

**ANÁLISIS Y CONTROL DE CALIDAD A DATOS OBTENIDOS DE POZO DE LA  
CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA UTILIZANDO EL SOFTWARE  
ESPECIALIZADO DE REGISTROS DE MUD LOGGING**

**DIEGO ALEJANDRO SÁNCHEZ FAJARDO**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2015**



**ANÁLISIS Y CONTROL DE CALIDAD A DATOS OBTENIDOS DE POZO DE LA  
CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA UTILIZANDO EL SOFTWARE  
ESPECIALIZADO DE REGISTROS DE MUD LOGGING**

**DIEGO ALEJANDRO SÁNCHEZ FAJARDO**

**Trabajo de grado para optar al título de  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**FELIX ARENAS RUEDA  
INGENIERO DE PETRÓLEOS  
DIRECTOR**

**LUZ VALENCIA MUÑOZ  
GEÓLOGA  
TUTORA DE LA EMPRESA WEATHERFORD**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2015**

## DEDICATORIA

A Dios, porque este trabajo como todo en mi vida ha sido por obra y gracia de él, ya que me ha hecho fuerte, persistente, paciente, honesto y humilde; quien me ha enseñado que las cosas en la vida no son fáciles, pero con él de la mano nada es imposible.

A Liliana, mi madre, que me ha enseñado a luchar por mis sueños, a nunca desfallecer, que las mejores cosas de la vida no siempre ocurren cuando uno las desea, pero que el tiempo de Dios es perfecto.

A Delia, mi abuela y segunda mamá, tu viejita hermosa que me criaste con el mayor amor del mundo y me educaste para ser un hombre de bien, gracias a ti hoy soy quien soy.



## AGRADECIMIENTOS

A Dios, por guiarme en este arduo proceso de formación personal y profesional, por haberme dado la oportunidad de estudiar en tan maravillosa universidad como lo es la Universidad Industrial de Santander.

A Liliana y Martin, mis padres, por su esfuerzo incansable y el sacrificio hecho para que no me faltara nada mientras me educaba, para finalmente poder conseguir este logro que nos llena de orgullo.

A Tatiana, que con su amor incondicional y paciencia infinita me lleno de paz en momentos difíciles, este logro también es tuyo mi amor.

A Luz y Felix, mis directores de la práctica empresarial por hacerme crecer profesionalmente y guiarme en el desarrollo de este trabajo.

A mis profesores y todas aquellas personas que hicieron parte de mi proceso de formación académica, por enseñarme lo que sé, corregir mis errores y por incentivar en mí el espíritu de investigar lo que ignoro.

A la empresa Weatherford y a la línea de operaciones Surface Logging Systems SLS por brindarme la oportunidad de realizar mi práctica empresarial.

A todas las personas involucradas que de una u otra manera contribuyeron en la realización de este trabajo de grado.

## TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN .....	18
1. TEMA DE INVESTIGACIÓN .....	20
1.1 PREGUNTA DE LA INVESTIGACIÓN.....	20
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	20
2. OBJETIVOS.....	21
2.1 OBJETIVO GENERAL .....	21
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	21
3. JUSTIFICACIÓN.....	22
4. DISEÑO METODOLÓGICO.....	23
4.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	23
4.2 HIPÓTESIS.....	23
4.3 VARIABLES DEL PROCESO .....	24
5. PLAN DE DESARROLLO DE LOS OBJETIVOS .....	25
6. CRONOGRAMA .....	27
7. MARCO DE REFERENCIA.....	28
7.1 MARCO TEÓRICO .....	28
7.1.1 Generalidades de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.....	29
7.1.1.1 Localización. ....	29
7.1.1.2 Sección Geológica.. ....	30
7.1.1.3 Información general de la cuenca. ....	31
7.1.1.4 Geología del Petróleo .....	32

7.1.1.4.1 Evidencia de hidrocarburos.....	32
7.1.1.4.2 Roca fuente.....	32
7.1.1.4.3 Migración. ....	32
7.1.1.4.4 Reservorio.....	32
7.1.1.4.5 Sello. ....	33
7.1.1.4.6 Trampa.....	33
7.1.1.4.7 Prospectividad. ....	33
7.2 MARCO GEOLÓGICO.....	33
7.2.1 Descripción de formaciones geológicas.....	34
7.2.1.1 Formación Girón. ....	34
7.2.1.2 Formación Arcabuco-Los Santos.....	34
7.2.1.3 Formación Rosablanca.. ....	35
7.2.1.4 Formación Paja.....	35
7.2.1.5 Formación Tablazo.....	35
7.2.1.6 Formación Simití.. ....	35
7.2.1.7 Formación La Luna.....	35
7.2.1.8 Formación Umir .....	36
7.2.1.9 Formación Lisama.....	36
7.2.1.10 Formación La Paz.. ....	36
7.2.1.11 Formación Esmeralda.....	36
7.2.1.12 Formación Mugrosa.. ....	36
7.2.1.13 Formación Colorado.....	37
7.2.1.14 Formación Real.....	37
7.3 FUNDAMENTOS DE PERFORACIÓN .....	39
7.3.1 Tipos de torres de perforación. ....	39
7.3.2 Partes de un equipo de perforación. ....	40
7.3.3 Fluidos de perforación. ....	44
7.3.3.1 Funciones del fluido de perforación. ....	44
7.3.3.2 Fluidos más comunes. ....	44
7.3.4 Parámetros de perforación.....	45

7.3.4.1 Rata de penetración (ROP).....	45
7.3.4.2 Peso sobre la broca (WOB). ....	46
7.3.4.3 Peso sobre el gancho (HOOK LOAD).....	47
7.3.4.4 Revoluciones por minuto (RPM). ....	48
7.3.4.5 Presión de bomba (STANDPIPE PRESSURE - SPP).. ....	49
7.3.4.6 Torque.....	51
7.4 FUNDAMENTOS DE REGISTROS DE POZO .....	52
7.4.1 Logging. ....	53
7.4.2 Wireline.....	53
7.4.3 LWD.....	53
7.4.4 Registros de Mud Logging .....	53
7.4.4.1 Muestras de zanja.....	54
7.4.4.2 Cavings.....	55
7.4.5 Registros Eléctricos (Logging). ....	56
7.4.5.1 Herramientas. ....	56
7.4.5.2 Gamma Ray Log.....	57
7.4.5.3 Resistivity Log.....	57
7.4.5.4 Sonic Log.....	58
7.4.5.5 Spontaneous Potential (SP).....	58
7.4.5.6 Density Log.....	59
7.4.5.6.1 Efecto de los hidrocarburos sobre la densidad.. ....	60
7.4.5.6.2 Efecto de la Arcilla sobre la densidad.. ....	60
7.4.5.7 Neutron Porosity Log.. ....	60
7.4.5.8 Caliper Log.....	61
7.4.5.9 Bit Size Log.....	61
7.4.6 Registro grafico compuesto (RGC).....	62
7.5 SOFTWARE ESPECIALIZADO DE REGISTROS DE POZO (WELLWIZARD). .....	62
7.5.1 Complementos del Software.....	64
7.5.1.1 WinSCP.. ....	64

7.5.1.2 PuTTY.....	65
7.5.2 Carga y restauración de la base de datos.....	65
7.5.3 Canales de información. ....	69
7.5.4 Visualización y manejo del Software WellWizard.....	73
8. ESTRATIGRAFÍA DEL POZO SANTOS XXX.....	76
8.1 TOPES DE FORMACIÓN.....	76
8.2 DESCRIPCIÓN DE FORMACIONES .....	77
8.2.1 Formación Real.....	77
8.2.2 Discordancia Mioceno / Formación Mugrosa .....	78
8.2.3 Formación Esmeraldas .....	79
8.2.4 Formación La Paz.....	79
9. ANÁLISIS DE PROPORCIONES DE ACEITE Y GAS.....	81
9.1 MANIFESTACIÓN DE HIDROCARBUROS.....	81
9.1.1 Detección de Hidrocarburos.....	81
9.1.1.1 Olor.....	81
9.1.1.2 Manchamiento y sangramiento visible.....	81
9.1.1.3 Prueba con ácido (HCl).....	82
9.1.1.4 Fluorescencia natural (luz ultravioleta).....	82
9.1.1.5 Fluorescencia del corte.....	83
9.1.1.6 Mojabilidad (wettability).....	84
9.1.2 Calificación del Show de Hidrocarburos.....	84
9.1.2.1 Distribución del manchamiento de aceite.....	84
9.2 MANIFESTACIÓN DE GAS.....	87
9.2.1 Tipos de gas. ....	87
9.2.1.1 Gas de formación o liberado.....	87
9.2.1.2 Gas producido.....	87
9.2.1.3 Gas reciclado.....	87
9.2.1.4 Gas de contaminación.....	87
9.2.1.5 Gas de background.....	88

9.2.1.6 Gas de viaje .....	88
9.3 ANÁLISIS DE LAS MANIFESTACIONES DE ACEITE Y GAS .....	90
9.3.1 Terminología .....	90
9.3.2 Reglas para el análisis de las proporciones de gas .....	92
9.3.3 Análisis de Manifestación de Gas .....	95
10. ANÁLISIS Y CONTROL DE CALIDAD A PARÁMETROS DE PERFORACIÓN DEL POZO SANTOS XXX .....	101
11. REINTERPRETACIÓN LITOLÓGICA DEL POZO SANTOS XXX .....	106
11.1 HERRAMIENTAS PARA INTERPRETACIÓN .....	106
11.2 CONVENCIONES PARA LA LITOLOGÍA .....	111
11.3 RESULTADOS DE LA INTERPRETACIÓN .....	111
11.4 GENERACIÓN DEL REGISTRO GRAFICO COMPUESTO .....	124
12. CONCLUSIONES .....	126
13. RECOMENDACIONES .....	129
BIBLIOGRAFÍA .....	130
ANEXOS .....	132

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Localización de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. ....	30
Figura 2. Sección Geológica Cuenca del Valle Medio del Magdalena. ....	31
Figura 3. Columna estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. ...	38
Figura 4. Perspectiva esquemática de un equipo de perforación rotatoria. ....	43
Figura 5. Interpretación litológica con base en la ROP. ....	46
Figura 6. Sensor de HOOKLOAD y WOB. ....	47
Figura 7. Sensor de RPM. ....	48
Figura 8. Sensor de Standpipe Pressure. ....	51
Figura 9. Sensor de Torque. ....	52
Figura 10. Toma y configuración de datos. ....	63
Figura 11. Visualización de parámetros de perforación en tiempo real. ....	64
Figura 12. Print screen, Icono ejecutable y ventana de inicio software WinSCP. ...	65
Figura 13. Print screen, Bandeja de entrada de la información software WinSCP.	66
Figura 14. Print screen, Ventana de inicio software PuTTY. ....	67
Figura 15. Print screen, Comandos de acceso al servidor. ....	67
Figura 16. Print screen, comandos de manipulación de bases de datos. ....	68
Figura 17. Print screen, búsqueda de base de datos para restaurar. ....	69
Figura 18. Print screen, Procedimiento para la creación de canales. ....	71
Figura 19. Print screen, selección y adecuación de base de datos. ....	72
Figura 20. Print screen, procedimiento para cargar plantillas ....	73
Figura 21. Print screen, control de calidad de la presentación ....	74
Figura 22. Print screen, como modificar los bitmaps. ....	75
Figura 23. Topes de Formación Pozo Santos XXX. ....	77
Figura 24. Tabla de manifestación de aceite pozo Santos XXX ....	86
Figura 25. Tabla de manifestación de gas pozo Santos XXX ....	89
Figura 26. Tabla de Reglas para Proporción de Humedad (Wh). ....	92

Figura 27. Tabla de Relación de Balance (Bh). .....	93
Figura 28. Tabla de Proporción C1/C2. ....	93
Figura 29. Intervalo analizado de la Formación Mugrosa (Intervalo 3832 pies – 3900 pies) .....	95
Figura 30. Método de interpretación Pixler (Intervalo 3832 pies – 3900 pies) .....	96
Figura 31. Intervalo analizado de la Formación Esmeraldas (5610 pies–5640 pies) .....	97
Figura 32. Método de interpretación Pixler (Intervalo 5610 pies – 5640 pies). ....	98
Figura 33. Intervalo analizado de la Formación La Paz (6270 pies – 6340 pies)...	99
Figura 34. Método de interpretación Pixler (Intervalo 6270 pies – 6340 pies). ....	100
Figura 35. Filtro a parámetros de perforación en Excel del Pozo Santos XXX ....	101
Figura 36. Ejemplo de análisis de parámetros de perforación del Pozo Santos XXX.....	102
Figura 37. Ejemplo de error en los valores de la RPM.....	103
Figura 38. Ejemplo de error en la data de la ROP. ....	104
Figura 39. Valores ideales para la interpretación de registros eléctricos. ....	106
Figura 40. Atlas of Log Responses. ....	107
Figura 41. Atlas of Log Responses. ....	108
Figura 42. Atlas of Log Responses. ....	109
Figura 43. Response log fluid. ....	110
Figura 44. Response log fluid. ....	110
Figura 45. Convenciones para identificación litológica. ....	111
Figura 46. Intervalo (3100 pies – 3380 pies) sin reinterpretar.....	113
Figura 47. Intervalo (3100 pies – 3380 pies) reinterpretado. ....	114
Figura 48. Intervalo (4850 pies – 5130 pies) sin reinterpretar.....	116
Figura 49. Intervalo (4850 pies – 5130 pies) reinterpretado. ....	116
Figura 50. Intervalo (5740 pies – 6020 pies) sin reinterpretar.....	119
Figura 51. Intervalo (5740 pies – 6020 pies) reinterpretado. ....	119
Figura 52. Formación La Paz sin reinterpretar.....	122
Figura 53. Formación La Paz reinterpretado. ....	122

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Plan de desarrollo de los objetivos .....	25
Tabla 2. Cronograma .....	27
Tabla 3. Información general de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena .....	31

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
ANEXO A. ESTADO MECÁNICO DEL POZO SANTOS XXX .....	133
ANEXO B. MAPA DE LOCALIZACIÓN POZO SANTOS XXX.....	133
ANEXO C. COORDENADAS DE LOCALIZACIÓN DEL POZO SANTOS XXX...	134
ANEXO D. INFORMACIÓN DEL POZO SANTOS XXX. ....	134
ANEXO E. CONVENCIONES LITOLÓGICAS DEL POZO SANTOS XXX .....	136
ANEXO F. CONVENCIONES DE INGENIERÍA DEL POZO SANTOS XXX.....	137
ANEXO G. TOPES DEL POZO SANTOS XXX.....	137
ANEXO H. PRUEBA DE PRODUCCIÓN DEL POZO SANTOS XXX.....	138
ANEXO I. HEADER DEL POZO SANTOS XXX.....	139

## RESUMEN

**TITULO:** ANÁLISIS Y CONTROL DE CALIDAD A DATOS OBTENIDOS DE POZO DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA UTILIZANDO EL SOFTWARE ESPECIALIZADO DE REGISTROS DE MUD LOGGING.

**AUTOR:** DIEGO ALEJANDRO SANCHEZ FAJARDO\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Mud Logging, Registros de Pozo, Registro Grafico Compuesto RGC, Manifestación de Hidrocarburos, WellWizard.

La unión de las diversas herramientas de Wireline y Mud Logging tiene como propósito minimizar la incertidumbre y los riesgos asociados a la etapa de perforación, por ende, la elaboración de Registros Gráficos Compuestos, monitoreo y análisis a los parámetros de perforación, descripción detallada de muestras de zanja tienen el fiel objetivo de aumentar la calidad y confiabilidad de los resultados obtenidos producto de esta combinación.

Se hizo un análisis y control de calidad a todos los parámetros de perforación, observando su comportamiento según la litología que estaba atravesando, todos los errores deben ser corregidos para la posterior evaluación que se hace a la litología, por medio del Software especializado de registros de Mud Logging.

El análisis de proporciones de aceite y gas se desarrolló con el fin de conocer aún más el yacimiento, establecer la manifestación de hidrocarburos y de gas fue fundamental, con ayuda del método de interpretación Pixler se llegó a que podrían corresponder a una zona con presencia de aceite productivo y buena permeabilidad.

Se siguió con el montaje de la base de datos traída del pozo en el Software WellWizard con ayuda de los complementos WinSCP y PuTTY, para cotejar la información suministrada por los Loggers de la unidad, en cuanto a la descripción de las muestras de zanja pintadas en el FEL MD con respecto a los registros eléctricos corridos en el pozo, se encontraron discordancias, las cuales probablemente fueron causadas por los Washout; por ende, fue necesario hacer una reinterpretación litológica y generación del Registro Grafico Compuesto (RGC) para la entrega final que se hace al cliente.

---

\*Trabajo de Grado.

\*\*Facultad de Ingeniería Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director: Arenas Rueda, Felix. Tutor: Valencia Muñoz, Luz Yenci.

## ABSTRACT

**TITLE:** ANALYSIS AND QUALITY CONTROL TO DATA OBTAINED OF WELL OF THE BASIN MIDDLE MAGDALENA VALLEY USING THE SOFTWARE SPECIALIZED OF LOGS OF MUD LOGGING.

**AUTHOR:** DIEGO ALEJANDRO SANCHEZ FAJARDO\*\*

**KEYWORDS:** Mud Logging, Well Logs, Graphic Logs Composite RGC, Manifestation of Hydrocarbons, WellWizard.

The union of the different tools Wireline and Mud Logging intended minimize the uncertainty and risks associated with the drilling stage, therefore, the elaboration of Graphics Logs Composite, monitoring and analysis of drilling parameters, detailed description of samples ditch have the faithful goal of increasing the quality and reliability of the results obtained product of this combination.

Analysis and quality control for all drilling parameters was made, observing their behavior according to lithology was going through, all errors must be corrected for evaluation subsequent that is made to lithology, through specialized software logs Mud Logging.

The analysis of proportions of oil and gas was developed to meet even the reservoir, establish the manifestation of oil and gas was essential, using the method of interpretation Pixler was reached that would correspond to an area with presence of oil production and good permeability.

It was followed by mounting the database brought from well in the WellWizard Software using the WinSCP and PuTTY supplements, to collate the information provided by the Loggers of the unit, as to the description of the samples ditch painted in the FEL MD with respect to electric logs run in the well, discrepancies were found, which were probably caused by Washout; therefore, it was necessary to make a lithological reinterpretation and generation of Graphic Logs Composite (RGC) for final delivery that is made to the customer.

---

\*Graduate Project.

\*\* Physiochemical Faculty of Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Arenas Rueda, Felix. Tutor: Valencia Muñoz, Luz Yenci.

## INTRODUCCIÓN

Con el constante aumento en el consumo energético a nivel mundial la demanda de petróleo es cada vez mayor, provocando no solo la búsqueda de nuevos yacimientos, sino también la mejora e implementación de nueva tecnología además de una caracterización apropiada del yacimiento.

El monitoreo arduo de los parámetros de perforación, junto con el análisis y descripción detallada de muestras de zanja, son requisitos primordiales en la industria petrolera en la etapa de perforación para el desarrollo de proyectos exploratorios y de producción de campos petrolíferos; para lo cual Weatherford que es una de las compañías prestadora de servicios petroleros más grandes del mundo, cuenta con la línea de SLS (Surface Logging Systems).

La línea de SLS además de encargarse del análisis de los cortes de las formaciones que han sido perforadas o también llamadas muestras de zanja, se encarga del análisis de los fluidos arrastrados y/o atrapados en el lodo de perforación, de esta manera se puede determinar de una manera más precisa y fiable la naturaleza del subsuelo, que es información muy relevante para el entendimiento y caracterización de la zona de interés. Toda esta información es compilada para la elaboración del RGC (Registro Grafico Compuesto), que es un servicio que presta SLS, el cual se encarga de integrar la información obtenida durante la perforación del pozo y posterior al mismo. Dentro de la información integrada se encuentran los registros eléctricos, manifestaciones de petróleo y gas, litología, datos de desviaciones, presiones de formación, peso y tipo de lodo utilizado, topes de formación etc... Incluyendo también los datos adicionales requeridos por la operadora.

El análisis y control de calidad a datos es una corrección de la información suministrada por el software especializado, el personal técnico, y por los sensores



análogos y digitales ubicados en las distintas partes del taladro; que se hace para luego entregar a la operadora cliente un compendio de esta información en un informe preciso y detallado junto con los registros requeridos por la misma.

## 1. TEMA DE INVESTIGACIÓN

### 1.1 PREGUNTA DE LA INVESTIGACIÓN

¿Por qué es tan importante realizar un análisis y control de calidad minucioso a los datos provenientes de pozo?

### 1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Durante la fase de perforación la unidad de Mud Logging ejecuta un monitoreo ininterrumpido de los parámetros de perforación y análisis a las muestras de zanja, todo con el fin de entregar la información conjunta en un registro de superficie, definido como el registro principal FEL MD (Formation Evaluation Log).

Al generar el registro FEL MD entran en juego una gran cantidad de variables y factores que pueden provocar un error en la generación del mismo, como lo son la calibración de los sensores, problemas durante la perforación como pegadas de tubería, la presencia de fluidos ajenos al lodo de perforación que pueden afectar la lectura del sensor, la geometría del pozo, el buen manejo de los equipos, la experiencia del personal encargado y demás, provocando incertidumbre y desasosiego en las interpretaciones litológicas que se realizan.

En la industria del petróleo no hay cabida a dudas ni a ningún tipo de incertidumbre, ya que esto solo se transformaría en grandes pérdidas económicas y sociales; por lo tanto es sumamente importante que la reputación de la empresa prestadora de servicios no se vea afectada.

## 2. OBJETIVOS

### 2.1 OBJETIVO GENERAL

Analizar y hacer un control de calidad a datos obtenidos de pozo de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, a partir de la información adquirida del software especializado, del personal técnico, y de los sensores análogos y digitales ubicados en las distintas partes del taladro.

### 2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Compilar la información litológica de estudios precedentes que se hayan realizado en pozos de la cuenca del Valle Medio del Magdalena.
- Obtener conocimientos básicos sobre el manejo del software WellWizard, Mud Logging e interpretación de registros eléctricos.
- Recopilar y analizar la información proveniente de campo en las áreas de ingeniería y geología para la elaboración del registro grafico compuesto del pozo Santos XXX.
- Cotejar la información tomada por la Unidad de Mud Logging con respecto al comportamiento de los registros eléctricos que fueron corridos en el pozo Santos XXX.
- Hacer el control de calidad final reinterpretando la litología para la elaboración del registro grafico compuesto del pozo Santos XXX.

### 3. JUSTIFICACIÓN

La unión de las diversas herramientas de Wireline y Mud Logging tiene como propósito minimizar la incertidumbre y los riesgos asociados a la etapa de perforación, por ende, la elaboración de Registros Gráficos Compuestos, monitoreo y análisis a los parámetros de perforación, descripción detallada de muestras de zanja tienen el fiel objetivo de aumentar la calidad y confiabilidad de los resultados obtenidos producto de esta combinación.

