento de pozos direccionales de alto ángulo y horizontales. Tesis de pregrado. Quito, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional, 2010. 142 p.

CHELOTTI, L.; ACOSTA, N., y FOSTER, M. Adquisición sísmica de reflexión. Cátedra de Geofísica Aplicada. Argentina: Universidad Nacional de Patagonia San Juan Bosco, 2009. 13 p.

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.

CHEN, Quincy y SIDNEY, Steve. Seismic attribute technology for reservoir forecasting and monitoring. En: The Leading Edge, Mayo, 1997. vol. 16, no. 5, p. 445 – 448.

CHOPRA, Satinder y MARFURT, Kurt. Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization. Tulsa, OK: Society of Exploration Geophysicists, 2007. 26 p.

CHOU, Lawrence, *et al.* Hacia un mejoramiento en la producción. En: Oilfield Review. Invierno, 2005/2006. vol. 17, no. 3, p. 60 – 71.

COOPER, M.A., *et al.* Basin development and tectonic history of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and middle Magdalena Valley, Colombia. En: AAPG Geologists Bulletin. Octubre, 1995. vol. 79, no. 10, p. 1421–1443.

DE PORTA, J. Lexique Stratigraphique International Amérique Latine: Colombie, v. 5, fascicule 4b. Paris: Centre National de la Recherche Scientifique, 1974.

ELLIS, Darwin y SINGER, Julian. Well Logging for Earth Scientists. Dordrecht: Springer, 2007. 699 p.

FEBRES, J. y GUEVARA, C. Perforacion Direccional. Venezuela: Universidad de Oriente - Nucleo de Monagas, 2009.

FLOREZ J, H. Manual básico para la toma de muestras de canal de pozos petroleros. Venezuela: Oxialquilados Venezolanos, 2007. 81 p.

GAYA, María. A. Procesado de sísmica de reflexión en el Complejo Turbidítico de Ainsa, Huesca (España). Tesis de pregrado. Sertenejas, Venezuela: Universidad Simón Bolívar, 2004. 125 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.

GÓMEZ, Diego. Análisis de la existencia de pitfalls en la interpretación de líneas sísmicas 2D mediante la conversión a profundidad por los métodos de image-ray y vertical stretched. Tesis de pregrado. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander, 2011. 71 p.

GÓMEZ, Yohaney, et al. Aspectos hidrodinámicos, estructurales y estratigráficos del Campo Rubiales. Cuenca de los Llanos Orientales, Colombia. En: Simposio Bolivariano Exploración Petrolera en Cuencas Subandinas (10: 26 - 29, Julio: Cartagena, Colombia). Conference Paper. Cartagena: 2009. 7 p.

GRIFFITHS, Roger. Well placement fundamentals. Texas: Schlumberger, 2009.

HALLIBURTON. Sperry Drilling MWD/LWD Services Brochure. 2010.

HALLIBURTON. Sensor de Resistividad Azimutal Profunda ADR™. Tool Brochure. 2012

HALLIBURTON. Sperry Drilling - DGR™ (Dual Gamma Ray) Tool. Tool Brochure. 2012.

HALLIBURTON. Sensor de resistividad azimutal focalizada AFR™. Tool Brochure. 20013

HALLIBURTON. (2013). Sperry Drilling – Sensores EWR® -PHASE 4™. Tool Brochure.

HAWKER, David. Evaluación e interpretación de hidrocarburos. Calgary: Datalog, 1997. 221 p.

HAWKER, David; VOGT, Karen y ROBINSON, Allan. Manual de perforación: procedimientos y operaciones en el pozo. Canadá: Datalog, 2001. 278 p.

INTERNATIONAL LOGGING. Curso de Mudlogging. Perú: Autor, 2006. 75 p.

JIMÉNEZ, Giovanni, et al. Facies sedimentarias y parámetros geoquímicos para el intervalo Paleoceno Superior: transecta Casanare-Arauca (Piedemonte llanero, Colombia). En: Boletín de Geología. Julio – Diciembre, 2008. vol. 30, no. 2, p. 13 – 20.

JOSHI, Sada. Horizontal Well Technology. Tulsa, OK: Penn Well Publishing Company, 1991. 287 p.

LAPEYROUSE, Norton J. Formulas and calculations for drilling, production and workover. Amsterdam: Gulf Professional Publishing, 2002. 183 p.

NOTESTEIN, Frank B.; HUBMAN, Carl y BOWLER, James W. Geology of the Barco Concession, Republic of Colombia, South America. En: Geological Society of America Bulletin. 1944. vol. 55, no. 10, p. 1165 –1216.

PACIFIC RUBIALES ENERGY. Informe interno. 2014.

PASSEY, Quinn, *et al.* Overview of high-angle and horizontal well formation evaluation: Issues learnings and future directions. En: Simposio SPWLA 46th Annual Logging Symposium (26 - 29, Junio: New Orleans, Louisiana). Conference Paper. New Orleans: 2005. 7 p.

PDVSA - CIED. Registros en hoyo desnudo y entubado. Venezuela: Autor, 1999. 214 p.

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. 15 p.

PIXLER, B. O. Formation evaluation by analysis of hydrocarbon ratios. En: Journal of Petroleum Technology. Junio, 1969. vol. 21, no. 6, p. 665 - 670.

RIDER, Malcolm H. The Geological Interpretation of Well Logs. Escocia: Rider French Consulting Ltd, 2002. 290p.

SCHLUMBERGER. Log interpretation principles/applications. Houston, Texas: Schlumberger Educational Services, 1989. 241 p.

SKOOG Douglas A.; WEST Donald M. y Holler, F. Fundamentos de química analítica. México: Editorial Thomson, 2005.

SPERRY-SUN DRILLING SERVICES. Basic Mudlogging: Middle East Training Center. [S.I.]: Autor, 2002. 121 p.

SWANSON, Roger G. Sample Examination Manual - Methods in Exploration Series. Tulsa, OK: AAPG, 1981. 95 p.