El fin del desarrollo de este proyecto radica en que el cliente de Weatherford Colombia Ltda. Podrá entender la importancia de la unión de las herramientas de Wireline y Mud Logging para obtener resultados confiables y de calidad.

La capacitación y entrenamiento que recibe el estudiante en cuanto al manejo del software especializado, la interpretación de registros y la gestión de calidad, es brindada por la empresa Weatherford Colombia Ltda. Con el propósito de mejorar la calidad y nivel académico del estudiante próximo a graduarse, el cual se desenvolverá en la industria del petróleo en la búsqueda de la optimización de procesos, datos, interpretaciones y resultados.

## 4. DISEÑO METODOLÓGICO

### 4.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

El tipo de investigación que se desarrolla en este trabajo es descriptivo, ya que se quiere especificar las propiedades importantes del control de calidad que se le hace a cada uno de los datos obtenidos de un pozo de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena por parte de la línea SLS (Surface Logging Systems) de la empresa Weatherford Colombia Ltda., para luego someterlos a un análisis con ayuda del Software especializado, y por ultimo generar las correcciones y reinterpretaciones que se requieran para la elaboración del Registro Grafico Compuesto (RGC) y por ultimo hacer la entrega final de resultados al cliente.

### 4.2 HIPÓTESIS

El proceso empieza con la búsqueda y recopilación de información geológica de la cuenca, luego se adquirirá información acerca de Mud Logging, mediante la revisión de documentos y artículos suministrados por Weatherford Colombia Ltda; posteriormente se desarrollará un entrenamiento en el manejo de software Wellwizard, herramientas y manipulación de datos adquiridos en pozo, por parte del personal de la línea SLS (Surface Logging Systems) de la empresa Weatherford Colombia Ltda.

Una vez terminada la capacitación, se adquiere y se selecciona la información del pozo al que se le va a hacer el análisis y control de calidad, este procedimiento abarca la revisión del informe final de perforación del pozo, revisión de los registros de evaluación de formaciones producto de la etapa de perforación, adquisición y clasificación de la información tomada por parte de las líneas de Wireline (Base de Datos de Registros Eléctricos) y Mud Logging (ROP,

Cromatografía de Gases, Oil Shows y Litología Interpretada de los registros primarios).

El siguiente paso consta de procesar, analizar y hacer una reinterpretación litológica de la información. Una vez está clasificada la información de los registros eléctricos requeridos, se procede a importar dicha información al Software WellWizard para dar inicio al proceso de reinterpretación litológica y elaboración del Registro Grafico Compuesto (RGC).

#### **4.3 VARIABLES DEL PROCESO**

Teniendo en cuenta, que con este trabajo se quiere realizar un análisis y control de calidad a los datos de un pozo, para corregir y reinterpretar la información errónea, las principales variables a tener en cuenta son las requeridas para la reinterpretación litológica, las variables propias del Registro Grafico Compuesto (RGC) y la estructura del informe final del pozo. Entonces según las variables para la reinterpretación litológica se debe tener en cuenta el análisis de los registros de pozo, la descripción de muestras de zanja y el montaje de los datos de registros eléctricos obtenidos por Wireline, esto permite establecer un paralelo que actúa como base para para realizar la interpretación litológica del subsuelo, también se debe tener en cuenta las condiciones particulares de cada pozo. Para el Registro Grafico Compuesto (RGC) se necesita el estado mecánico del pozo, la manifestación de aceite, las coordenadas de localización, pruebas de producción, registros eléctricos corridos durante la evaluación del pozo, tubería de revestimiento utilizada. Por último la estructura del informe final del pozo, en donde se incluye desde los objetivos de la perforación del pozo, resumen geológico hasta el reporte diario de operaciones.

## 5. PLAN DE DESARROLLO DE LOS OBJETIVOS

El plan de desarrollo se divide en tres etapas principales; la primera que corresponde a los dos primeros objetivos y consiste en la búsqueda bibliográfica y capacitación, la segunda corresponde al tercer y cuarto objetivo y se basa en la recopilación y análisis de la información del pozo a trabajar, y por último, la tercera etapa consiste al quinto objetivo del proyecto y es la creación del Registro grafico compuesto para la posterior entrega al cliente.

**Tabla 1. Plan de desarrollo de los objetivos**

OBJETIVO	METODOLOGÍA	RECURSO
<p>Compilar la información litológica de estudios precedentes que se hayan realizado en pozos de la cuenca del Valle Medio del Magdalena.</p>	<p>Realizar una búsqueda y recopilación de información geológica de la cuenca usando como base información publicada por la ANH y otros documentos referentes a la geología Colombiana.</p>	<p>Libros, artículos.</p>
<p>Obtener conocimientos básicos sobre el manejo del software WellWizard, Mud Logging e interpretación de registros eléctricos.</p>	<p>Por medio de la adquisición, revisión y análisis tanto de documentos como de artículos suministrados por Weatherford Colombia Ltda., además del entrenamiento en el manejo de software WellWizard, herramientas y manipulación de datos adquiridos en pozo, por parte del personal de la línea</p>	<p>Libros, artículos, software especializado.</p>

	SLS (Surface Logging Systems) de la empresa Weatherford Colombia Ltda.	
Recopilar y analizar la información proveniente de campo en las áreas de ingeniería y geología para la elaboración del registro grafico compuesto del pozo Santos XXX.	Por medio de la adquisición, revisión y análisis de la información suministrada por las unidades en campo pertenecientes al pozo Santos XXX.	Base de datos, software especializado, y documentos del pozo Santos XXX.
Cotejar la información tomada por la Unidad de Mud Logging con respecto al comportamiento de los registros eléctricos que fueron corridos en el pozo Santos XXX.	Realizar una comparación de las muestras de zanjas tomadas por la Unidad de Mud Logging con la información proporcionada por los registros eléctricos en intervalos de profundidad para poder realizar la reinterpretación litológica.	Base de datos, software especializado.
Hacer el control de calidad final reinterpretando la litología para la elaboración del registro grafico compuesto del pozo Santos XXX.	Realizar la reinterpretación adecuada para el pozo Santos XXX y revisar la información restante necesaria suministrada por las unidades de campo para la elaboración del registro grafico compuesto y posterior entrega.	Base de datos, software especializado

## 6. CRONOGRAMA

Los objetivos se realizaran en un periodo de 6 meses, ver tabla 2.

**Tabla 2. Cronograma**

ACTIVIDAD	MESES				
	1	2	3	4	5
Compilar la información litológica de estudios precedentes que se hayan realizado en pozos de la cuenca del Valle Medio del Magdalena					
Obtener conocimientos básicos sobre el manejo del software WellWizard, Mud Logging e interpretación de registros eléctricos.					
Recopilar y analizar la información proveniente de campo en las áreas de ingeniería y geología para la elaboración del registro grafico compuesto del pozo Santos XXX.					
Cotejar la información tomada por la Unidad de Mud Logging con respecto al comportamiento de los registros eléctricos que fueron corridos en el pozo Santos XXX.					
Hacer el control de calidad final reinterpretando la litología para la elaboración del registro grafico compuesto del pozo Santos XXX.					

## 7. MARCO DE REFERENCIA

### 7.1 MARCO TEÓRICO

Weatherford Colombia Ltda. Fue fundada en 1940 y actualmente es una de las compañías de servicios petroleros más grandes del mundo, ha establecido operaciones en más de 100 países y cuenta con un extenso portafolio en el cual provee alta tecnología y servicios que optimizan las operaciones de perforación, completamiento, producción, evaluación e intervención de pozos.

La línea de SLS (Surface Logging Systems) tiene una unidad de servicios en Mud Logging la cual se encarga tanto de la interpretación geológica como de la de ingeniería de yacimientos; junto con el acompañamiento y respaldo de un soporte técnico especializado en los procesos de perforación, análisis y entrega de resultados.

El Mud Logging proporciono durante décadas a los analistas conocimientos acerca de las condiciones existentes en la cara de la broca; además la información tomada con Mud Logging provee a los operadores indicaciones tempranas del potencial del yacimiento, como también alerta acerca de los problemas inminentes de presión de formación. Con las nuevas técnicas de muestreo y análisis, los avances en el diseño de los sensores, la implementación de nuevos métodos de monitoreo como MWD y LWD o Wireline, hacen que la ciencia de registros de lodo se haya convertido en una de las herramientas más importantes en la caracterización de yacimientos y control de parámetros de perforación. Más sin embargo, hoy en día la tecnología LWD o Wireline puede percibir las condiciones existentes en la broca de perforación, las condiciones adversas del pozo en ocasiones impiden el uso de herramientas para adquirir la información por registros en fondo de pozo, es aquí, en donde el Mud Logging sigue informando a los operadores sobre la capacidad de producción de sus pozos.

### 7.1.1 Generalidades de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena

La localización, marco geológico y estratigrafía de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena se describe a continuación.

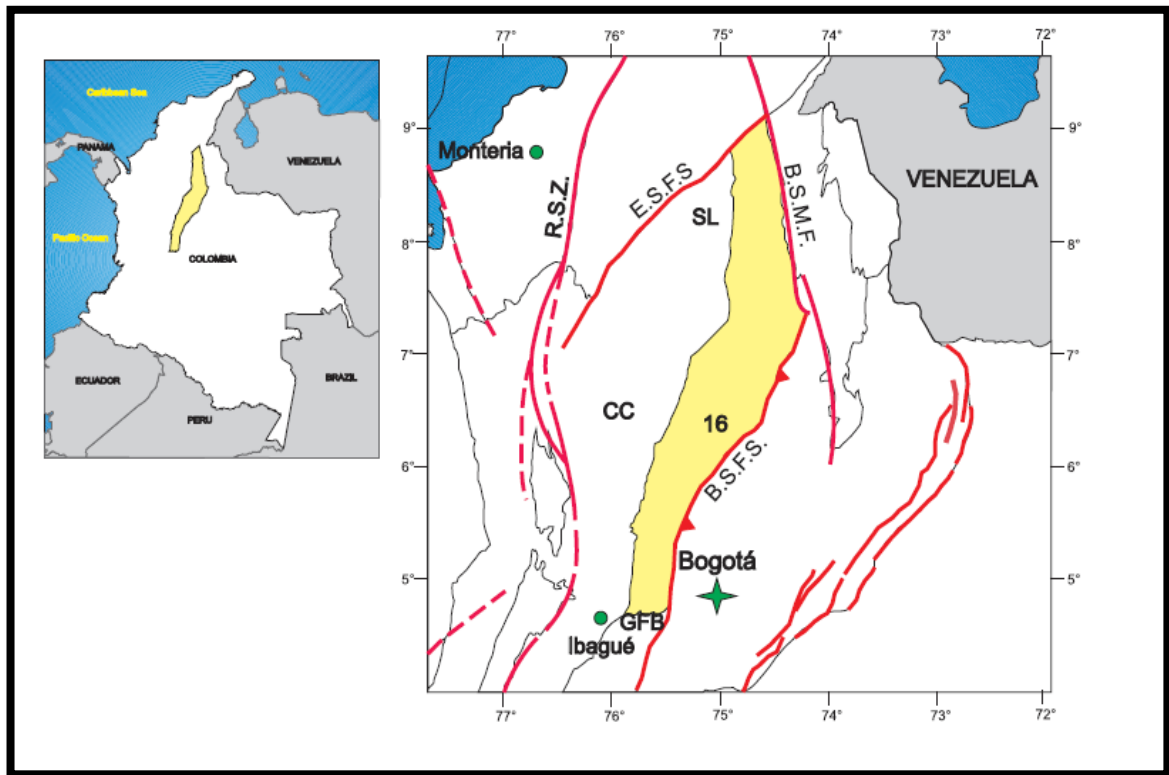
**7.1.1.1 Localización.**<sup>1</sup> La cuenca del Valle Medio del Magdalena está ubicada geomorfológicamente a lo largo de la porción central del Valle del Rio Magdalena, entre las cordilleras Central y Oriental de Los Andes colombianos, cubre un área de 32.000 Km<sup>2</sup>. La Figura 1, muestra sus límites geomorfológicos que son:

Al sureste sistema de fallas de Bituima y La Salina (Bituima and La Salina Fault Systems, B.S.F.S), al norte el sistema de fallas del Espíritu Santo (Espiritu Santo Fault Systems, E.S.F.S), al oeste Onlap de sedimentos del Neógeno sobre la Serranía de San Lucas (SL) y el basamento de la Cordillera Central (CC), al sur el Cinturón plegado de Girardot (Girardot Fold Beld, GFB), y al noreste el sistema de fallas Bucaramanga-Santa Marta (Bucaramanga-Santa Marta Fault Systems, B.S.M.F).

---

<sup>1</sup>Modificado por el autor de BARRERO, D. et al. Colombian sedimentary basins: Nomenclature, Boundaries a Petroleum geology, a New Proposal: ANH 2007. p. 80.

**Figura 1.** Localización de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

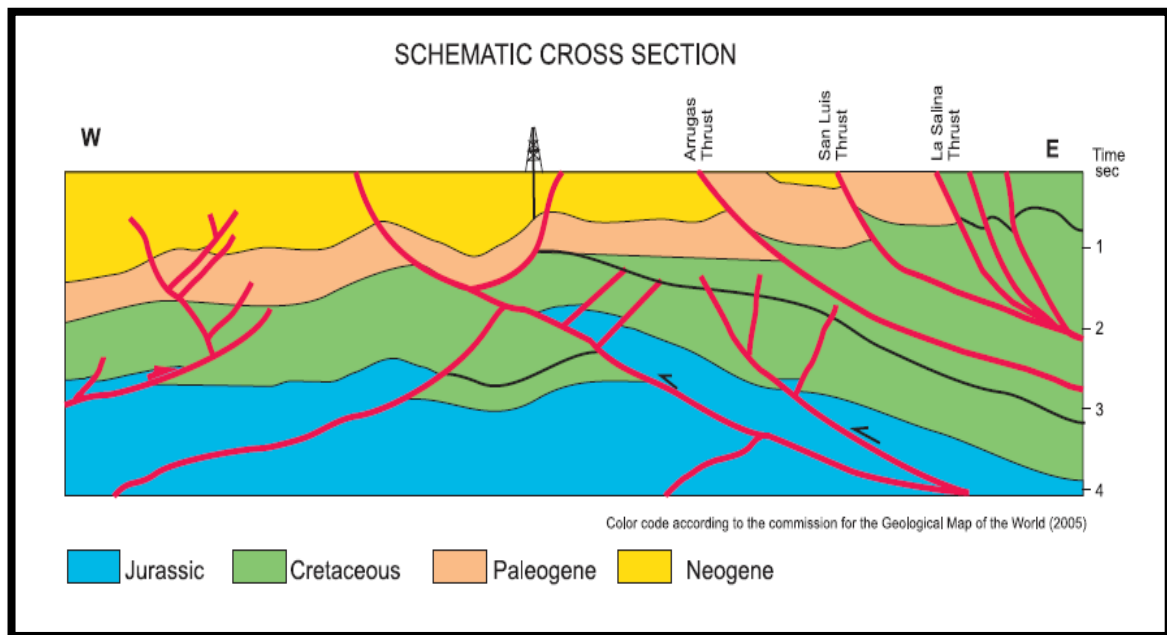


Fuente: BARRERO, DARIO, et al. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries a Petroleum Geology a New Proposal. ANH 2007. P. 45.

**7.1.1.2 Sección Geológica.** A continuación la Figura 2 muestra una sección geológica generalizada con algunos de los aspectos más relevantes de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena en cuanto a su clasificación, el rango de edades de sus respectivas formaciones y esquematización de algunos de los fenómenos tectónicos que afectan dicha cuenca.

<sup>1</sup>Modificado por el autor de BARRERO, D. et al. Colombian sedimentary basins: Nomenclature, Boundaries a Petroleum geology, a New Proposal: ANH 2007. p. 78.

**Figura 2.** Sección Geológica Cuenca del Valle Medio del Magdalena.



Fuente: BARRERO, D. et al. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries a Petroleum Geology a New Proposal: ANH 2007. P. 45.

**7.1.1.3 Información general de la cuenca.** En la Tabla 3 se presentara la información general de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

**Tabla 3.** Información general de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

Tipo de Cuenca	Poly-historica, Foreland Fisura a Rota
Area	34,000 km <sup>2</sup> / 7,900,000 acres
Pozos exploratorios	296
Descubrimientos de pozos petroleros	41
Reservas de petróleo descubiertas	1,900 MMBO
Reservas de gas descubiertas	2,5 GFC

Fuente: BARRERO, D. et al. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries a Petroleum Geology a New Proposal: ANH 2007. P. 78

#### 7.1.1.4 Geología del Petróleo<sup>2</sup>

**7.1.1.4.1 Evidencia de hidrocarburos.** Un siglo de historia de exploración en la cuenca ha llevado al descubrimiento de alrededor de 1,900 MMBO, y un total de 2.5 TFC, incluyendo el primer gigante de Colombia, el campo La Cira Infantas.

**7.1.1.4.2 Roca fuente.** Las dos principales rocas generadoras fueron depositadas durante dos eventos anóxicos en todo el mundo y corresponden a calizas cretácicas y Shales de las formaciones La Luna, Simiti y Tablazo.

**7.1.1.4.3 Migración.** La Discordancia del Eoceno produce un sistema de tuberías ideal para la migración de petróleo. Las principales vías de migración consisten en primera medida a migración vertical directa donde la Formación La Luna sub-recorta la Discordancia del Eoceno, en segunda medida hay migración lateral a lo largo de Areniscas del Eoceno, y por ultimo existe migración vertical a través de superficies de falla en áreas donde la formación La Luna no está en contacto con la Discordancia del Eoceno.

**7.1.1.4.4 Reservorio.** El 97% del petróleo probado en la cuenca proviene de areniscas continentales cenozoicas (Formaciones Lisama, Esmeraldas, La paz, Colorado y Mugrosa), con porosidades promedio de 15- 20% y permeabilidades promedio de 20-600 md. Los depósitos Calcáreos fracturados (Grupo Calcáreo Basal y Formación La Luna) poseen un potencial exploratorio; sin embargo, no se han estudiado en detalle.

---

<sup>2</sup>Modificado por el autor de BARRERO, D. et al. Colombian sedimentary basins: Nomenclature, Boundaries a Petroleum geology, a New Proposal: ANH 2007. p. 80.

**7.1.1.4.5 Sello.** Las Shales marinas de las formaciones Simití y Umir representan los sellos de los potenciales reservorios cretácicos. En contraste las arcillocitas plásticas continentales de las formaciones Esmeraldas y Colorado constituyen los sellos para los reservorios cenozoicos.

**7.1.1.4.6 Trampa.** La exploración ha sido dirigida a la prospección de acumulación en forma de cierres estructurales por grandes anticlinales asimétricos, entre ellos: 1) Pliegues contraccionales de falla relacionados a fallas bajo superficies de cabalgamiento, 2) estructuras dúplex de cabalgamiento con cierre independiente, 3) fallas dependientes cerradas por inmersión en los estratos del reservorio lejos de la falla, 4) muy importante, trampas en la parte baja de las fallas sellantes.

**7.1.1.4.7 Prospectividad.** La Cuenca del Magdalena Medio es una de las cuencas más exploradas de Colombia donde 41 campos han sido descubiertos en depósitos del Paleógeno. Sorprendentemente todavía contiene una de las zonas más prolíferas aún por explorar: las obras de carbonato Cretácico.

Áreas de exploración potenciales son principalmente relacionadas con fallas normales intervenidas y anticlinales con sub-empujes. Sutiles trampas estratigráficas asociadas con Onlaps del Mioceno superior y Eoceno, canales incisivos y truncamientos son también grandes objetivos para la exploración futura.

## 7.2 MARCO GEOLÓGICO

El evento compresivo que actuó sobre la Cuenca del Valle Medio del Magdalena durante el Eoceno desarrolló una deformación de los sedimentos Cretácicos, provocando un plegamiento a los sistemas estructurales que fueron creados por fallas inversas de convergencia oriental, estos sistemas quedaron preservados por debajo de sedimentos del Eoceno Superior y Oligoceno (Aguilera, 2009).

Este par de etapas principales de deformación de la cuenca, tienen relación con la formación de la Cordillera Central y la Cordillera Oriental, las cuales señalan el desarrollo de las principales estructuras observadas en el subsuelo. Las estructuras formadas en el borde occidental están preservadas en el actual borde “pasivo” de la cuenca bajo una secuencia sedimentaria que se adelgaza hacia el occidente, por ende las estructuras se preservan casi como se formaron desde el Eoceno, con un incesante enteramiento, lo que implica riesgos exploratorios asociados a procesos diagenéticos relacionados con el enterramiento, tales como compactación y cementación, que pueden haber reducido la porosidad secundaria en las calizas, generada por la deformación estructural y exposición sub-aérea (dolomitización) durante la primera fase de deformación (Aguilera, 2009).

**7.2.1 Descripción de formaciones geológicas.**<sup>3</sup> Las siguientes formaciones hacen parte de la columna estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena y serán descritas brevemente.

**7.2.1.1 Formación Girón.** Edad, Jurásico superior (Hettner, 1892, en Etayo et al., 1983), dio el nombre de Formación Girón y está compuesta principalmente por areniscas cuarzosas, y arcosas rojas, con presencia de intercalaciones de lodolita, y algunos niveles conglomeráticos (Ulloa y Rodríguez, 1979, en Julivert, 1968).

**7.2.1.2 Formación Arcabuco-Los Santos.** Edad, Jurásico Superior - Cretáceo Inferior, (Olsson A. A, según Taborda, 1952; en Etayo et al., 1983), compuesta principalmente por areniscas cuarzosas y conglomerados localmente, con algunas capas de lodolitas (Ulloa y Rodríguez, 1979, en Julivert, 1968).

---

<sup>2</sup>Modificado por el autor de BARRERO, D. et al. Colombian sedimentary basins: Nomenclature, Boundaries a Petroleum geology, a New Proposal: ANH 2007. p. 80.

**7.2.1.3 Formación Rosablanca.** Edad, Hauteriviano - Barremiano, (Wheeler, O.C, 1929, según Morales, et al., 1958, en Etayo et al., 1983), compuesta principalmente por calizas grises, dolomitas, lodolitas calcáreas, Shale con intercalaciones de caliza, y areniscas en su nivel superior (Julivert, 1958a, 1958b, en Julivert, 1983).

**7.2.1.4 Formación Paja.** Edad, Hauteriviano – Barremiano - Aptiano, (Wheeler, O.C, 1929, según Morales, et al., 1958, en Etayo et al., 1983), compuesta principalmente por Shale ligeramente calcáreo, presenta venas de calcita y yeso (Jimeno & Yepes, 1963, en Julivert, 1983).

**7.2.1.5 Formación Tablazo.** Edad, Albiano (Wheeler O.C, según Morales, y otros, 1958, en Etayo et al., 1983), compuesta principalmente por calizas fosilíferas y lodolitas calcáreas (Morales, et al., 1958, en Julivert, 1983).

**7.2.1.6 Formación Simití.** Edad, Albiano, (Wheeler, O.C Según Morales y otros 1958, en Etayo et al., 1983), compuesta por Shale localmente calcáreo, hacia el techo se encuentran capas delgadas de conglomerado y pequeños nódulos fosilíferos (Wheeler, O.C Según Morales y otros 1958, en Julivert, 1983).

**7.2.1.7 Formación La Luna.** Edad, Cretáceo Superior Turoniano (Coniaciano Santoniano) (Van Der Hammen, 1958, en Julivert, 1983). Nombre asignado por Garner, 1926, en Julivert, 1983. Compuesta principalmente por Shale calcárea, negra, fosilífera con concreciones de calizas negras (Garner, 1926, en Julivert, 1983).

---

<sup>3</sup>DUARTE, P. y ORTIZ, L. Reconstrucción de la Historia Diagenética de las Areniscas de la Formación Lisama en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Bucaramanga, 2011 p, 29.

**7.2.1.8 Formación Umir.** Edad, Campaniano - Maastrichtiano (Huntley, L.G. 1917, en Julivert, 1983). Compuesta principalmente por Shales con delgadas laminas carbonáceas y micáceas, su parte superior consta de Shales blandas con numerosas láminas de carbón (Huntley, 1917, en Julivert, 1983)

**7.2.1.9 Formación Lisama.** Edad, Paleoceno (Link 1925 en Taborda 1965, en De Porta, 1974). Compuesta principalmente por Shales abigarradas, areniscas de grano fino a medio de color pardo bien calibradas, estratificación cruzada, plana y cemento ferruginoso (Huntley, 1917, en De Porta, 1974).

**7.2.1.10 Formación La Paz.** Edad, Eoceno Medio (Wheeler, 1935, en De Porta, 1974), compuesta principalmente por areniscas, limolitas y presenta un alto contenido de Shales grises (Morales, et al., 1958, en De Porta, 1974).

**7.2.1.11 Formación Esmeralda.** Edad, Eoceno Medio-Superior (Wheeler, 1935, en De Porta, 1974) definida por (Morales, et al., 1958, en De Porta, 1974) compuesta principalmente por areniscas grises y limolitas dispuestas en capas delgadas (Wheeler, O.C. 1935, en De Porta, 1974).

**7.2.1.12 Formación Mugrosa.** Edad, Oligoceno (Morales, et al., 1928. En De Porta, 1974). Corresponde a la parte inferior del Grupo Chuspas, compuesta principalmente por areniscas grises verdosas, de grano fino a medio, presenta intercalaciones de lodolitas, y areniscas conglomeraticas. (Morales, et al., 1958, en De Porta, 1974).

---

<sup>3</sup>DUARTE, P. y ORTIZ, L. Reconstrucción de la Historia Diagenética de las Areniscas de la Formación Lisama en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Bucaramanga, 2011 p, 29.

**7.2.1.13 Formación Colorado.** Edad, Mioceno Inferior a Medio (Morales, *et al.* 1958. En De Porta, 1974). La parte superior se compone de Arcillolitas grises de oscuras a negras, carbonosas, fosilíferas, con intercalaciones de areniscas, en capas delgadas (Morales, *et al.*, 1958, en De Porta 1974).

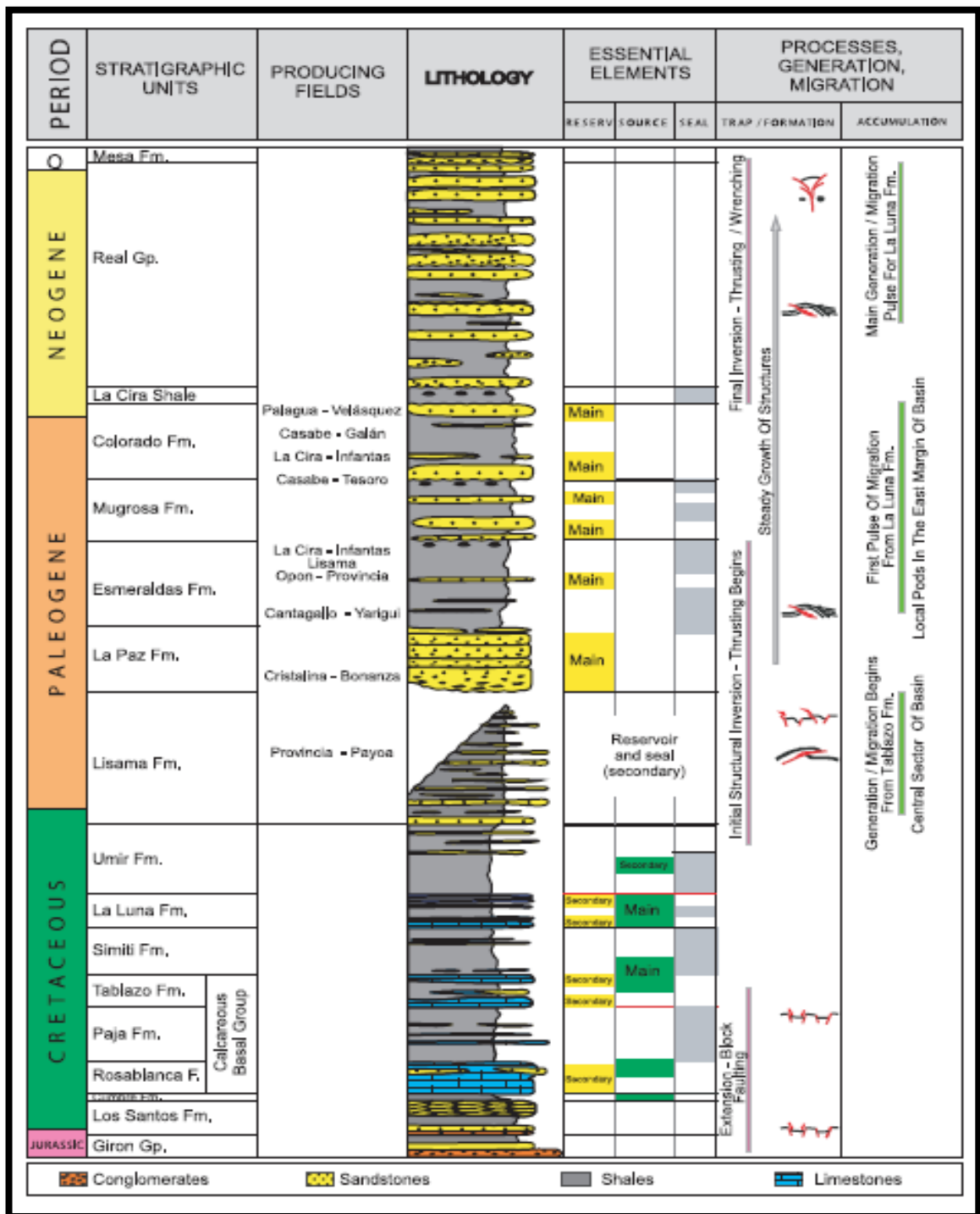
**7.2.1.14 Formación Real.** Edad, Neogeno, Terciario (Morales, *et al.* 1958. En De Porta, 1974). En la parte inferior se compone por conglomerados de matriz soportada, areniscas fluviales y en una menor proporción se encuentran paleosuelos y algunas lodolitas (Wheeler, O.C Según Morales y otros 1958, en Etayo et al., 1983)

**7.2.2 Columna estratigráfica.** A continuación se presenta la columna estratigráfica para la Cuenca de los Llanos Orientales abarca unidades que van desde el Cretáceo hasta el Neógeno, las cuales se muestran esquematizadas en la **Figura 3**.

---

<sup>3</sup>DUARTE, P. y ORTIZ, L. Reconstrucción de la Historia Diagenética de las Areniscas de la Formación Lisama en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Bucaramanga, 2011 p, 29.

Figura 3. Columna estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.



Fuente: BARRERO, D. et al. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries a Petroleum Geology a New Proposal: ANH 2007. P. 79.

## 7.3 FUNDAMENTOS DE PERFORACIÓN

El icono más reconocible de la industria del petróleo y el gas es una torre que sobresale por su altura en la localización del pozo. El equipo de perforación representa la culminación de un proceso de exploración intensivo; sólo puede validarse un área prospectiva mediante la perforación de un pozo. Una vez que las compañías petroleras adquieren los derechos de perforación en un área prospectiva, sus geocientíficos transmiten las coordenadas de la zona productiva potencial y los objetivos de la evaluación de formaciones a sus ingenieros de perforación y estos los traducen en objetivos de perforación.<sup>4</sup>

El departamento de perforación planifica una trayectoria que maximice la exposición del pozo a las zonas productivas y diseña los arreglos de fondo de pozo (BHAs) para lograr ese recorrido. Los ingenieros preparan un plan detallado para cada etapa del proceso de perforación. Esta prognosis de perforación designa una localización en la superficie y la profundidad total (TD) del pozo, y especifica el tamaño de la broca, las densidades anticipadas del lodo y los programas de entubación necesarios para alcanzar la TD.<sup>5</sup>

**7.3.1 Tipos de torres de perforación.**<sup>6</sup> A continuación se nombran los diferentes tipos de torres de perforación existentes:

- Torre de perforación en tierra.
- Torres de perforación en mar adentro.
- Barcazas.
- Plataformas de columnas plegables.

---

<sup>4</sup>VARHAUG, M. Un giro a la derecha: Una visión general de las operaciones de perforación: Trad. Schlumberger de Oilfield Review, Otoño de 2011: 23, no 3. p. 61.

<sup>5</sup>Ibid., p 61.

<sup>6</sup>Modificado por el autor de HAWKER, DAVID., Et al; Procedures and Operations at the Well / Version 3.0, Canada. (2001). p. 10.

- Plataformas semi-sumergibles.
- Buques de perforación.
- Plataformas Fijas

**7.3.2 Partes de un equipo de perforación.**<sup>7</sup> Un taladro moderno de perforación rotatoria, de cualquier tipo consiste de 5 componentes principales:

- Broca de perforación y sarta de perforación.
- Sistema de circulación del fluido de perforación.
- Sistema de Movimiento de la tubería de perforación.
- Sistema de suministro de Energía.
- Sistema de válvulas preventoras. (BOPs).

El término rotaria proviene del movimiento físico de la sarta de perforación y la broca, el cual va aplicando una fuerza rotaria de corte a la roca en el fondo del pozo. La rotación puede ser aplicada en superficie a toda la sarta o bien por un motor en fondo a una parte del ensamblaje de fondo (Bottom hole assembly, BHA).

La sarta de perforación consiste en tubería de acero la cual conduce en su interior el fluido de perforación hasta la broca de perforación. Esta sarta de perforación es una combinación de tubería 'standard' de perforación, tubería de perforación más pesada (Heavy Weight o Drill Pipe), de mayor diámetro y calibre, y 'botellas' (Drill collars) aún más pesadas.

---

<sup>7</sup> Modificado por el autor de HAWKER, DAVID., Et al; Procedures and Operations at the Well / Version 3.0, Canada. (2001). p. 10.

Toda esta sarta es montada en la torre de perforación que tiene un sistema para el movimiento vertical (hacia adentro y hacia fuera del pozo) de dicha sarta. Este sistema está compuesto de: el malacate, el conjunto de poleas en la corona, el bloque viajero y la línea de perforación. La rotación de la sarta en superficie es aplicada a la sarta por una de dos maneras: Por medio de un sistema de kelly, o por medio de un Top Drive.

El fluido de perforación, se almacena en tanques o piscinas, y desde allí el lodo puede ser bombeado a través del standpipe a la swivel donde entra a la kelly o al Top Drive, luego por toda la sarta de perforación hasta la broca, antes de regresar a la superficie a través del anular, (el espacio entre la sarta de perforación y las paredes del pozo). Y al regresar a la superficie el lodo es pasado por varios elementos del equipo de control de sólidos para que le sean retirados los cortes de la perforación, antes de regresar a los tanques de lodo y completar el ciclo.

Las formaciones en la sección superficial de un pozo, generalmente están aisladas por tubo conductor de acero de diámetro grande, llamado revestimiento o casing, El cual ha sido cementado en su sitio.

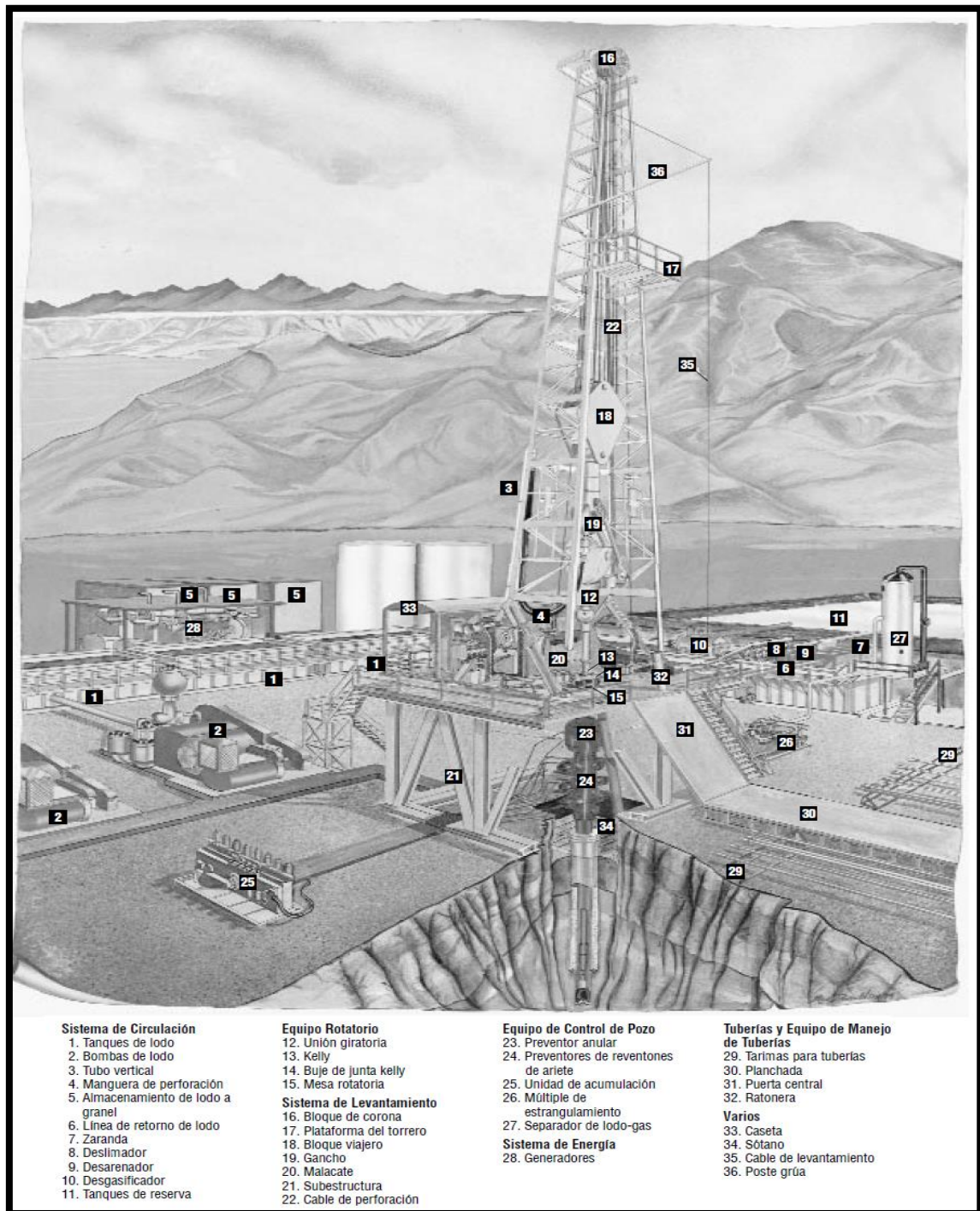
El espacio anular por el cual el lodo regresa a la superficie es ahora el espacio entre el interior del revestimiento y el exterior de la sarta de perforación. A este revestimiento se conectan las válvulas preventoras o BOPs (Blow Out Preventors), una serie de válvulas y sellos que pueden ser usados para cerrar el anular o la boca completa del pozo con el fin de controlar altas presiones de fondo cuando se presentan.

---

<sup>7</sup> Modificado por el autor de HAWKER, DAVID., Et al; Procedures and Operations at the Well / Version 3.0, Canada. (2001). p. 10.

Todo el equipo descrito anteriormente se opera con un sistema central de energía, el cual también suministra la energía para el alumbrado eléctrico, para las compañías de servicio, etc. Normalmente, esta fuente de energía es una planta eléctrica movida por un motor diésel.

Figura 4. Perspectiva esquemática de un equipo de perforación rotatoria.



Fuente: Manual de fluidos de perforación: Procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación, API 2001. Dallas, Texas. P 8.

**7.3.3 Fluidos de perforación.** Se denomina fluido de perforación a la combinación de una solvente (base) con aditivos o productos, con el propósito de cumplir funciones físico-químicas específicas teniendo en cuenta las necesidades operativas de la formación a perforar; también es llamado Barro o Lodo de perforación.

**7.3.3.1 Funciones del fluido de perforación.** Dentro de las funciones principales del fluido de perforación están:

- Evacuar los recortes de perforación.
- Controlar las presiones de la formación.
- Suspender y descargar los recortes.
- Obturar las formaciones permeables.
- Mantener la estabilidad del pozo.
- Minimizar daños a la formación.
- Enfriar, lubricar y alivianar la columna de perforación.
- Transmitir energía hidráulica a herramientas y brocas.
- Asegurar una evaluación adecuada de la formación.
- Controlar la corrosión.
- Facilitar la cementación y completación.
- Minimizar el impacto sobre el medio ambiente.

**7.3.3.2 Fluidos más comunes.**<sup>8</sup> Dependiendo de las necesidades de cada pozo y viabilidad económica se han generado diferentes tipos de fluidos de perforación los cuales son:

- Aire-gas

---

<sup>8</sup>Modificado por el autor de HAWKER, DAVID., Et al; Procedures and Operations at the Well / Version 3.0, Canada. (2001). p. 59.

- Espuma /fluidos aireados
- Lodos en base agua
- Lodos en emulsión de aceite
- Lodos en base aceite.

**7.3.4 Parámetros de perforación.**<sup>9</sup> El monitoreo incesante de los parámetros de perforación son una de las herramientas más importantes para la toma de decisiones y prevención de problemas.

**7.3.4.1 Rata de penetración (ROP).** Es definida como la velocidad a la cual se está perforado un pozo o formación geológica en una unidad de tiempo determinado; el análisis de este parámetro permite al geólogo y al personal de registros de pozo reconocer los cambios de formaciones. Se puede expresar en: pies/hora (Ft/hr); metros/hora (m/hr); minutos/pie (Min/ft); minutos/metro (min/m).

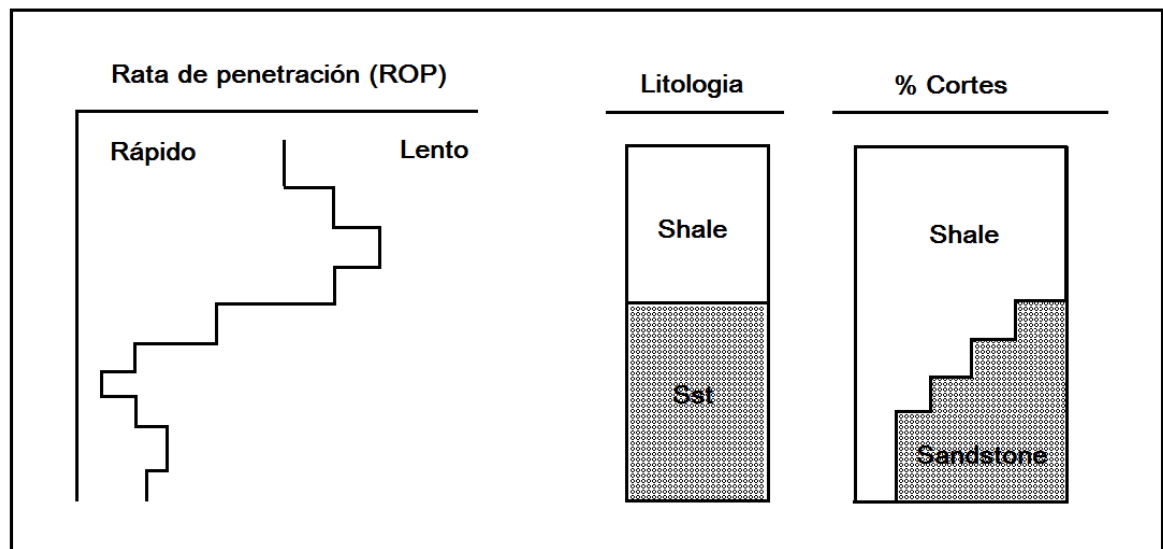
En la **Figura 5** se muestra un comportamiento idealizado en los valores de la ROP (Rata de Perforación), ya que son la base para la interpretación litológica de los de registros de evaluación de formaciones conocidos como Masterlog o Litolog.

---

<sup>8</sup>Modificado por el autor de HAWKER, DAVID., Et al; Procedures and Operations at the Well / Version 3.0, Canada. (2001). p. 59.

<sup>9</sup>Información suministrada por Weatherford SLS, 2001.

**Figura 5.** Interpretación litológica con base en la ROP.



Fuente: Weatherford SLS, 2001- Topes Litológicos de acuerdo a la ROP.



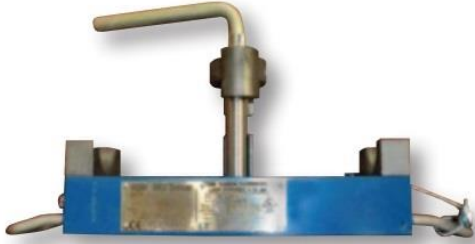
**7.3.4.2 Peso sobre la broca (WOB).** Se denomina como la cantidad de fuerza ejercida sobre la broca y usualmente se mide en miles de libras. Este peso sobre la broca es proporcionado por los Drill Collars, los Drill Collars son tubos de paredes gruesas mecanizadas a partir de barras de acero. La fuerza ejercida por la gravedad actúa sobre la masa de los Drill Collars proporcionando la fuerza hacia abajo necesaria para que la broca pueda moler de manera eficiente la roca. El WOB es afectado por factores como la densidad del fluido de perforación y el peso total de la sarta.

<sup>9</sup>Información suministrada por Weatherford SLS, 2001.

**7.3.4.3 Peso sobre el gancho (HOOK LOAD).** Es el peso de la tubería de perforación suspendido en el gancho de la torre. Cada vez que la perforación avanza la profundidad aumenta lo cual provoca que el gancho soporte un mayor peso, pero una parte de este incremento se ve aliviado cuando la tubería se desplaza a través del fluido de perforación ya que este reduce la carga por su densidad.

En la **Figura 6** se puede ver el sensor encargado de medir el peso sobre la broca.

**Figura 6.** Sensor de HOOKLOAD y WOB

 <p>INTERNATIONAL LOGGING</p>	<p>TECHNICAL DATA SHEET HOOKLOAD / WOB SYSTEM (TENSION TRANSDUCER)</p>	<p>No. SPECS-DRL-055 Rev. 0 Page 1 of 1</p>
<p><b>TITLE:</b> HOOKLOAD / WOB SENSOR SYSTEM (TENSION TRANSDUCER)</p> <p><b>DEPARTMENT:</b> TECHNICAL SUPPORT</p> <p><b>DESCRIPTION:</b> The line-tension transducer is mounted near the deadline anchor of the rig wire rope system. Hookload is measured by monitoring the amount of tension created by the load of the Top Drive System or swivel and Kelly.</p> <p>The sensor is independent of all drilling contractor systems and hence does not affect nor depend on the functionality of the hydraulic system of the rig.</p> <div style="display: flex; justify-content: space-around;">   </div>		


Fuente: Weatherford SLS, 2001- Ficha técnica sensor de HOOKLOAD/ WOB.

<sup>9</sup>Información suministrada por Weatherford SLS, 2001.

**7.3.4.4 Revoluciones por minuto (RPM):** Se define como las revoluciones por minuto que el sistema de potencia del equipo de perforación transmite a la sarta. Un comportamiento básico se basa en que si se provoca un aumento en las RPM la ROP se incrementara también. En formaciones blandas la ROP es directamente proporcional a las RPM y muestra un incremento lineal. Sin embargo, en formaciones duras la rata de incremento de la ROP no es linear y disminuirá con incrementos de las RPM.

En la **Figura 7** se puede observar el sensor encargado de medir las revoluciones por minuto a las que trabaja el equipo de perforación.

**Figura 7.** Sensor de RPM.

	<p>TECHNICAL DATA SHEET ROTARY SENSOR SYSTEM</p>	<p>No. SPECS-DRL-050 Rev. 0 Page 1 of 1</p>																
<p><b>TITLE:</b> ROTARY or TOP DRIVE SENSOR SYSTEM</p> <p><b>DEPARTMENT:</b> TECHNICAL SUPPORT</p> <p><b>DESCRIPTION:</b></p> <p>A Proximity Switch used in conjunction with magnets placed on the Kelly or Top Drive System. Measures RPM from calculations within the DLS software; Total RPM, Rotating Time, etc may be calculated.</p> <p><b>A. Standart Unit Specifications.</b></p> <table data-bbox="487 1428 1412 1680"> <tr> <td><b>BRAND:</b></td> <td>Pepperl + Fuchs</td> </tr> <tr> <td><b>MODEL:</b></td> <td>NCN30+U1+NO</td> </tr> <tr> <td><b>SENSOR TYPE:</b></td> <td>Discrete Inductive NAMUR-type proximity Sensor</td> </tr> <tr> <td><b>INSTALLATION LOCATION:</b></td> <td>Pump</td> </tr> <tr> <td><b>OPERATING DISTANCE:</b></td> <td>30 mm (24.3 mm Assured)</td> </tr> <tr> <td><b>SWITCHING FREQUENCY:</b></td> <td>150 Hz (Max)</td> </tr> <tr> <td><b>OPERATING TEMPERATURE:</b></td> <td>-25°C to + 100°C (-13°F to 212°F)</td> </tr> <tr> <td><b>APPROVALS/CERTIFICATION:</b></td> <td>Factory Mutual (FM)</td> </tr> </table>			<b>BRAND:</b>	Pepperl + Fuchs	<b>MODEL:</b>	NCN30+U1+NO	<b>SENSOR TYPE:</b>	Discrete Inductive NAMUR-type proximity Sensor	<b>INSTALLATION LOCATION:</b>	Pump	<b>OPERATING DISTANCE:</b>	30 mm (24.3 mm Assured)	<b>SWITCHING FREQUENCY:</b>	150 Hz (Max)	<b>OPERATING TEMPERATURE:</b>	-25°C to + 100°C (-13°F to 212°F)	<b>APPROVALS/CERTIFICATION:</b>	Factory Mutual (FM)
<b>BRAND:</b>	Pepperl + Fuchs																	
<b>MODEL:</b>	NCN30+U1+NO																	
<b>SENSOR TYPE:</b>	Discrete Inductive NAMUR-type proximity Sensor																	
<b>INSTALLATION LOCATION:</b>	Pump																	
<b>OPERATING DISTANCE:</b>	30 mm (24.3 mm Assured)																	
<b>SWITCHING FREQUENCY:</b>	150 Hz (Max)																	
<b>OPERATING TEMPERATURE:</b>	-25°C to + 100°C (-13°F to 212°F)																	
<b>APPROVALS/CERTIFICATION:</b>	Factory Mutual (FM)																	



Fuente: Weatherford SLS, 2001- Ficha técnica sensor de RPM.

<sup>9</sup>Información suministrada por Weatherford SLS, 2001.

**7.3.4.5 Presión de bomba (STANDPIPE PRESSURE - SPP).** El sistema de circulación puede ser considerado como un sistema cerrado y para mover el fluido alrededor del sistema se requiere fuerza. Esta fuerza es proporcionada por las Bombas, las cuales son colocadas a una rata de poder especificada (Caballos de fuerza) y el resultado producirá una pérdida de presión.

Los caballos de fuerza son una función de la perdida de presión, la cual es causada por la fricción que se genera producto del movimiento del lodo a través del sistema. Teniendo en cuenta que el sistema es un sistema cerrado, la presión producida por la bomba es igual a las pérdidas de presión del sistema ya que es función de la potencia o poder alcanzado.

La presión es medida por un transductor de presión que normalmente es ubicado en “la válvula final” situada en el “manifold” en la base del tubo del “standpipe”. Esta válvula es conocida como válvula de golpe o celda de presión y está sujeta fuertemente por un conjunto de tornillos.

Dentro de la celda de presión un diafragma de caucho separa el lodo de circulación y un fluido hidráulico. Los cambios de presión actuaran en el diafragma y estos serán transmitidos al transductor a través del fluido hidráulico.

Algunos de los factores que afectan la medida del Standpipe Pressure son los siguientes:

- **Densidad del lodo:** Alta densidad = Alta presión.
- **Viscosidad del lodo:** Aumento de la viscosidad = Aumento de la presión.
- **Rata de flujo:** Un aumento de flujo y velocidad en el lodo aumentara la presión.

---

<sup>9</sup>Información suministrada por Weatherford SLS, 2001.

- **La profundidad:** La presión aumenta a medida que se perfora más profundo.
- **Diámetros del pozo y tubería:** Con menores diámetros, la presión aumenta.
- **Tamaño de las boquillas o TFA:** El tamaño pequeño de boquilla o área de flujo en la broca aumentará la presión.
- **La eficiencia de la Bombas y equipo de superficie:** Cualquier fuga causara una caída de presión.




Si las condiciones anteriores se mantienen constantes durante la perforación, la presión en la tubería aumentara de manera gradual mientras se avanza en la perforación y la profundidad del pozo aumenta.

La **Figura 8** presenta el sensor encargado de medir la presión ejercida sobre la tubería de perforación.

---

<sup>9</sup>Información suministrada por Weatherford SLS, 2001.

**Figura 8.** Sensor de Standpipe Pressure.

	<b>TECHNICAL DATA SHEET</b> <b>STANDPIPE PRESSURE</b> <b>SENSOR</b>	No. SPECS-DRL-045 Rev. 0 Page 1 of 1										
<p><b>TITLE:</b> STANDPIPE PRESSURE SENSOR SYSTEM</p> <p><b>DEPARTMENT:</b> TECHNICAL SUPPORT</p> <p><b>DESCRIPTION:</b>          A pressure transducer is mounted into the Drilling Rig Standpipe Manifold or Hydraulic system.          Standpipe Pressure is measured directly.</p> <div style="display: flex; justify-content: space-around; align-items: center;">   </div> <p><b>A. Standart Unit Specifications.</b></p> <table style="width: 100%; border: none;"> <tr> <td style="width: 50%;"><b>BRAND:</b></td> <td>Rosemount</td> </tr> <tr> <td><b>MODEL:</b></td> <td>Model 3051 Smart Pressure Transmitter</td> </tr> <tr> <td><b>SENSOR TYPE:</b></td> <td>Diaphragm - Piezoresistive Silicon Sensor</td> </tr> <tr> <td><b>INSTALLATION LOCATION:</b></td> <td>Standpipe Manifold</td> </tr> <tr> <td><b>MEASURING RANGE:</b></td> <td>0-10,000 psi (Re-rangeable SPAN from 0 - 2,000 psi to 0 - 10,000 psi)</td> </tr> </table>			<b>BRAND:</b>	Rosemount	<b>MODEL:</b>	Model 3051 Smart Pressure Transmitter	<b>SENSOR TYPE:</b>	Diaphragm - Piezoresistive Silicon Sensor	<b>INSTALLATION LOCATION:</b>	Standpipe Manifold	<b>MEASURING RANGE:</b>	0-10,000 psi (Re-rangeable SPAN from 0 - 2,000 psi to 0 - 10,000 psi)
<b>BRAND:</b>	Rosemount											
<b>MODEL:</b>	Model 3051 Smart Pressure Transmitter											
<b>SENSOR TYPE:</b>	Diaphragm - Piezoresistive Silicon Sensor											
<b>INSTALLATION LOCATION:</b>	Standpipe Manifold											
<b>MEASURING RANGE:</b>	0-10,000 psi (Re-rangeable SPAN from 0 - 2,000 psi to 0 - 10,000 psi)											




Fuente: Weatherford SLS, 2001- Ficha técnica sensor de Standpipe Pressure.

**7.3.4.6 Torque.** El torque es la resistencia que opone la formación al movimiento de la broca. Es monitoreado por un sensor ubicado en el cable eléctrico, el cual suministra la fuerza a la mesa rotaria o al motor del Top Drive. Varias formaciones ocasionan característicos patrones de torque, la Arcillolita y la Shale generalmente ocasionan torques bajos durante la perforación. Las areniscas pueden mostrar altos valores de torque.

A continuación en la **Figura 9** se presenta el sensor encargado de medir la resistencia a girar que manifiesta la herramienta de perforación.

<sup>9</sup>Información suministrada por Weatherford SLS, 2001.

**Figura 9.** Sensor de Torque.

 <p>INTERNATIONAL LOGGING</p>	<p>TECHNICAL DATA SHEET</p> <p>TORQUE SENSOR</p>	<p>No. SPECS-DRL-051 Rev. 0 Page 1 of 1</p>
<p><b>TITLE:</b> ROTARY TORQUE SENSOR</p> <p><b>DEPARTMENT:</b> TECHNICAL SUPPORT</p> <p><b>DESCRIPTION:</b> Rotary torque sensor. Installed within the Top drive control panel area, Measures "Hall Effect"</p> <div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div data-bbox="375 716 837 930">  </div> <div data-bbox="902 730 1414 947">  </div> </div> <p><b>A. Standart Unit Specifications.</b>  <b>BRAND (Sensor):</b> Ohio Semitronics  <b>MODEL:</b> CT - 3477SA</p>		

Fuente: Weatherford SLS, 2001- Ficha técnica sensor de Torque.

## 7.4 FUNDAMENTOS DE REGISTROS DE POZO

El conocimiento de las características de las formaciones atravesadas por los pozos, comenzando desde su naturaleza litológica hasta su contenido de fluidos desde agua y/o hidrocarburos, es razón de vasto interés, ya que del conocimiento de los distintos parámetros que dicha información proporciona se establecerá la extracción eficiente de los hidrocarburos. Para esto se cuenta con el muestreo de pozos, que en otras palabras es el registro de lo que la broca atraviesa durante la perforación.

<sup>9</sup>Información suministrada por Weatherford SLS, 2001.

**7.4.1 Logging.** Es un servicio que tanto cualitativamente como cuantitativamente obtiene datos durante y después de las operaciones de perforación, con el propósito de generar registros de pozos que le sirvan a la industria para identificar e interpretar litologías, determinar contenido de hidrocarburos y parámetros petrofísicos del yacimiento (Sperry-Sun, 2010.).

**7.4.2 Wireline.** Se denomina a un conjunto de registros por cable que se encarga de recuperar las medidas requeridas tomadas dentro del pozo; estas medidas son conducidas por medio de alambres aislados y transmitidas a superficie obedeciendo a las especificaciones y requerimientos del dispositivo.

Dentro de los registros tomados con herramientas de Wireline están los registros de identificación litológica (registro de rayos gamma, registros de densidad, potencial espontaneo), registros de identificación de fluidos (registros de resistividad) y registros de determinación de propiedades del pozo (Caliper, Bit Size).

**7.4.3 LWD.** Por sus siglas en inglés "Logging While Drilling", es una tecnología que permite tomar medidas de las propiedades de las formaciones mientras se está perforando el pozo. El desarrollo histórico de esta tecnología se inicia con el desarrollo de las primeras herramientas MWD, por las siglas en inglés "Measurement While Drilling" para evaluación de las formaciones. (Geney R, 2000). Los registros tomados con LWD son los mismos que se pueden tomar por Wireline.

**7.4.4 Registros de Mud Logging.**<sup>10</sup> El Masterlog o Litolog es un registro geológico de evaluación de formaciones elaborado por las unidades de Mud Logging durante la perforación y es un método fundamental para la correlación de pozos ubicados en áreas aledañas. Estos registros se basan en la recolección,

cálculos y análisis de los parámetros de perforación, y es el resultado final de la unión de una serie de datos expuestos a continuación:

- Rata de perforación
- Litología porcentual e interpretada.
- Gas total, cromatografía y evaluación de hidrocarburos.

También se registran otros datos numéricos o de texto, tales como:

- Datos de la Broca.
- Propiedades del Lodo.
- Descripción litológica de muestras.
- Datos de revestimiento.
- Fecha de inicio y finalización de perforación.
- Topes de las formaciones encontradas durante la perforación.
- Torque, WOB y otros datos importantes durante la perforación.

**7.4.4.1 Muestras de zanja.** Son cortes producto de las formaciones que han sido perforadas, los cuales son llevados a superficie por medio del fluido de perforación y son acumulados en el sistema de control de sólidos del equipo de perforación denominado Shakers. En los Shakers son seleccionados para luego ser descritos y catalogados por el personal de geología de la unidad de Mud Logging. Estas muestras de zanja son la evidencia real de la estratigrafía de la zona perforada.

---

<sup>10</sup>Información suministrada por Weatherford SLS, 2001.

Después de la preparación de la muestra, incluyendo tamizado y lavado, los cortes deben ser vistos en una bandeja bajo microscopio usando luz blanca. La muestra debe verse inicialmente mientras se encuentra húmeda para describir correctamente los colores. La descripción de los cortes debe seguir un formato estándar, como se detalla a continuación:

- Tipo y clasificación de la roca.
- Textura, incluyendo tamaño, forma, calibrado.
- Dureza.
- Estructuras sedimentarias.
- Manifestaciones de aceite.

**7.4.4.2 Cavings.** Son derrumbes de formación o fragmentos de roca de mayor tamaño que el de los cortes de perforación (generalmente  $\geq 2$ . cm); estos son causados por problemas de estabilidad del pozo. Los derrumbes se dan con mayor frecuencia en pozos desviados que en pozos verticales; una alta producción de estos cortes puede empaquetar el pozo produciendo pega de tubería.

Existen diferentes tipos de Cavings:

- **Astilloso:** Este tipo de caving es característico de formaciones con Shales presurizadas que al ser cortadas por la broca se fracturan y caen formando cavernas en el pozo. Adicional a esto en el equipo de control de sólidos se observan cortes de Shales en forma astillosa y alargada, como hélices cóncavas. La ROP, el Torque y el background de gas se incrementan.

---

<sup>10</sup>Información suministrada por Weatherford SLS, 2001.

- **Tectónico:** Es característico de formaciones falladas y fracturadas por la acción de esfuerzos tectónicos tales como fallas geológicas. La caliza, dolomita, limolita, Shale y otros tipos de rocas quebradizas pueden estar fracturadas en forma natural. La forma de estos derrumbes es irregular, blocoso y en ellos se pueden observar microfracturas y/o superficies de falla (slickensides). Torque errático.
- **Grumos:** Es característico de la Arcilla reactiva, la cual al entrar en contacto con el agua se hidrata e hincha, achicando el pozo en donde está presente. Generalmente en los Shakers se observan bolas (grumos) de Arcilla blanda. Otras señales de advertencia son el incremento de torque, arrastre y presión.
- **Retrabajados:** Puede provenir de cualquiera de los tipos de derrumbe anteriores. Se presenta con mayor frecuencia en pozos de alto ángulo de inclinación ( $>55^\circ$ ). Generalmente son redondeados y subredondeados, debido a un retrabajamiento dentro del transporte en el anular causado por las altas ratas de penetración, la baja velocidad en el anular, un insuficiente tiempo de circulación e inadecuados parámetros del lodo (YP, Geles) que no permiten una eficiente limpieza del pozo.

#### 7.4.5 Registros Eléctricos (Logging).<sup>11</sup>

**7.4.5.1 Herramientas.** El equipo de fondo consta básicamente de la sonda. Este es el elemento que contiene los sensores y el cartucho electrónico, el cual acondiciona la información de los sensores para enviarla a la superficie por medio de cable. Además, recibe e interpreta las órdenes de la computadora en superficie. Las sondas se clasifican en función de su fuente de medida en:

---

<sup>11</sup>HAWKER, DAVID., Et al; Procedures and Operations at the Well / Version 3.0, Canada. (2001), p. 86.

- Resistivas (Fuente: Corriente eléctrica)
- Porosidad (Fuente: Capsulas Radioactivas).
- Sónicas (Fuente: Emisor de Sonido).

**7.4.5.2 Gamma Ray Log.** Este registro tiene como objeto primario determinar la litología y correlacionar los topes de formación con pozos cercanos. Mide la radioactividad natural de las rocas detectando elementos como Uranio, Torio y potasio.

Se usa para determinar el contenido de Shale en las Arenas dado que el Shale posee un contenido mayor de material radioactivo. Las areniscas libres de Shale y carbonatos presentan bajas lecturas de Gamma, aunque ciertas mineralogías como feldespatos potásicos, mica y glauconita pueden elevar estos valores (Hawker & Vogt, 2001).

**7.4.5.3 Resistivity Log.** Los registros de resistividades miden la resistencia de una formación a conducir electricidad y son usados para determinar el tipo de fluido que ocupa el espacio de poro en una roca, los niveles de saturación de agua y aceite en las formaciones y la movilidad del fluido.

Estas herramientas miden la resistividad en función del lodo o fluido de perforación y el comportamiento o alcances de este dentro de las formaciones. Se realizan medidas con diferente penetración dentro de la formación, generalmente 30, 60 y 90 cm. Las mediciones más profundas son más acertadas respecto al tipo de fluido ya que están menos afectadas por la invasión del fluido de perforación. La comparación de las tres lecturas puede indicar la permeabilidad relativa.

---

<sup>11</sup>HAWKER, DAVID., Et al; Procedures and Operations at the Well / Version 3.0, Canada. (2001), p. 86.

La resistividad se incrementa con la presencia de aceite, pues este no es conductor. Estos registros también pueden ser usados para determinar la saturación de agua y el contacto agua-hidrocarburos. (Hawker & Vogt, 2001).

**7.4.5.4 Sonic Log.** La herramienta del registro sónico mide el tiempo de tránsito de una onda compresional de sonido por unidad de longitud en dirección vertical al pozo. El tiempo de tránsito ( $\mu\text{seg}/\text{m}$ ) es el recíproco de la velocidad del sonido la cual es una función de la matriz y la porosidad. A medida que la porosidad decrece, decrece también el tiempo de tránsito.

Luego se tiene un indicador directo de la porosidad y la compactación, el registro sónico es una excelente herramienta para determinar zonas de baja compactación y sobre-presionadas. (Hawker & Vogt, 2001).

**7.4.5.5 Spontaneous Potential (SP).** Es un registro de la diferencia entre el potencial eléctrico natural de un electrodo móvil que viaja al interior del pozo y el potencial eléctrico de un electrodo fijo en la superficie y que es medido en milivoltios.

La curva del SP responderá manteniéndose como una línea recta o reflectándose, estos cambios obedecen a diferencias en la resistividad del agua de formación y la resistividad del lodo o fluido de perforación y no de la permeabilidad (Assaad, 2009).

Por lo general la respuesta de la curva del Potencial Espontaneo (SP) frente a la presencia de Shales y formaciones impermeables, es una línea de comportamiento uniforme que ha sido denominada “Línea Base de Shales”.

Frente a formaciones permeables la curva muestra evidentes deflexiones con respecto a la “Línea Base de Shales” y cuando la herramienta atraviesa capas de

grandes espesores la curva tiende a mantener dichas deflexiones de manera constante y a este comportamiento se le ha denominado “Línea Base de Arenas”.

El registro del SP puede ser usado para distinguir entre Shale impermeables y Arenas permeables y porosas. El límite de cada capa permeable puede ser definido y su espesor, calculado. En el espesor de las capas, la deflexión alcanza un máximo y se estabiliza. La respuesta a capas delgadas produce una corta distorsión y exhibe una forma redondeada. Un contacto de Shale puede ser calculado comparando la deflexión de una Arena arcillosa y una Arena limpia (Bassiouni, 1994).

Algunos factores que pueden afectar la curva SP son:

- El espesor de la capa.
- La arcillosidad de las formaciones.
- La resistividad de la formación
- La profundidad de la invasión del fluido de perforación
- Resistividad del fluido de perforación y diámetro del pozo.

No es posible usar el registro SP en pozos perforados con fluidos no conductivos debido a que se interrumpe la continuidad eléctrica entre la herramienta y las formaciones. Y cuando la diferencia entre las resistividades del agua de formación y la resistividad del filtrado de lodo es nula o mínima la respuesta de la curva no será muy efectiva.

**7.4.5.6 Density Log.** El registro de densidad de formación determina la densidad de electrones en una formación bombardeándola con rayos Gamma. Estos colisionan con los electrones de la formación y sufren una pérdida de energía.

El número de partículas que regresan al receptor es una función de la densidad de la formación.

Generalmente el registro de densidad sólo se corre en zonas de interés, y no en toda la profundidad del pozo. Además, siendo un directo indicador de la compactación, el registro de densidad es una excelente herramienta para evaluar sobre-presiones. (Hawker & Vogt, 2001).

El registro de densidad es un registro de porosidad que mide la densidad de electrones de una formación, ayudando a identificar zonas con contenido de gas, determinar la densidad de hidrocarburos y evaluar reservorios (Assaad, 2009).

**7.4.5.6.1 Efecto de los hidrocarburos sobre la densidad.** Si en la zona investigada existe hidrocarburo residual, como petróleo liviano o gas, su presencia puede afectar las lecturas del perfil. El efecto puede pasar desapercibido si la densidad promedio entre la densidad del hidrocarburo y la del filtrado de lodo experimenta valores cercanos a la unidad, pero si la saturación de gas residual es apreciable, su efecto será disminuir los valores de densidad e incrementar el valor de la porosidad en la formación evaluada con dicho registro.

**7.4.5.6.2 Efecto de la Arcilla sobre la densidad.** La presencia de Arcilla o de Shale en la formación evaluada puede afectar la interpretación del registro, la presencia de Arcilla en areniscas puede disminuir los valores de la densidad que han sido registrados.

**7.4.5.7 Neutron Porosity Log.** El registro de porosidad neutrón mide la concentración de iones de hidrógeno en una formación. La formación es bombardeada con neutrones, los que sufren una pérdida de energía al colisionar con los núcleos atómicos. La mayor pérdida de energía ocurre cuando colisiona con átomos de hidrógeno pues son de masa similar. Puesto que el hidrógeno está

concentrado en el fluido, sea agua o hidrocarburo, la medida es una función de la porosidad (aunque el agua en la estructura cristalina de la Arcilla no puede ser distinguida del agua en los poros).

Donde haya presencia de gas, la concentración de hidrógeno es menor y se puede observar el 'efecto gas', una caída significativa en la porosidad neutrón. (Hawker & Vogt, 2001).

**7.4.5.8 Caliper Log.** La mayoría de los pozos no terminan perforados al diámetro de la broca con que se hicieron. Frecuentemente el diámetro es mayor debido a que la broca pudo perforar o rimar un poco fuera del centro, porque se ha derrumbado el Shale o porque se han caído las paredes.

El registro del calibre del pozo, registra el diámetro del pozo por profundidad, se corre para determinar variaciones en el diámetro del pozo. La herramienta tiene dos patas flexibles que van deslizándose sobre la pared del pozo a medida que se va sacando la herramienta.

El registro de Caliper proporciona un perfil del pozo indicando agrandamientos y reducciones del pozo. Es importante saber el diámetro real del pozo para calcular más precisamente los volúmenes de cemento y determinar el efecto de estas variaciones en los otros registros.

Agrandamientos severos del pozo pueden evidenciar derrumbes. Diámetros menores acumulación de torta en las paredes de formaciones permeables (Hawker & Vogt, 2001).

**7.4.5.9 Bit Size Log.** Este tipo de registro sirve para mostrar el diámetro de la broca con la que se realizó la perforación en cada una de las secciones.

Junto con el Caliper se puede utilizar para identificar zonas de derrumbe de las formaciones que han sido perforadas, Así como zonas sobrepresionadas o que contienen Arcillas hinchables que hacen que el diámetro del pozo se reduzca (Hawker & Vogt, 2001).

**7.4.6 Registro grafico compuesto (RGC).** Es el producto de la combinación de la reinterpretación litológica a partir de registros de pozo y la descripción de muestras de zanja en función de la profundidad. Dentro de su contenido hace parte la información general del pozo como el nombre del pozo, localización, estado mecánico, pruebas de producción, profundidad, etc., registros de pozo tomados por Wireline y/o LWD, intervalos con tomas de núcleos si los hay y los asentamientos de las tuberías del pozo.

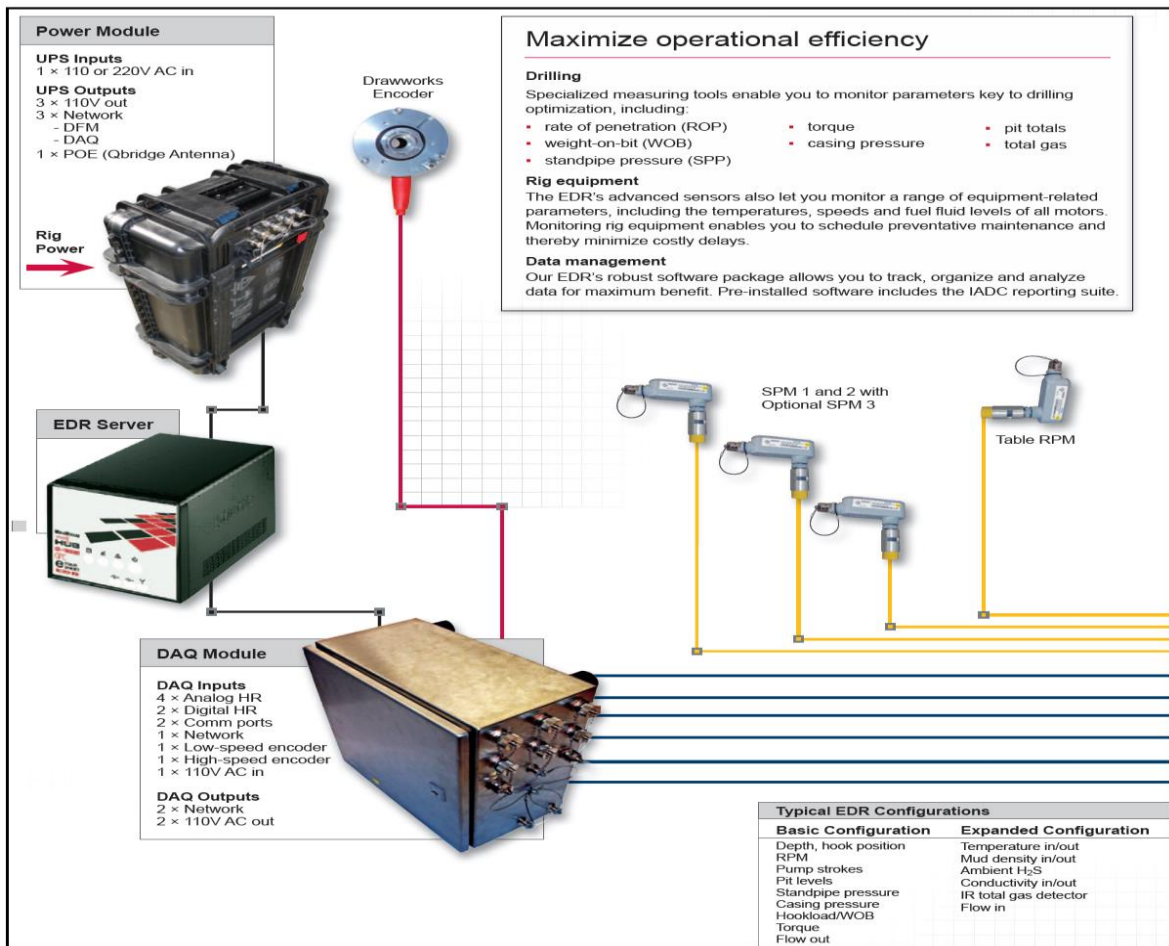
## **7.5 SOFTWARE ESPECIALIZADO DE REGISTROS DE POZO (WELLWIZARD).**

WellWizard es un avanzado software desarrollado por Weatherford, que trabaja sobre la plataforma de Windows y permite la visualización y personalización de los datos accediendo a la información en tiempo real desde cualquier parte del mundo.

El software permite al usuario personalizar la visualización de los datos en forma analógica y digital, también permite cambiar la localización, tamaño, color, escalas, presentación y efectos para las curvas de los distintos parámetros cargados.

WellWizard tiene como características la visualización de múltiples pozos, monitoreo del flujo de fluidos de formación dentro del pozo durante las operaciones de perforación, visualización de parámetros de perforación.

Figura 10. Toma y configuración de datos.



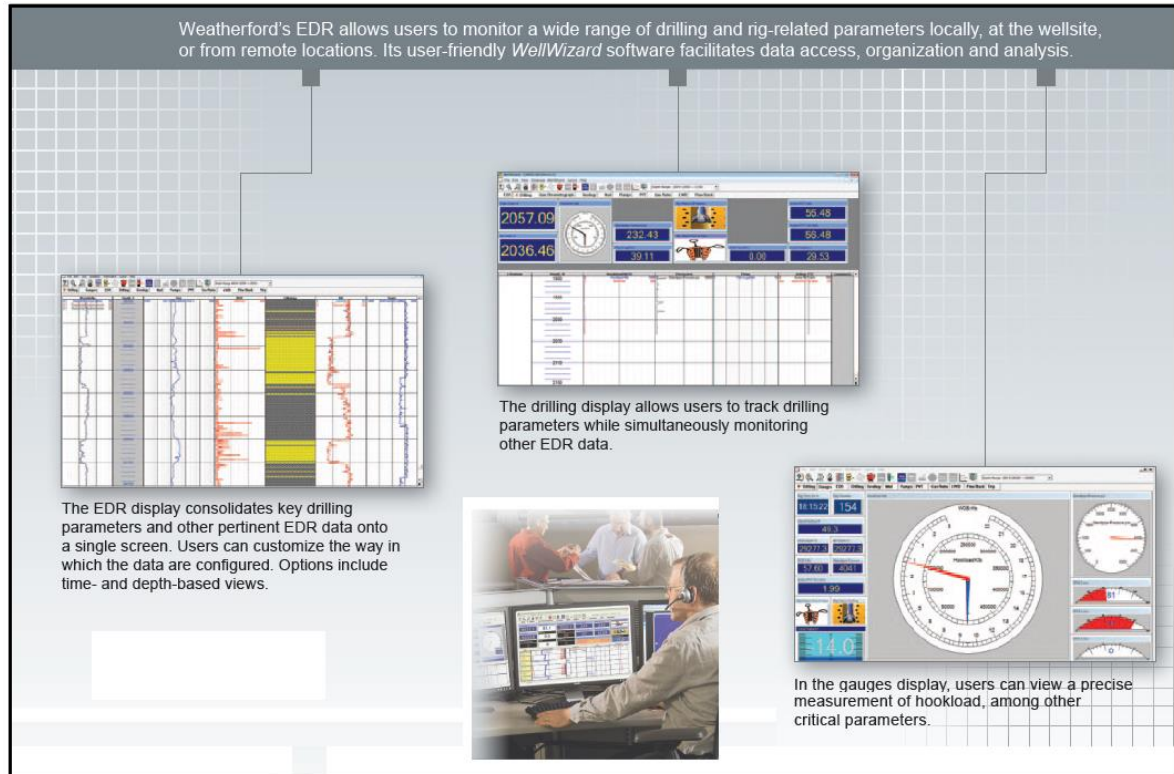
Fuente: Weatherford SLS, 2010. Electronic Drilling Recorder.

Tiene alarmas visuales y auditivas para todos los parámetros, de esta manera se puede hacer la detección temprana de una patada de pozo.

Toda esta información tomada por el software permite ser exportada e importada en datos numéricos en diferentes formatos (LAS 2.0, LAS 3.0, Excel, entre otros), también tiene capacidad para instalar líneas gráficas para todos los parámetros, y la representación del pozo en 3D a partir de los surveys, etc.

Posee un servidor Mirror que aumenta la comunicación entre la oficina y el equipo de perforación, la oportunidad de enviar y ver todo el registro de datos (la perforación direccional, MWD y LWD), registro de profundidad en MD y TVD.

**Figura 11.** Visualización de parámetros de perforación en tiempo real.



Fuente: Weatherford SLS, 2010. Electronic Drilling Recorder.

## 7.5.1 Complementos del Software.

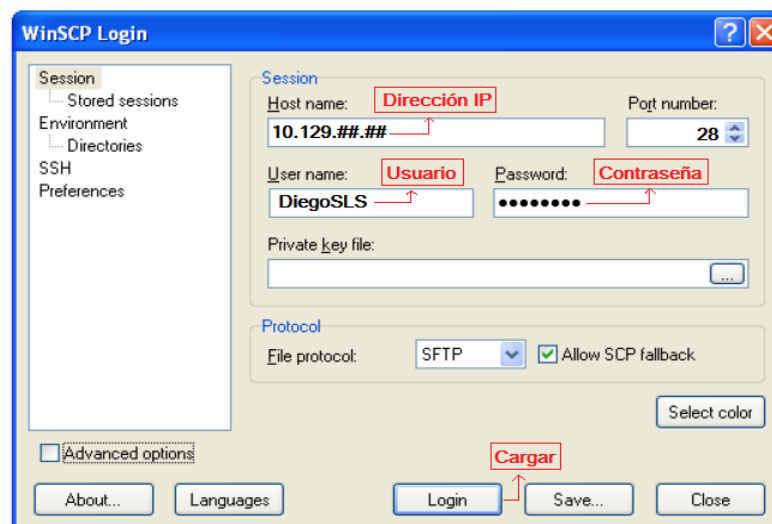
**7.5.1.1 WinSCP.** Es una aplicación de Software Libre cuya función es facilitar la transferencia segura de archivos entre dos sistemas informáticos diferentes, uno local y otro remoto que contiene la información (Información suministrada por Weatherford SLS).

**7.5.1.2 PuTTY.** Es un software de acceso remoto a datos informáticos de cualquier tipo mediante protocolos de comunicación. Útil en el momento que deseemos acceder a otros sistemas que sean o no compatibles con el formato que estamos ejecutando y manipular la información que está contenida en ellos. (Información suministrada por Weatherford SLS).

**7.5.2 Carga y restauración de la base de datos.** Para el proceso de reinterpretación litológica de la perforación del Pozo Santos XXX, se cuenta con la base de datos proporcionada directamente de pozo, esta base de datos debe estar en un formato predeterminado y es (.dbm); una vez cumplidos estos requisitos previos, con la ayuda del Software WinSCP se va a transferir la información desde la plataforma de Windows hasta el servidor en el que se va a restaurar la base de datos de la siguiente manera:

- Se abre el Software WinSCP y se introduce la dirección IP correspondiente al servidor en el que se va a trabajar, luego se ingresa el usuario y contraseña de la persona a cargo a de la elaboración del Registro Grafico Compuesto (RGC).

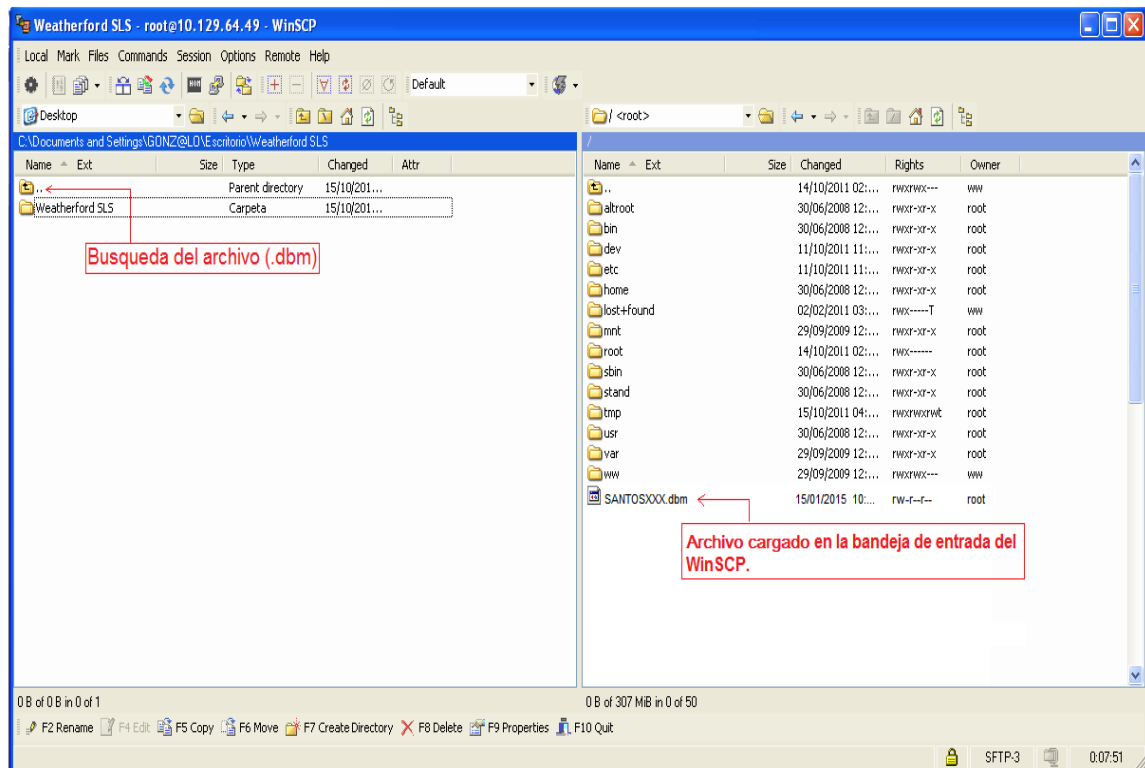
**Figura 12.** Print screen, Icono ejecutable y ventana de inicio software WinSCP.



Fuente: Software WinSCP – Weatherford.

- Se procede a importar el archivo con extensión (.dbm) correspondiente a la base de datos con la que se va a trabajar o simplemente se copia y se pega el archivo dentro de la bandeja de entrada del WinSCP.

**Figura 13.** Print screen, Bandeja de entrada de la información software WinSCP.

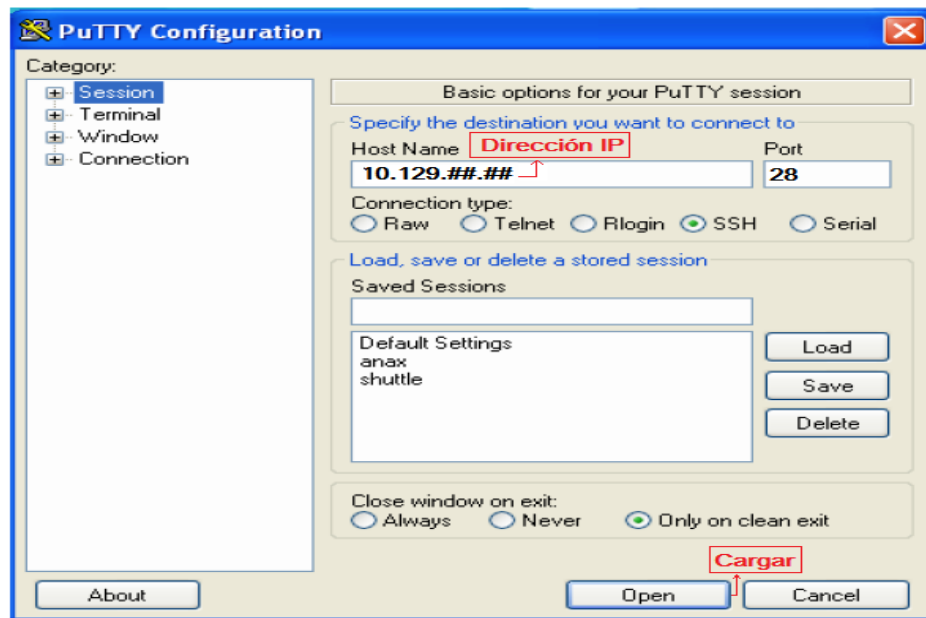


Fuente: Software WinSCP – Weatherford.

Una vez finalizado el procedimiento anterior, la base de datos esta lista para ser restaurada en el Software PuTTY, y se restaura como sigue:

- Se abre el Software PuTTY, y se introduce la dirección IP del servidor elegido para trabajar y se oprime la pestaña abrir para ejecutar el software.

Figura 14. Print screen, Ventana de inicio software PuTTY.



Fuente: Software PuTTY – Weatherford.

- Se escribe la dirección del enrutador que en este caso es la palabra **root** y la **clave** que la empresa tenga establecida para dicho proceso.

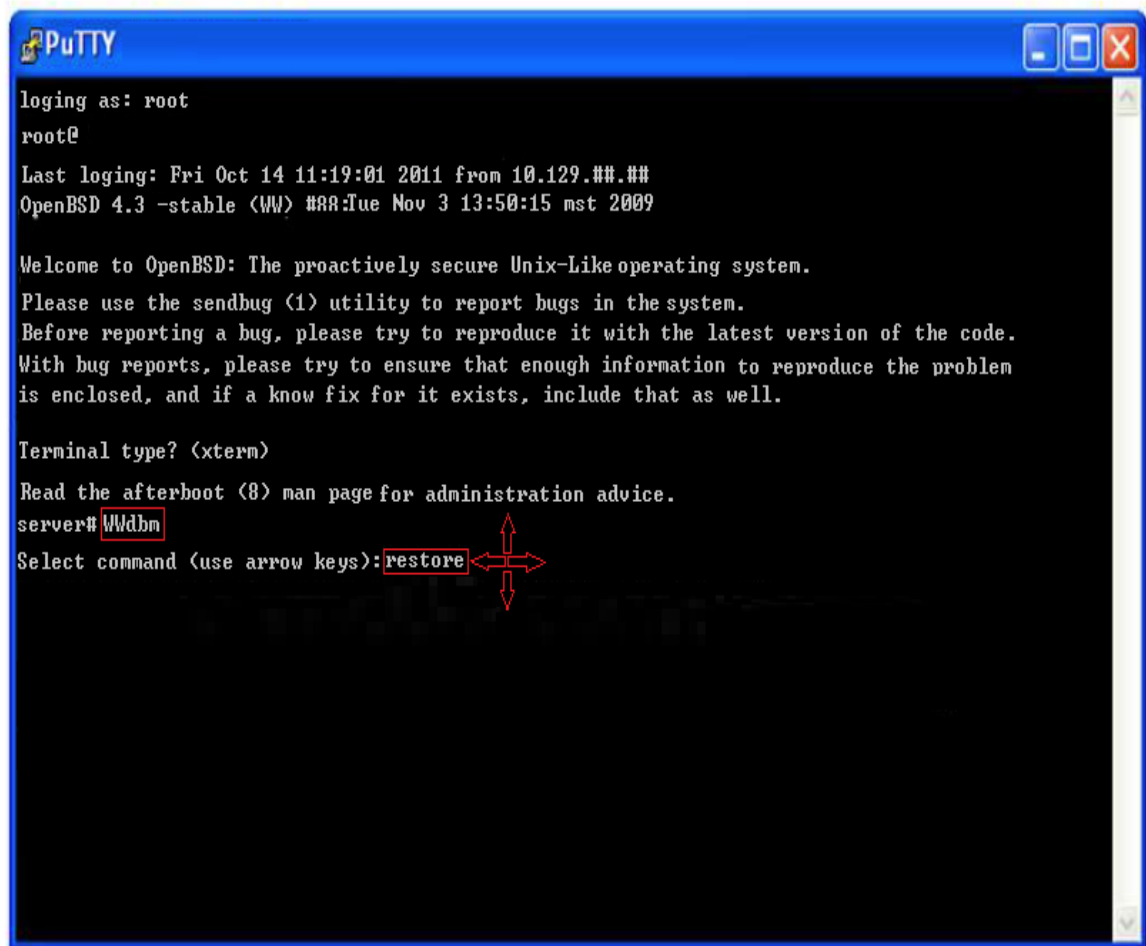
Figura 15. Print screen, Comandos de acceso al servidor.



Fuente: Software PuTTY – Weatherford.

- Se digita el comando **WWdbm** y con la ayuda de los cursores de navegación del teclado se elige la acción que se va a ejecutar que en este caso es Restaurar.

Figura 16. Print screen, comandos de manipulación de bases de datos.



```
logging as: root
root@
Last logging: Fri Oct 14 11:19:01 2011 from 10.129.##.##
OpenBSD 4.3 -stable (WW) ##:Tue Nov 3 13:50:15 mst 2009

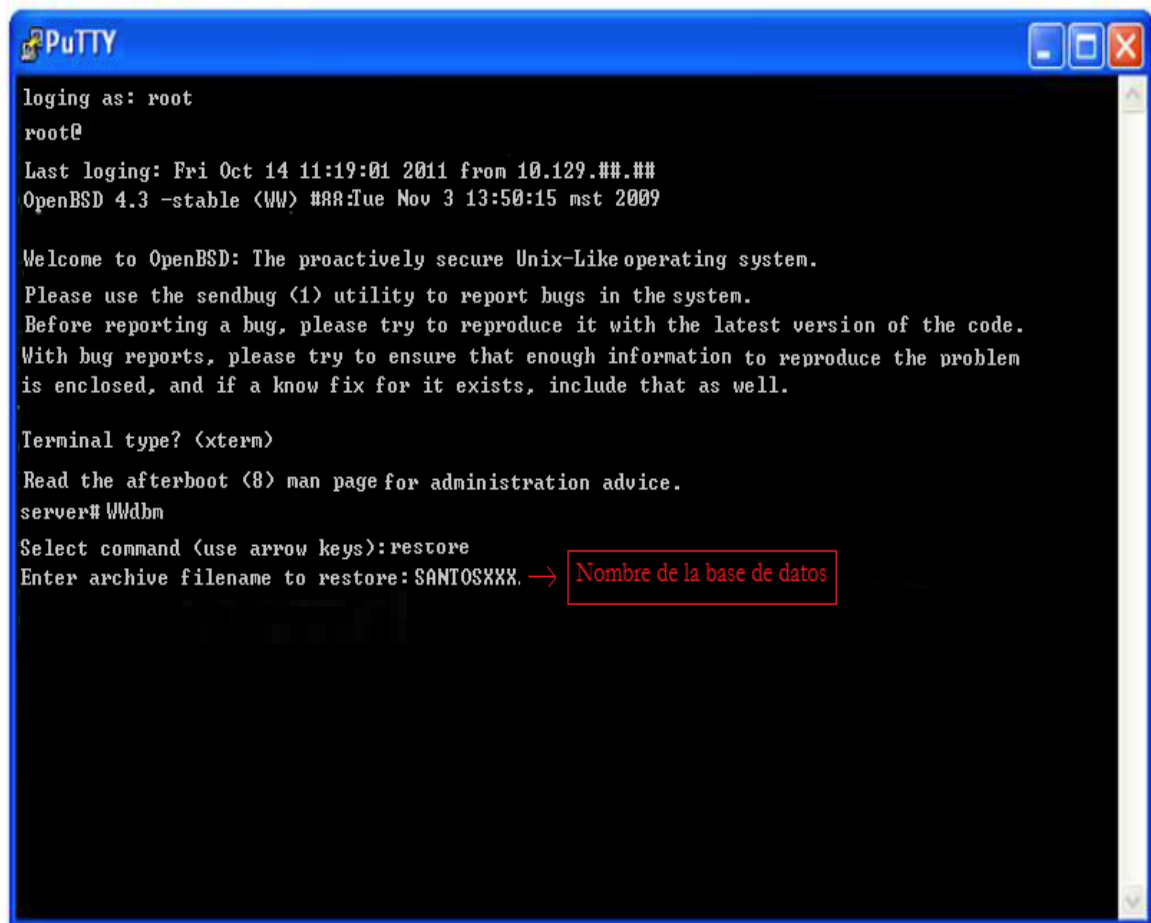
Welcome to OpenBSD: The proactively secure Unix-Like operating system.
Please use the sendbug (1) utility to report bugs in the system.
Before reporting a bug, please try to reproduce it with the latest version of the code.
With bug reports, please try to ensure that enough information to reproduce the problem
is enclosed, and if a know fix for it exists, include that as well.

Terminal type? (xterm)
Read the afterboot (8) man page for administration advice.
server# Wwdbm
Select command (use arrow keys): restore
```

Fuente: Software PuTTY – Weatherford.

- Se escribe el nombre de la base de datos del pozo tal cual estaba en el archivo que se transfirió al servidor por medio del WinSCP. (Santos XXX).dbm y se oprime Enter para finalizar.

**Figura 17.** Print screen, búsqueda de base de datos para restaurar.



```

PuTTY
loging as: root
root@
Last logging: Fri Oct 14 11:19:01 2011 from 10.129.##.##
OpenBSD 4.3 -stable <WW> #88:Tue Nov 3 13:50:15 mst 2009

Welcome to OpenBSD: The proactively secure Unix-Like operating system.
Please use the sendbug <1> utility to report bugs in the system.
Before reporting a bug, please try to reproduce it with the latest version of the code.
With bug reports, please try to ensure that enough information to reproduce the problem
is enclosed, and if a know fix for it exists, include that as well.

Terminal type? <xterm>
Read the afterboot <8> man page for administration advice.
server# Wwdbm
Select command <use arrow keys>: restore
Enter archive filename to restore: SANTOSXXX. → Nombre de la base de datos

```

Fuente: Software PuTTY – Weatherford.

Una vez restaurada la base de datos se oprime **Control** más **C** para retornar al inicio y cambiar de operación.

**7.5.3 Canales de información.** En este punto la base de datos ya está restaurada en el servidor para la información proveniente de campo de la unidad de Mud Logging de Weatherford, pero se deben crear canales por los cuales se van a llamar a cada uno de los registros eléctricos realizados por Wireline y que se van a utilizar para realizar la reinterpretación litológica del pozo; y este procedimiento se desarrolla como sigue:

- Se digita e introduce el comando **WWtext**, se selecciona el pozo para el cual se restauró la base de datos y se crean los canales correspondientes para los registros eléctricos.
- Se introduce el nombre del neumónico correspondiente a cada registro ejemplo: **(GR)**, se introduce el nombre con el cual se visualizará la información del registro en el software WellWizard ejemplo **(Gamma Ray)**.
- Se eligen las unidades correspondientes a cada uno de los registros, por ejemplo: **(resistivity, gamma, voltaje etc...)** y se elige la categoría a la cual pertenecen que en este caso es **Wireline**.

Figura 18. Print screen, Procedimiento para la creación de canales.



```

PuTTY
login as: root
root@
Last logging: Fri Oct 14 11:19:01 2011 from 10.129.##.##
OpenBSD 4.3 -stable <WW> #888:Tue Nov 3 13:50:15 mst 2009

Welcome to OpenBSD: The proactively secure Unix-Like operating system.
Terminal type? (xterm)
Read the afterboot (8) man page for administration advice.
server# WWtext
Select command (use arrow keys)
Select Well to modify
Use arrow keys to select and ENTER to view. Press X to exit.
Successfully loaded ~/ww/well/SANTOSXXX/config/realtime.map
Information verified...continuing.
Use arrow keys and ENTER to select channel. Press ? for help
Channel AAFV: Acc. Actual Displacement Unit: Uolume, 'Pit Parameter'
Arrow Keys select channel. Press ENTER to modify.
A: Add channel
C: Copy channel (adds a copy of the currently selected channel)
L: Select Locale
T: Change Category text
c: count channels
g: goto channel
e: position selector at last channel
h: position selector at first channel
n: advance selector to prev channel
p: advance selector to prev channel
R: reload (reload files - DOESN'T update Well)
S: save
x: exit well
?: help
Add new channel
Enter new channel mnemonic: GR
Enter new channel name: GAMMA RAY
Channel name GAMMA RAY already in use... skipping
Use name GAMMA RAY for language Spanish (Y/n)
Select EXIT and press ENTER to exit data flags selection.
Data Flag: Realtime SET
Data Flag: Exit
Data Flags: REALTIME, DEPTH, TIME, DEPTH_BASED, TIME_BASED, DEPTH_LAGGED
Class (use arrow keys): Gamma
Data Class Gamma
Category (use arrow keys): Wireline Parameters
  
```

Fuente: Software PuTTY – Weatherford.

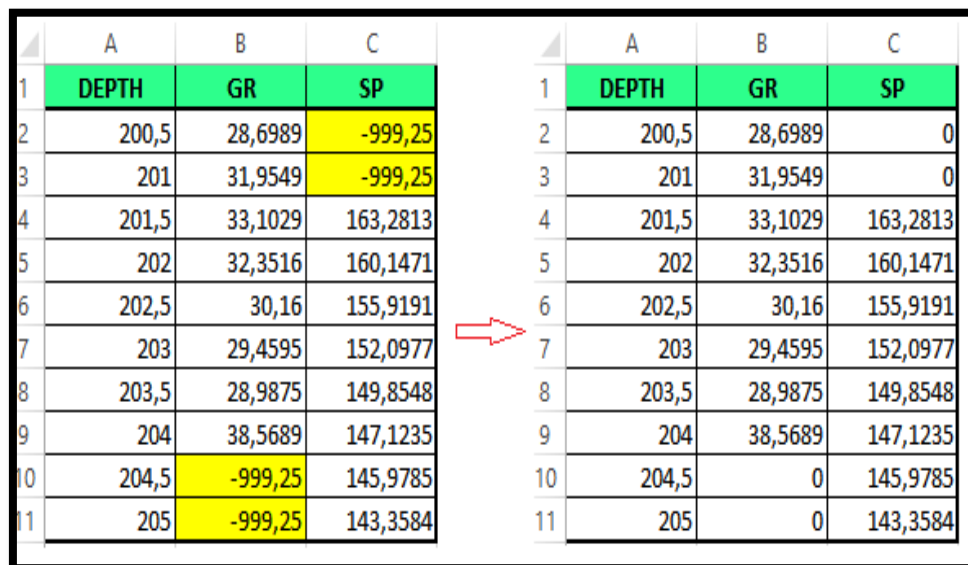
Nota: El mismo procedimiento debe repetirse para cada uno de los registros que se van a utilizar.

En el momento que los canales ya están creados se debe importar la base de datos de cada uno de los registros tomados, ya que esta información no viene incluida en la base de datos que exporta el Software en pozo, por ende es proporcionada por la compañía operadora del campo.

La información debe adecuarse de tal manera que WellWizard la pueda reconocer e importar, por ende se modifica de la siguiente manera:

- Se abre la base de datos en Excel, se elige la información correspondiente a los registros eléctricos que se van a utilizar, se eliminan datos erróneos y se procede a guardar dicha información en un archivo de forma ordenada y coherente.

**Figura 19.** Print screen, selección y adecuación de base de datos.



	A	B	C		A	B	C	
1	DEPTH	GR	SP		1	DEPTH	GR	SP
2	200,5	28,6989	-999,25		2	200,5	28,6989	0
3	201	31,9549	-999,25		3	201	31,9549	0
4	201,5	33,1029	163,2813		4	201,5	33,1029	163,2813
5	202	32,3516	160,1471		5	202	32,3516	160,1471
6	202,5	30,16	155,9191		6	202,5	30,16	155,9191
7	203	29,4595	152,0977		7	203	29,4595	152,0977
8	203,5	28,9875	149,8548		8	203,5	28,9875	149,8548
9	204	38,5689	147,1235		9	204	38,5689	147,1235
10	204,5	-999,25	145,9785		10	204,5	0	145,9785
11	205	-999,25	143,3584		11	205	0	143,3584

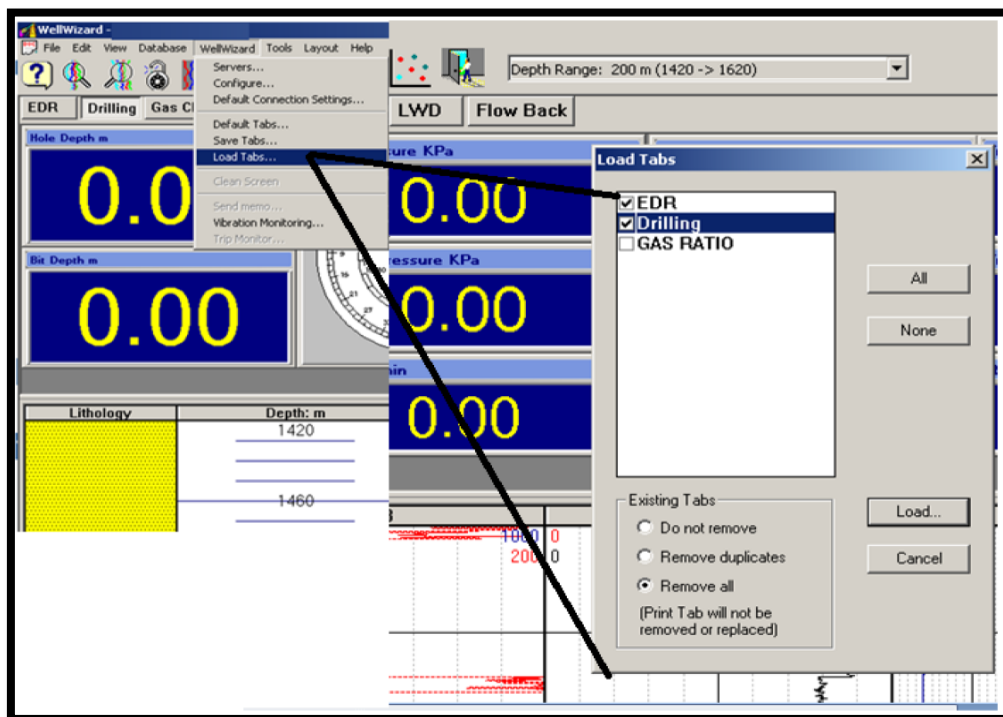
Fuente: Autor.

**7.5.4 Visualización y manejo del Software WellWizard.** Se abre el Software WellWizard y se procede a cargar o crear una plantilla base con respecto a las especificaciones que el cliente requiere.

Para cargar la plantilla inicialmente se abre la pestaña WellWizad, se selecciona la opción LOAD TAB, y se busca el archivo en extensión (.xlm), que es el formato compatible con el WellWizard.

El archivo en extensión (.xlm) es la plantilla anteriormente modificada por el personal de Weatherford y tiene los requerimientos exigidos por el cliente, se pueden manejar diferentes plantillas para cada uno de los registros que el cliente necesite.

**Figura 20.** Print screen, procedimiento para cargar plantillas

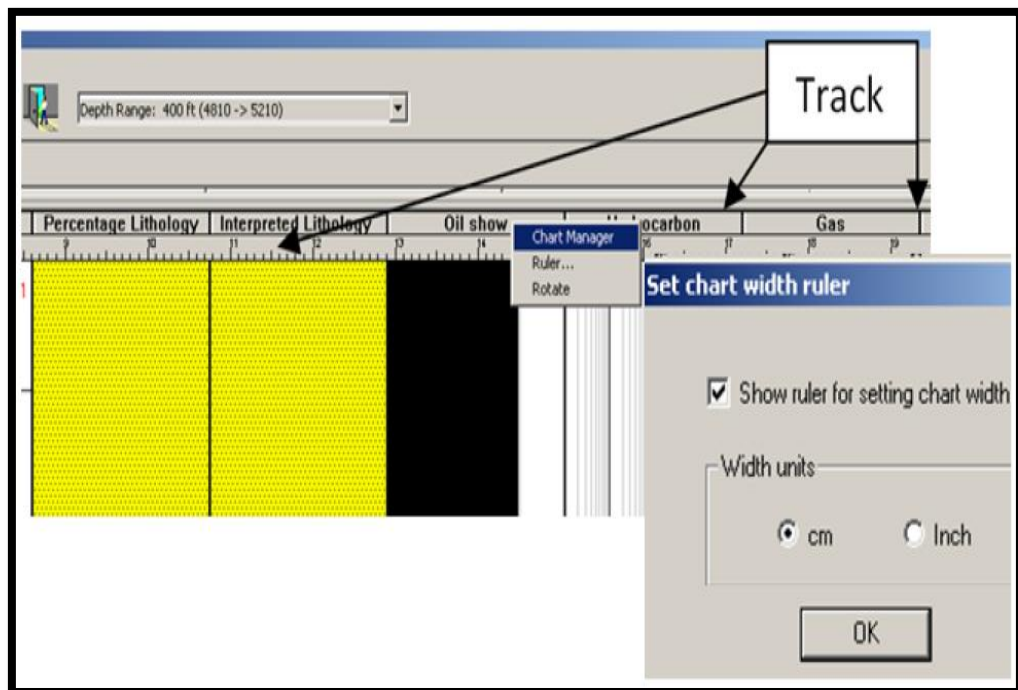


Fuente: Modificado por el autor del Software WellWizard – Weatherford.

Una vez cargada la plantilla, se inicia un control de calidad a la misma, en donde se revisan distintos aspectos como:

- Tamaño de los tracks, si están incorrectos deben adecuarse para mantener el formato que se maneja con el cliente.

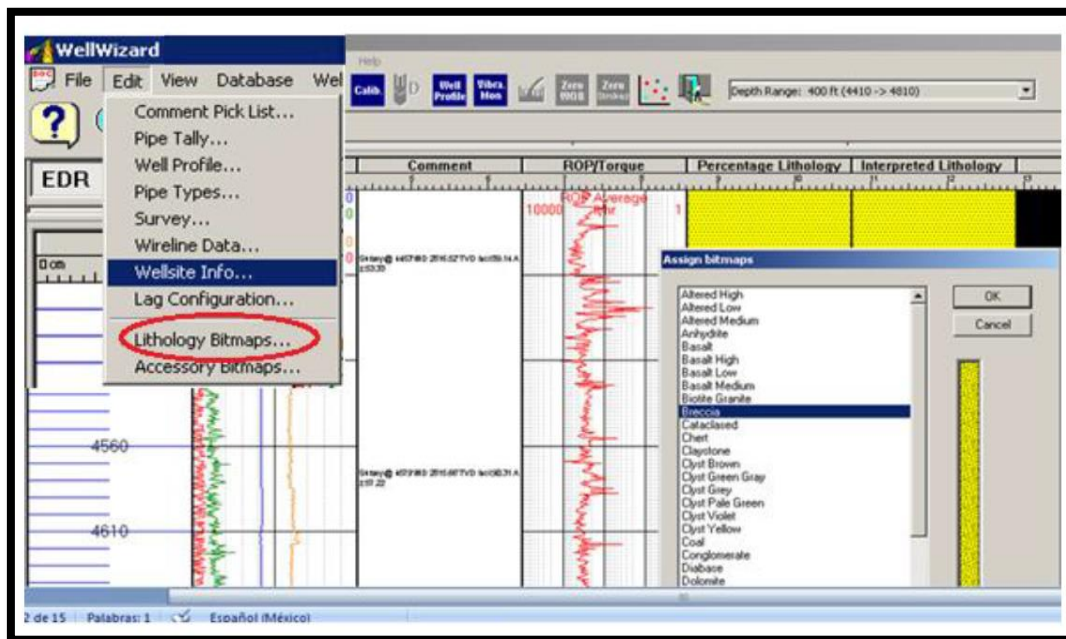
**Figura 21.** Print screen, control de calidad de la presentación



Fuente: Modificado por el autor del Software WellWizard – Weatherford.

- Se verifica que los bitmaps correspondan con los requeridos por la operadora, de lo contrario se selecciona la pestaña edit, y posteriormente se oprime Lithology Bitmaps para poder editarlos.

Figura 22. Print screen, como modificar los bitmaps.



Fuente: Modificado por el autor del Software WellWizard – Weatherford.

- Se procede a editar las escalas, unidades, grosor de las curvas y colores de los diferentes parámetros y registros.
- Se importa dicho archivo con la información correspondiente a los registros eléctricos verificando que las unidades correspondan a aquellas con las que fueron creados sus canales.
- Se edita la grilla con respecto al número de divisiones en los que se requiera la escala.
- Se copian los comentarios del Masterlog correspondiente al pozo para el cual se va a realizar el Registro Grafico Compuesto Tales como: inicio y finalización de la perforación, topes de formaciones, desviaciones, brocas, y descripción litológica; y se ubican en las profundidades reales de las cuales fueron tomados.

## 8. ESTRATIGRAFÍA DEL POZO SANTOS XXX

El Campo Provincia se encuentra localizado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena en su flanco oriental; entre los ríos Lebrija y Sogamoso, a la altura del Municipio Sabana de Torres, Departamento de Santander.

El pozo Santos XXX es un pozo desviado tipo “S” de desarrollo, perforado hasta 6445 pies en profundidad medida (PM), y 6181 pies en profundidad vertical (PV) dentro del Campo Provincia con objetivo primario geológico comercial las Formaciones Mugrosa y Esmeraldas.

Las formaciones geológicas perforadas en el pozo Santos XXX ya han sido identificadas en pozos anteriores en el Campo Provincia. Una descripción detallada de la composición litológica de las diferentes unidades se encuentra en el anexo del registro de evaluación de formaciones (FEL) y en los archivos de descripción de muestras de zanja.

### 8.1 TOPES DE FORMACIÓN

A continuación se presenta un cuadro donde se muestran las distintas formaciones encontradas, con sus respectivos topes determinados con base en los análisis de muestras de zanja y los registros eléctricos. Los intervalos y topes considerados en la descripción por formaciones se determinaron únicamente con base en las muestras de zanja.

**Figura 23.** Topes de Formación Pozo Santos XXX.

TOPES POZO SANTOS XXX (en pies)									
FORMACIÓN	PROGNOSIS			MUESTRA			REGISTRO		
	PM	PV	PV <sub>ss</sub>	PM	PV	PV <sub>ss</sub>	PM	PV	PV <sub>ss</sub>
REAL	SUP	SUP	359,89	SUP	SUP	359,89	SUP	SUP	--
DISCORDANCIA MIOCENO/ MUGROSA	3810	3645	-3285,11	3832	3671	-3311,11	3696	3535	-3175,11
ESMERALDAS	5523	5358	-4998,11	5431	5270	-4910,11	5410	5249	-4889,11
LA PAZ	6418	6253	-5893,11	6222	6061	-5701,11	6250	6089	-5729,11
TD	6600	6434	-6074,11	6445	6181	-5821,11	--	--	--
GLE	345,89								
RTE	359,89								
RT	14								

Fuente: Modificado por el autor de Weatherford, SLS 2015.

## 8.2 DESCRIPCIÓN DE FORMACIONES

### 8.2.1 Formación Real

**Desde superficie hasta 3832 pies PM (3671 pies PV).**

**Espesor aparente: 3671 pies PV.**

La parte superior de la formación desde superficie hasta 1800 pies se caracterizó por la presencia de Arena compuesta por cuarzo intercalada con Arcillolita y conglomerados. En la parte inferior a partir de 1800 pies hasta 3832 pies predomina la Arcillolita intercalada con Arena compuesta por cuarzo. De acuerdo a lo anterior se caracterizó litológicamente en dos intervalos:

Intervalo I (Desde superficie a 1800 pies)

En este intervalo predominan las Arenas cuarzosas de grano medio a grueso intercaladas con niveles de conglomerado con tamaño de grano muy grueso a gránulos y Arcillolita de color gris amarillo; tampoco se presentaron manifestaciones de aceite.

Intervalo II (Desde 1800 pies hasta 3832 pies)

Se caracterizó por que predominó la presencia de Arcillolita de color gris amarillo, blanco amarillento de 2020 pies hasta 3700 pies, marrón amarillento de 2200 pies hasta 3000 pies y gris verde medio desde 3100 pies hasta 3832 pies, intercalada con Arena cuarzosa; tampoco presentaron manifestaciones de aceite.

Se observó la presencia de trazas de arenisca, piritita, limolita.

### **8.2.2 Discordancia Mioceno / Formación Mugrosa**

**Desde 3832 pies PM (3671 pies PV) hasta 5431 pies PM (5270 pies PV).**

**Espesor aparente: 1599 pies PV.**

El tope de la Discordancia – Mioceno / Formación Mugrosa se definió teniendo en cuenta la presencia de manchamiento en 10% de la muestra, correlación con pozos aledaños y la disminución de la ROP.

La Discordancia – Mioceno / Formación Mugrosa está compuesta de Arena de cuarzo (con manchamiento de aceite) y Arcillolita de color marrón rojizo claro, marrón moderado, marrón rojo medio, marrón claro. La manifestación de hidrocarburo se clasificó como muy pobre. Hacia el tope de la formación se observa la presencia de pequeñas capas de limolita predominantemente verde grisáceo, marrón amarillento pálido, marrón grisáceo. En este intervalo se observó trazas de arenisca y piritita.

### 8.2.3 Formación Esmeraldas

**Desde 5431 pies PM (5270 pies PV) hasta 6222 pies PM (6061 pies PV).**

**Espesor aparente: 791 pies PV.**

El tope de la Formación Esmeraldas fue definido por la disminución de Arcillolita de color marrón claro y aumento de Arcillolita de color gris amarillento, gris claro a moderado y por correlación con pozos aledaños.

La Formación Esmeraldas está compuesta principalmente por Arcillolita de color gris amarillento, gris claro a moderado; intercalada con niveles con Arena de cuarzo de grano fino a muy fino (con manchamiento de aceite), ocasional niveles menores de carbón negro a marrón oscuro. La manifestación de hidrocarburos se clasifica de pobre a muy pobre.

Se presentaron niveles menores de carbón negro, menor marrón oscuro, quebradizo, blocoso, moderadamente duro a firme.

Se observó trazas de pirita, limolita, arenisca y abundantes nódulos de siderita.

### 8.2.4 Formación La Paz

**Desde 6222 pies PM (6061 pies PV) hasta 6445 pies PM (6181 pies PV).**

**Espesor perforado 120 pies PV.**

El tope de la Formación La Paz se definió por la disminución de Arcillolita gris clara amarillenta y aumento de Arcillolita gris medio blocosa, aumento de la ROP y correlación con pozos aledaños.

La Formación la Paz presentó Arcillolita de color gris medio a gris moderado, intercalada con Arena de cuarzo (con manchamiento de hidrocarburos), de tamaño de grano fino a muy fino. La manifestación de hidrocarburo se clasificó como muy pobre.

Se observaron tranzas de pirita, limolita, arenisca, nódulos de siderita y carbón (negro, menor marrón oscuro, quebradizo, blocoso, moderadamente duro a firme).

## 9. ANÁLISIS DE PROPORCIONES DE ACEITE Y GAS

### 9.1 MANIFESTACIÓN DE HIDROCARBUROS

#### 9.1.1 Detección de Hidrocarburos<sup>12</sup>

Los métodos usados para la detección e identificación de hidrocarburos durante la perforación son:

**9.1.1.1 Olor.** El olor puede variar desde pesado (característico de aceite de baja gravedad API) hasta ligero y penetrante (condensado). La intensidad del olor depende del tamaño de la muestra. Durante los procesos de secado de la muestra, se puede percibir mejor el olor de los hidrocarburos.

**9.1.1.2 Manchamiento y sangramiento visible.** La cantidad de aceite de los cortes que se lava en su trayecto hasta superficie, está en función de la permeabilidad. En rocas muy permeables solamente cantidades muy pequeñas de aceite son retenidas en los cortes. Con frecuencia el sangrado de aceite y gas puede ser observado en corazones, y algunas veces en los cortes perforados de formaciones apretadas. La presencia de sangramiento y gas en los cortes indica una formación de baja permeabilidad.

La cantidad de manchamiento de aceite sobre los cortes perforados y corazones es principalmente una función de la distribución de la porosidad y la distribución del aceite en los poros.

---

<sup>12</sup>FUNCIONES DEL MUDLOGGIN: <https://es.scribd.com/doc/225148471/Funciones-Del-Mudlogging>. Abril, 2015.

El color del manchamiento de aceite está relacionado con la gravedad API del aceite: aceites pesados tienden a ser pardos oscuros mientras aceites livianos tienden a ser de colores

Cuando solamente algunos granos individuales de Arena presenta fluorescencia puede indicar gas o condensado.

**9.1.1.3 Prueba con ácido (HCl).** El HCl diluido puede ser usado para detectar show de aceite en cortes. La presencia de aceite en rocas calcáreas puede ser detectada por gotas de HCl (10%).

La reacción del ácido sobre los cortes formará grandes burbujas, las cuales se adhieren al corte en el fondo, provocando que este flote hasta superficie. Algunas veces las burbujas estallan y el corte cae otra vez al fondo.

En fragmentos que no contienen aceite, las burbujas no llegan a ser tan grandes y por lo tanto, el corte permanece en el fondo.

En fragmentos no calcáreos y manchados con aceite, se formarán burbujas grandes, las cuales formarán una pared elástica y firme.

**9.1.1.4 Fluorescencia natural (luz ultravioleta).** El color de la fluorescencia es un índice de la gravedad del aceite.

El proceso para llevar a cabo la prueba de fluorescencia natural empieza por colocar la bandeja de la muestra lavada o un fragmento del núcleo o muestra de pared, bajo la luz ultravioleta, luego la parte de la muestra que exhibe fluorescencia es recogida y se ubica en una porcelana blanca para luego realizarle la prueba de la fluorescencia del corte. La fluorescencia natural se debe realizar

sobre muestras que no han sido secadas debido a que en muchos casos los aceites muy livianos o condensados no emiten fluorescencia.

Cuando se perfora en una zona de hidrocarburos, el halo fluorescente es debido al lodo base aceite y al aceite natural. Un cambio puede observarse en el color del manchamiento, la intensidad y color de la fluorescencia. La intensidad del halo fluorescente incrementa cuando se perfora en una zona soportada por aceite y con lodo base aceite.

**9.1.1.5 Fluorescencia del corte.** Es la prueba más confiable para observar la presencia de hidrocarburos en la muestra, primero se observa bajo luz ultravioleta siguiendo el mismo proceso del corte del solvente; la muestra debe estar seca (temperatura ambiente) para realizar esta prueba. Si la muestra contiene hidrocarburo, se observarán unos hilillos o corrientes fluorescentes al reaccionar con el solvente. Entonces se evalúa el color, la intensidad y la velocidad de los hilillos. A veces, la fluorescencia del corte no es observable, pero al evaporarse se observa un anillo residual.

Algunas muestras no presentan fluorescencia, ni dan corte del solvente positivo, pero la fluorescencia del corte (amarillo brillante) es positiva, indicando la presencia de hidrocarburos de alta gravedad API.

Generalmente aceites de baja gravedad API no emiten fluorescencia pero sí dan corte (pardo muy oscuro) y su fluorescencia del corte varía entre blanco lechoso a naranja oscuro. Cuando la muestra analizada presenta abundante caving, la calificación del show se da solamente a la fracción que es in situ y se especifica el porcentaje de caving.

---

<sup>12</sup>FUNCIONES DEL MUDLOGGIN: <https://es.scribd.com/doc/225148471/Funciones-Del-Mudlogging>. Abril, 2015.

**9.1.1.6 Mojabilidad (wettability).** La tendencia de la muestra a flotar sobre el agua cuando es sumergida, es frecuentemente una indicación de la presencia de aceite.

El procedimiento para llevar a cabo este método se basa en observar con el microscopio, el comportamiento que se presenta cuando se agregan unas gotas de agua a la parte de muestra que presenta posible manchamiento de aceite; Si el agua no es chupada dentro del corte o fluye a la superficie, y el residuo de hidrocarburo es levantado o se enrolla como gotas esféricas, es evidencia de que la muestra contiene aceite. Manchas secas, pueden aparecer sobre la muestra cuando el agua es evaporada. En perforaciones con fluidos de aire, este método no es confiable.

**9.1.2 Calificación del Show de Hidrocarburos.** Términos que se usan para la calificación de show de hidrocarburos:

**9.1.2.1 Distribución del manchamiento de aceite:**

(90-100%-parejo): Manchamiento de aceite sobre toda la superficie de la muestra.

(50-90%-Manchas): Manchamiento de aceite en áreas relativamente grandes y frecuentemente se interconecta debido al tamaño de las áreas manchadas (gran parte de la muestra)

(30-50%-Parche): El manchamiento de aceite esta sobre áreas aisladas. Es menor que el anterior.

---

<sup>12</sup>FUNCIONES DEL MUDLOGGIN: <https://es.scribd.com/doc/225148471/Funciones-Del-Mudlogging>. Abril, 2015.

(10-20%-Moteado): El manchamiento de aceite visible se observa como pequeñas concentraciones aisladas. Es menor que el anterior. Generalmente el manchamiento de aceite cubre grupos aislados de granos.

(5-10%-Puntos): Término que puede ser usado si el porcentaje de manchamiento se restringe solamente a granos aislados o espacios porosos aislados.

A continuación la **Figura 24** muestra el resultado de la manifestación de hidrocarburos registrada durante la perforación del pozo Santos XXX.

**Figura 24.** Tabla de manifestación de aceite pozo Santos XXX

PROF (Pies)	LITOL.	MANIFESTACION DE ACEITE			FLUORESCENCIA				CORTE				ANILLO RESIDUAL		SHOW	FM
		CANT.	DIST.	COL.	CANT.	DIST.	COL.	INT.	VEL.	INT.	FOR.	COL.	LUV	LN		
3942-3966	Arena	10%	Puntos	Marrón oscuro	10%	Parches	Amarillo muy claro	Débil	Rápido	Fuerte	Hongo	Blanco lechoso	Amarillo verdoso muy claro	Amarillo muy claro	Muy pobre	Mugrosa
4194-4216	Arena	Tr	Puntos	Marrón oscuro	10%	Puntos a Parches	Amarillo muy claro	Débil	Rápido	Fuerte	Corrientes	Blanco lechoso	Amarillo muy claro	No visible	Muy pobre	Mugrosa
5500-5640	Arena	No visible	No visible	No visible	10%	Puntos	Amarillo opaco	Débil	Lento	Débil	Corrientes	Blanco lechoso	Blanco azul	No visible	Muy pobre	Esmeraldas
5914-5955	Arena	No visible	No visible	No visible	Tr	Puntos	Amarillo opaco	Débil	Lento	Débil	Corrientes	Blanco lechoso	Blanco azul	No visible	Muy pobre	Esmeraldas
6270-6445	Arena	No visible	No visible	No visible	Tr	Puntos	Amarillo opaco	Débil	Lento	Débil	Corrientes	Blanco lechoso	Amarillo dorado claro	No visible	Muy pobre	La Paz

CANT.	Cantidad.
DIST.	Distribución.
COL.	Color.
INT.	Intensidad.
VEL.	Velocidad.
FOR.	Forma.
LUV.	Luz Ultra Violeta.
LN.	Luz Natural.

Fuente: Weatherford. Información pozo Santos – Ecopetrol, Sabana de Torres, Santander. 2015.

## 9.2 MANIFESTACIÓN DE GAS

**9.2.1 Tipos de gas.** El gas encontrado durante la perforación pueden ser clasificados en varios tipos:

**9.2.1.1 Gas de formación o liberado.** Gas que está en los poros de la roca y es liberado mecánicamente por la broca.

**9.2.1.2 Gas producido.** Gas que es introducido en el pozo desde formaciones adyacentes, debido a que la presión del fluido de formación es mayor a la presión hidrostática. Está en función de la permeabilidad de la formación. En formaciones de baja permeabilidad tales como Shale, el gas es filtrado lentamente pero continuamente al hueco, induciendo caving.

**9.2.1.3 Gas reciclado.** Gas el cual ha sido retenido en el lodo de perforación en superficie y que puede ser distribuido en el volumen total de lodo, el cual llega a ser visto como un background constante en la lectura o como curvas variadas en el detector de gas. Tiende a ser menos volátil, componentes más pesado de la serie de hidrocarburos.

**9.2.1.4 Gas de contaminación.** Gas que ha sido artificialmente introducido dentro del lodo de perforación desde una fuente diferente al de la formación. Este es usualmente derivado de los aditivos del lodo.

---

<sup>12</sup>FUNCIONES DEL MUDLOGGIN: <https://es.scribd.com/doc/225148471/Funciones-Del-Mudlogging> Abril, 2015.

**9.2.1.5 Gas de background.** Nivel constante de gas presente en el lodo de perforación proveniente del gas producido de la parte ya perforada y del gas reciclado. Este gas puede ser restado al gas de formación para dar un verdadero valor de gas total.

**9.2.1.6 Gas de viaje.** Gas que se infiltra en el hueco mientras se realiza el viaje. Este puede ser el resultado del swabbing mientras se saca la tubería; debido a una reducción de la presión hidrostática (APD) o debido a un lento flujo desde una formación soportada por gas. También es influenciado por la velocidad a la que se saca la tubería.

La cantidad de gas de viaje indica el estado del hueco y generalmente no es trazado en el Masterlog pero si es reportado numéricamente. Este gas es observado en superficie después de iniciar la circulación al finalizar un viaje. Generalmente para evitar consecuencias graves durante el viaje, se bombea una píldora pesada antes de comenzar el viaje. El gas de viaje también puede comenzar a aparecer antes de un lag time (cantidad de tiempo que toma el lodo en regresar a la superficie) debido a que proviene de una zona soportada por gas que está más cerca de la superficie.

A continuación la **Figura 25** muestra el resultado de la manifestación de hidrocarburos registrada durante la perforación del pozo Santos XXX.

**Figura 25.** Tabla de manifestación de gas pozo Santos XXX

INTERVALO (Pies)	LITOLÓGIA	GAS TOTAL%	PROMEDIO BGG %	GAS NETO PPM	CROMATOGRAFÍA (PPM)					ANÁLISIS RAZÓN DE GAS				
					C1	C2	C3	Σ C4	Σ C5	C1/C2	WH	BH	CH	TIPO DE GAS
910 - 930	Arena	12.93	0.89	12.04	117410	9382	2142	299	87	13	9	50	0.18	Gas
2968 - 2993	Arena	20.9	1.1	19.83	195045	9290	3330	1294	300	21	7	41	0.48	Gas
3833 - 3843	Arena	4.17	0.44	3.73	36547	3072	1212	619	294	12	12	19	1	Gas/Aceite
3879 - 3908	Arena	15.50	0.16	15.34	132941	11887	5562	3077	1497	11	14	14	1	Aceite
4837 - 4882	Arena	16.88	1.26	15.62	97051	34374	17979	12530	6817	3	43	3	1	Aceite
4921 - 4965	Arena	4.85	0.49	4.36	30159	7374	5341	3552	2026	4	38	3	1	Aceite
5909 - 5925	Arena	8.69	2.10	6.59	72443	7126	3808	2330	1168	10	17	11	1	Aceite
5952 - 5965	Arena	4.48	1.06	3.42	36818	3910	2097	1283	683	9	18	10	1	Aceite
6272 - 6284	Arena	2.50	0.49	2.01	20168	2611	1246	622	321	8	19	10	1	Gas
6286 - 6301	Arena	3.26	1.34	1.92	26362	2809	1393	761	1224	9	19	9	1	Gas

WH	Proporción de Humedad.
BH	Proporción de Balance.
CH	Proporción de Carácter.

Fuente: Weatherford. Información pozo Santos, Colombia. 2015.

### 9.3 ANÁLISIS DE LAS MANIFESTACIONES DE ACEITE Y GAS

El análisis y detección de gas, mientras se perforaba el pozo, fue hecho por una trampa de gas o desgasificador conectado a un cromatógrafo por una línea de gas. La muestra de gas fue continuamente separada del fluido de perforación con un desgasificador de Arena montado sobre los shackers. El desgasificador de lodo posee un agitador a alta revolución, el cual libera la muestra de gas que es transportada por una bomba de succión al cromatógrafo que se encuentra en la unidad de registro.

La muestra es analizada por un conducto termal del cromatógrafo, que permite hacer análisis continuos a alta velocidad de C1, C2, C3, C4 y C5 cada 30 segundos, este posee la resolución requerida para identificar cambios en la litología, zonas de fractura, topes de formación y determina zonas con contenidos de crudo, gas y agua.

#### 9.3.1 Terminología

##### **Hidrocarburos livianos o pesados**

En el punto de vista de la producción y la refinación, generalmente se entiende por hidrocarburos pesados aquellos hidrocarburos que tienen 12 o más átomos de carbono. (C12, C13).....etc.). Sin embargo, la evaluación cromatografía del sitio del pozo se restringe normalmente a los hidrocarburos comprendidos entre el metano y el pentano “C1 a C5”. En este caso, el término hidrocarburo pesado se aplica a los hidrocarburos comprendidos entre el propano y el pentano “C3 a C5”, y el termino de hidrocarburo liviano se aplica al metano y al Etano “C1 y C2”.

### **Gas no Asociado**

El término se aplica a la existencia natural de gas sin que haya ningún petróleo líquido asociado. Las existencias conocidas han sido formadas por bacterias en profundidades someras o por craqueo térmico del petróleo a altas temperaturas.

### **Gas Seco**

Es el término dado a gas compuesto fundamentalmente a metano y que contiene pequeñas cantidades de hidrocarburos condensables. Dada las características de solubilidad del aceite y del agua, la presencia de gas seco también es un indicio de zonas acuíferas y de zonas geopresurizadas. Otra ocurrencia es la de gas de carbón.

### **Gas Húmedo**

Es el término con el que se conoce al gas que contiene proporciones de hidrocarburos más pesados, propano, butano, pentano, etc. En comparación con hidrocarburos más livianos como el metano y el etano, se dice que el gas aumenta en humedad a medida que aumenta la proporción de hidrocarburos más pesados.

### **Condensado**

Con este término se conoce al metano y altas proporciones de hidrocarburos más pesados que aparecen como un gas en el yacimiento pero que se condensan y transforman en líquido una vez en superficie. Se cree que los yacimientos de condensado de gas son producto de la destrucción parcial del crudo.

### 9.3.2 Reglas para el análisis de las proporciones de gas

Estos métodos presentan una evaluación relativa de un yacimiento en base a las proporciones de los gases evaluados, evaluación global que son complementadas con parámetros de perforación y comportamiento mecánico del pozo, esto puede dar indicios del tipo de zona productora como clase de fluido sea gas, aceite o condensado y permeabilidad del reservorio.

#### Relación de Humedad:

**Proporción de Humedad:**  $(Wh) = (C2+C3+C4+C5) / (C1+C2+C3+C4+C5) \times 100$

**Proporción de Balance:**  $(Bh) = (C1+C2) / (C3+C4+C5)$

**Proporción de Carácter:**  $(Ch) = (C4+C5) / C3$

**Figura 26.** Tabla de Reglas para Proporción de Humedad (Wh).

RELACIÓN (Wh).	DESCRIPCIÓN
<0.5	Gas muy seco, con baja producción potencial
0.5-17.5	Gas, incrementando en densidad con la proporción de humedad
17.5-40	Aceite, incrementado en densidad con la proporción de humedad.
>40	Aceite residual con baja producción potencial

Fuente: Weatherford. SLS 2014.

**Figura 27.** Tabla de Relación de Balance (Bh).

RELACIÓN (Bh).	DESCRIPCIÓN
1. Si $Bh > 100$ y $Wh < 0.5$	Gas ligeramente seco y no productivo.
2. Si $Wh$ indica gas y $Wh < Bh < 100$	Gas productivo que incrementa su densidad cuando las dos curvas convergen.
3. Si $Wh$ indica gas y $Bh < Wh$	Indica gas en forma condensada o aceite de alto grado de GOR.
4. Si $Wh > 17.5$ y $Wh < 40$ y $Wh > Bh$ .	Aceite producible que aumenta su densidad cuando las dos curvas divergen.
5. Si $Wh > 40$ y $Bh$ es $\lll Wh$	Aceite residual no productivo.

Fuente: Weatherford. SLS 2014.

**Figura 28.** Tabla de Proporción C1/C2.

C1/C2 ratio	Tipo de fluido y gravedad
< 2	no-productivo, aceite residual, aceite pesado
2 – 4	aceite de baja gravedad, API 10 – 15
4 – 8	aceite de gravedad medio, API 15 – 35
8 – 10	aceite de alta gravedad, API > 35
10 – 15	Gas condensado
15 – 65	Gas
> 65	Gas liviano, no-productivo, baja permeabilidad
C1 solamente	Agua salada

Fuente: Weatherford. SLS 2014.

**Relación de Carácter.**  $Ch = (C4+C5) / C3$

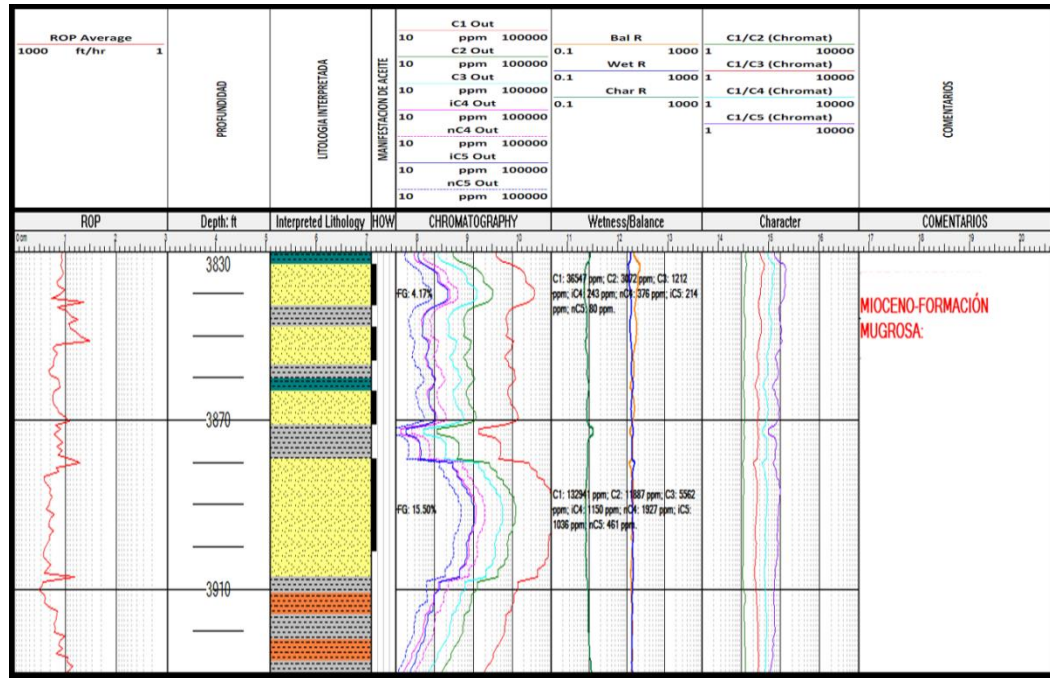
Omitiendo los compuestos hidrocarburos más livianos (Metano y Etano) y comparando solo los compuestos más pesados, se puede confirmar la presencia de un fluido de hidrocarburo denso lo cual debe ayudar a diferenciar un gas muy

húmedo de un crudo con gravedad muy alta. La importancia de comparar estos tres compuestos radica en que C3 puede aparecer como cantidades de traza en un yacimiento de gas, pero será un componente importante del gas húmedo del crudo de baja gravedad. Por otra parte, es posible que C4 y C5 no aparezcan en una zona gasífera pero sí estarán presentes en cierta medida en gases densos o más húmedos y mucho más en crudos livianos. Luego si  $Ch < 0.5$  se confirma la presencia de una fase de gas productivo, bien sea gas húmedo o condensado de gas.

Si el carácter (Ch) es  $<0.5$  la zona contiene gas productivo húmedo o condensado.  
Si el carácter (Ch) es  $>0.5$  la zona contiene aceite productivo de alta gravedad API.

### 9.3.3 Análisis de Manifestación de Gas

**Figura 29.** Intervalo analizado de la Formación Mugrosa (Intervalo 3832 pies – 3900 pies)



Fuente: Weatherford. Información pozo Santos, Colombia. 2015.

### MÉTODO DE INTERPRETACIÓN GAS RATIO:

#### Zona de Gas y/o Aceite.

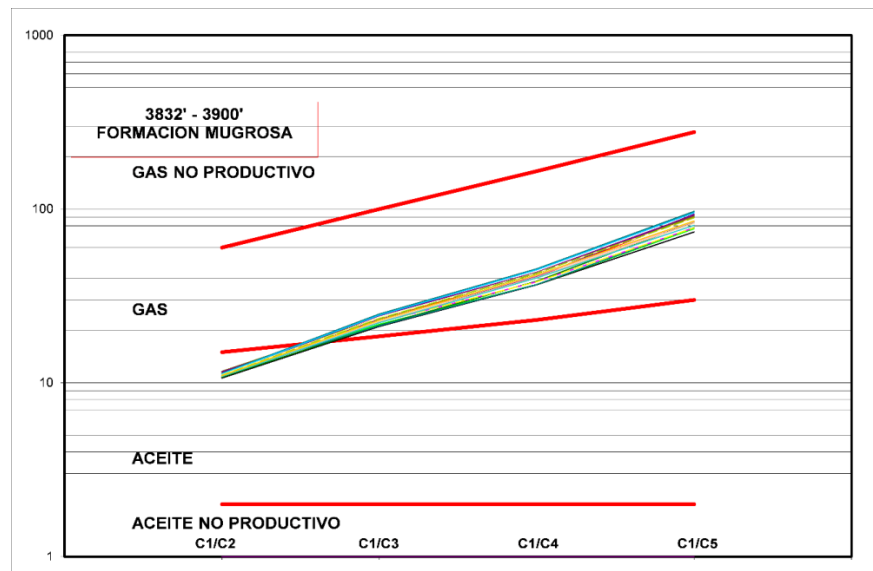
Para este intervalo se obtuvo un valor de Whetness de 12 a 15, Balance entre 10 y 21, Character entre 0.6 y 1.1 y la relación C1/C2 entre 10 y 12. La relación de compuestos hidrocarburos (C1/C2) indica presencia de una zona con condensado de gas; Whetness, indica presencia de una zona con gas y/o aceite, incrementado en densidad con la proporción de humedad; como Wh indica gas y / o aceite, entonces la relación si Wh indica gas y  $Wh < Bh < 100$ , sugiere que el intervalo

podría corresponder a una zona con gas productivo que incrementa su densidad cuando las dos curvas convergen.

La relación de carácter confirma la presencia de una fase líquida en este intervalo, porque los valores calculados son mayores a cero punto cinco ( $> 0.5$ ), por lo tanto, la relación sugiere que este intervalo podría hacer parte de una zona cuyo contenido puede tratarse de aceite producible.

**Análisis de las proporciones de gas:** Basados en el análisis de los resultados obtenidos de las diferentes relaciones de los compuestos hidrocarburos, y apoyados en el análisis microscópico y la evaluación de las manifestaciones de aceite realizado a los cortes de zanja, la interpretación de gas ratio sugiere, que este intervalo podría hacer parte de una zona con aceite productivo.

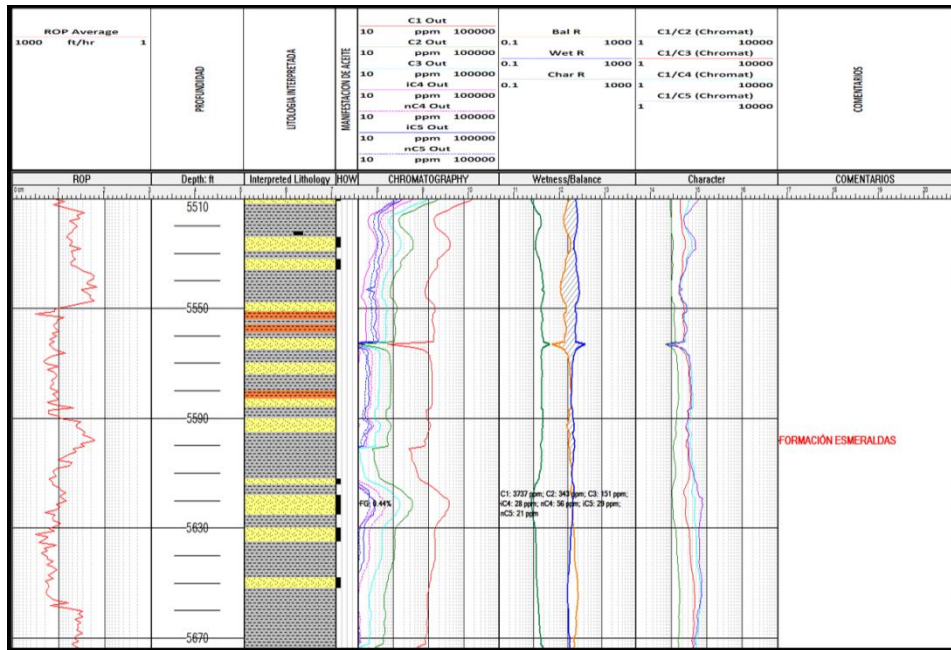
**Figura 30.** Método de interpretación Pixler (Intervalo 3832 pies – 3900 pies)



Fuente: Weatherford. Información pozo Santos, Colombia. 2015.

**Relación de gas de Pixler:** El trazado del Pixler sugiere que el intervalo analizado, podría corresponder a una zona con presencia de aceite productivo y buena permeabilidad; señalado por la pendiente de la curva.

**Figura 31.** Intervalo analizado de la Formación Esmeraldas (5610 pies–5640 pies)



Fuente: Weatherford. Información pozo Santos, Colombia. 2015.

## MÉTODO DE INTERPRETACIÓN GAS RATIO:

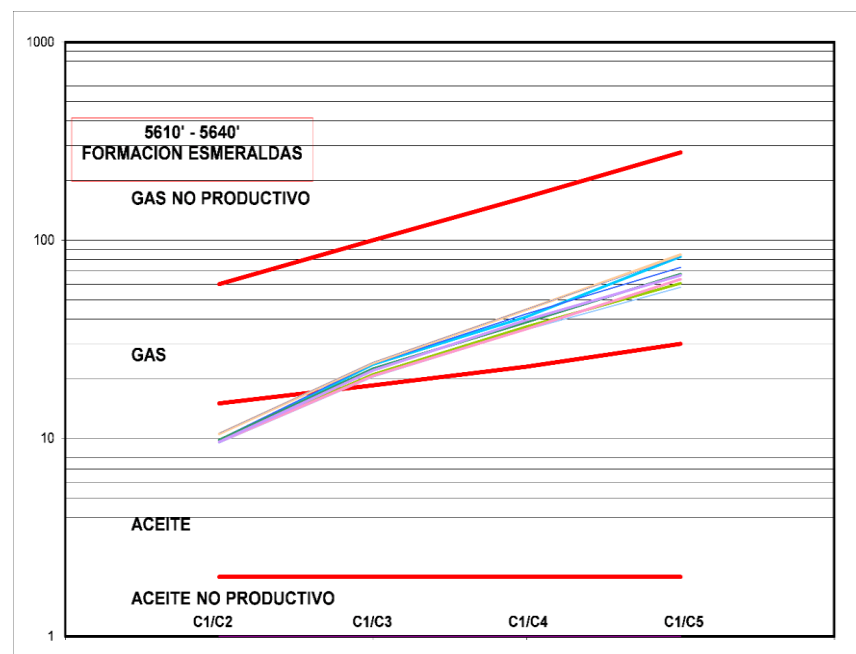
### Zona de Aceite.

Para este intervalo se obtuvo un valor de Whetness de 11 a 15, Balance entre 12 y 16, Character entre 0.8 y 1.5 y la relación C1/C2 entre 10 y 14. La relación de compuestos hidrocarburos (C1/C2) indica esta zona podría presentar aceite de alta gravedad API, y/o condensado de gas; Whetness, indica presencia de una zona con gas, incrementado en densidad con la proporción de humedad. Como Wh indica gas, entonces la relación si Wh indica gas y  $Bh < Wh$ , sugiere que el intervalo podría corresponder a una zona con gas en forma condensada o aceite de alta gravedad API.

La relación de carácter confirma la presencia de una fase líquida en este intervalo, porque los valores calculados son mayores a cero punto cinco ( $> 0.5$ ), por lo tanto, la relación sugiere que este intervalo podría corresponder a una zona con aceite o gas en forma condensada.

**Análisis de las proporciones de gas:** Con base en los resultados obtenidos de las diferentes relaciones de los compuestos hidrocarburos, y apoyados en el análisis microscópico y la evaluación de las manifestaciones de aceite realizado a los cortes de zanja, la interpretación de gas ratio sugiere, que este intervalo podría estar en una zona cuyo contenido puede tratarse de aceite de alta gravedad API.

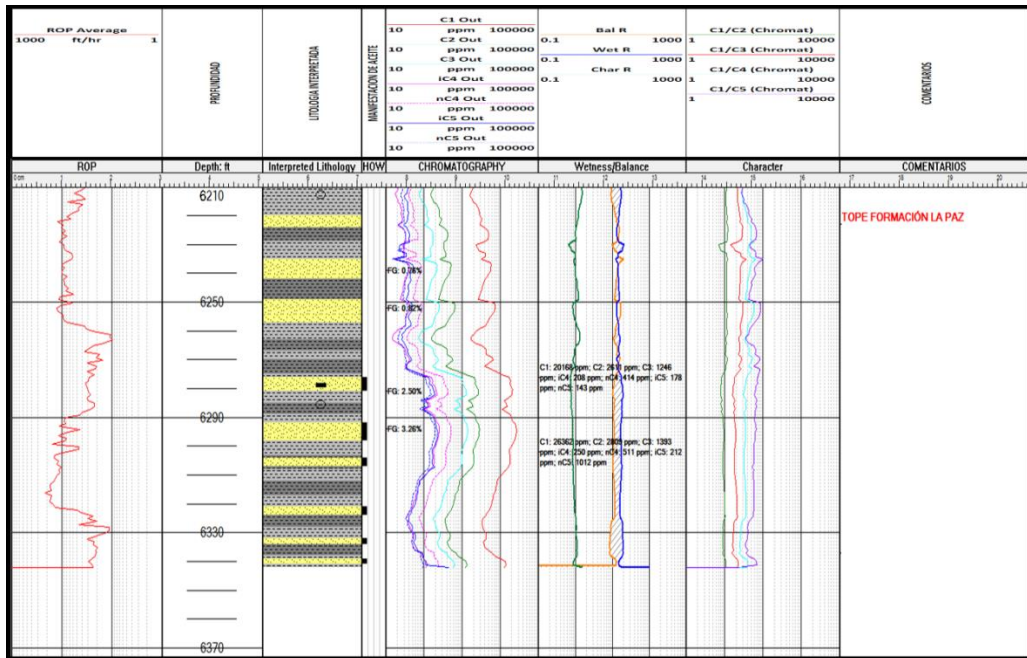
**Figura 32.** Método de interpretación Pixler (Intervalo 5610 pies – 5640 pies).



Fuente: Weatherford. Información pozo Santos, Colombia. 2015.

**Relación de gas de Pixler:** Este trazado sugiere que este intervalo hace parte de una zona que podría contener aceite con indicio de buena permeabilidad, señalado por la pendiente positiva de la curva que es similar a la línea de la zona.

**Figura 33.** Intervalo analizado de la Formación La Paz (6270 pies – 6340 pies)



Fuente: Weatherford. Información pozo Santos, Colombia. 2015.

## MÉTODO DE INTERPRETACIÓN GAS RATIO:

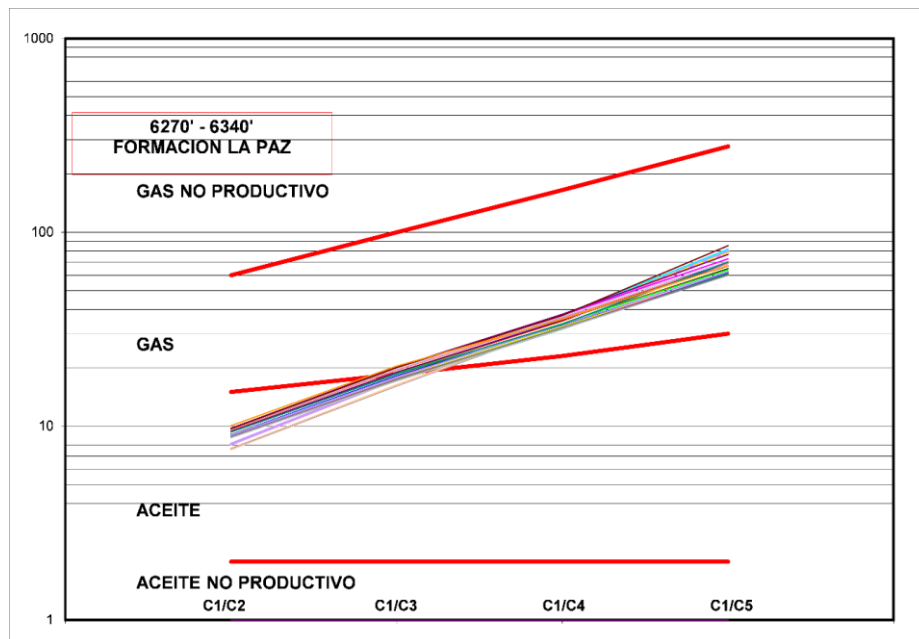
### Zona de Aceite.

Para este intervalo se obtuvo un valor de Whetness de 12 a 19, Balance entre 7 y 15, Character entre 0.6 y 1.2 y la relación C1/C2 entre 9 y 10. La relación de compuestos hidrocarburos (C1/C2) indica presencia de una posible zona con aceite de alta gravedad API; Whetness, indica presencia de una zona con aceite, incrementado en densidad con la proporción de humedad. Como Wh indica aceite, entonces la relación si  $Wh > 17.5$  y  $Wh < 40$  y  $Wh > Bh$ , sugiere que el intervalo podría corresponder a una zona con aceite producible que aumenta su densidad cuando las dos curvas divergen.

La presencia de una fase líquida en el intervalo analizado, está confirmada por que la relación de carácter presenta valores mayores a cero punto cinco ( $> 0.5$ ), por lo tanto, la relación sugiere una zona que podría contener aceite producible.

Análisis de las proporciones de gas: De acuerdo con los resultados obtenidos de las diferentes relaciones de los compuestos hidrocarburos, y apoyados en el análisis microscópico y la evaluación de las manifestaciones de aceite realizado a los cortes de zanja, la interpretación de gas ratio sugiere, que este intervalo hace parte de una zona que podría contener aceite de alta gravedad API con producción potencial.

**Figura 34.** Método de interpretación Pixler (Intervalo 6270 pies – 6340 pies).



Fuente: Weatherford. Información pozo Santos, Colombia. 2015.

**Relación de gas de Pixler:** El trazado sugiere que este intervalo hace parte de una zona la cual posiblemente presenta aceite potencialmente productivo (aceite de alta gravedad API), con indicio de regular permeabilidad, señalado por el moderado aumento de la pendiente de la curva.

## 10. ANÁLISIS Y CONTROL DE CALIDAD A PARÁMETROS DE PERFORACIÓN DEL POZO SANTOS XXX

El análisis y control de calidad que se realiza por parte de ingeniería se basa en los parámetros de perforación, y este inicia haciendo el cotejo al informe final traído de pozo con los registros, es decir, que lo escrito en el resumen de operaciones en cuanto al WOB, RPM, ROP, etc., a una determinada profundidad concuerde con el comportamiento que tiene el registro; además, se verifica que las profundidades de las secciones perforadas y de la tubería de revestimiento concuerden en todo el informe.

Los datos de cada uno de los parámetros deben ser revisados y corregidos antes de ser restaurados en el software, para esto se exporta a Excel y se realiza una búsqueda de datos erróneos.

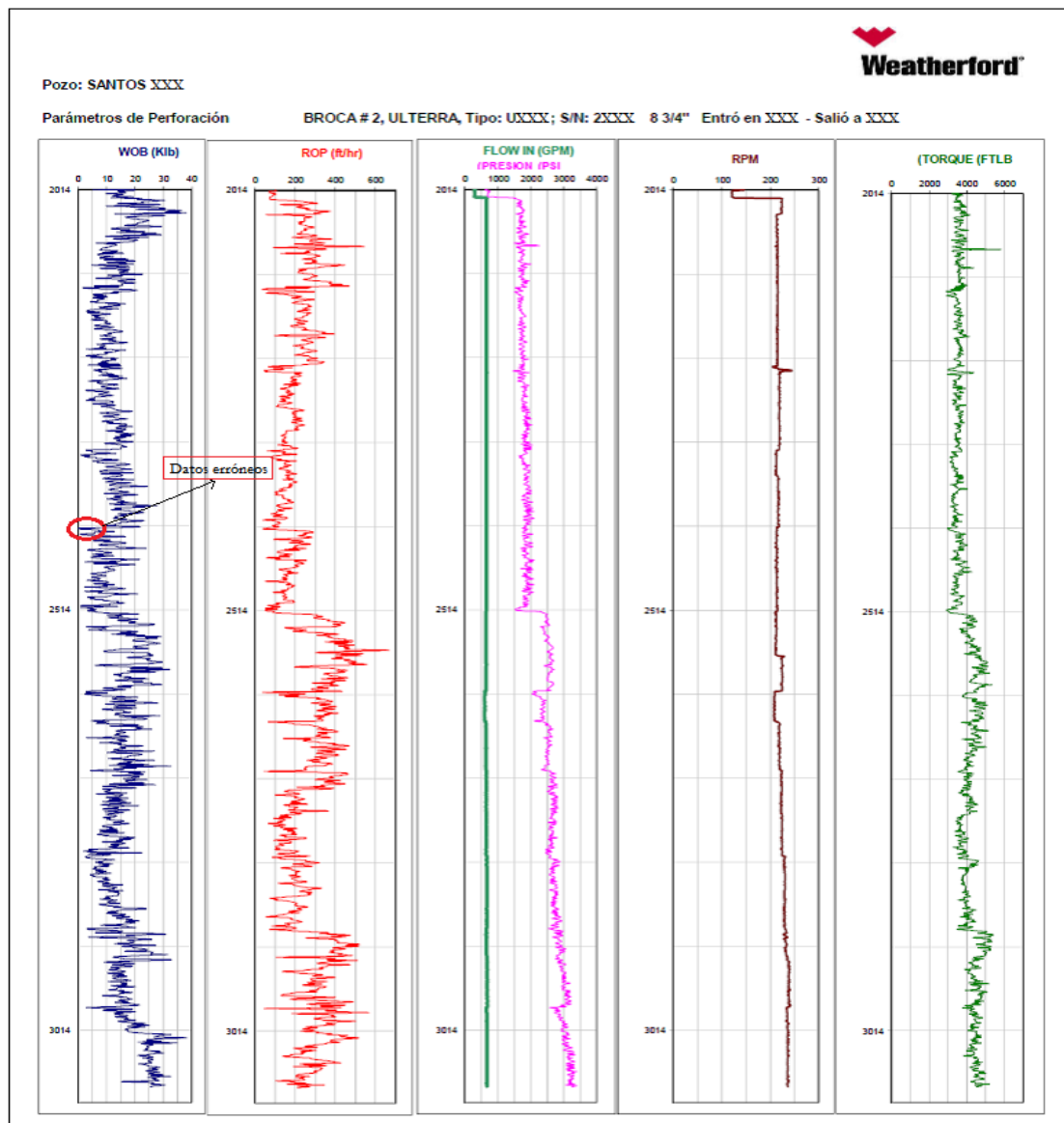
**Figura 35.** Filtro a parámetros de perforación en Excel del Pozo Santos XXX

Hole Dep	Hookload	RPM	Standpipe Torque	WOB: Klb	Flow In: gal/min		
-999.25	-999.25	-999.25	-999.25	-999.25	-999.25		
-999.25	-999.25	-999.25	-999.25	-999.25	-999.25		
606.257	938.3271	24.54458			0		
608.1487	937.2174	30.18443			0		
610.0403	936.5515	28.45059			0		
611.9319	939.4368	29.05214			0		
613.8236	937.6613	27.88994			0		
615.7152	936.9954	26.80077			0		
617.6069	938.771	29.61827			0		
619.4985	938.1051	27.79269			0		
621.3902	938.1051	27.48151			0		
623.2818	933.2224	28.37982			0		
625.1734	935.8857	28.27367			0		
627.0651	930.1151	26.72296			0		
628.9567	933.6662	26.91746			0		
630.8484	934.9979	28.98137			0		
632.74	938.6877	32.21904			0		
634.6316	937.2174	27.8316			0		
636.5233	934.9979	26.39231			0		
638.4149	933.2224	25.16699			0		
640.3066	937.2174	25.73103			0		
23	262	43.8146	-999.25	640.4343	1863.615	29.40596	209.9111
24	263	42.78846	-999.25	640.7446	1865.39	30.43213	210.0696
25	264	39.85154	-999.25	623.7849	1868.054	33.36906	191.0492
26	265	42.64692	-999.25	637.332	1853.849	30.57367	193.4532

Fuente: Weatherford. SLS. 2015.

Una vez filtrado los datos erróneos, se hace una análisis a los mismos, en donde a manera de ejemplo para el peso sobre la broca no pueden haber valores por debajo de cero.

**Figura 36.** Ejemplo de análisis de parámetros de perforación del Pozo Santos XXX.

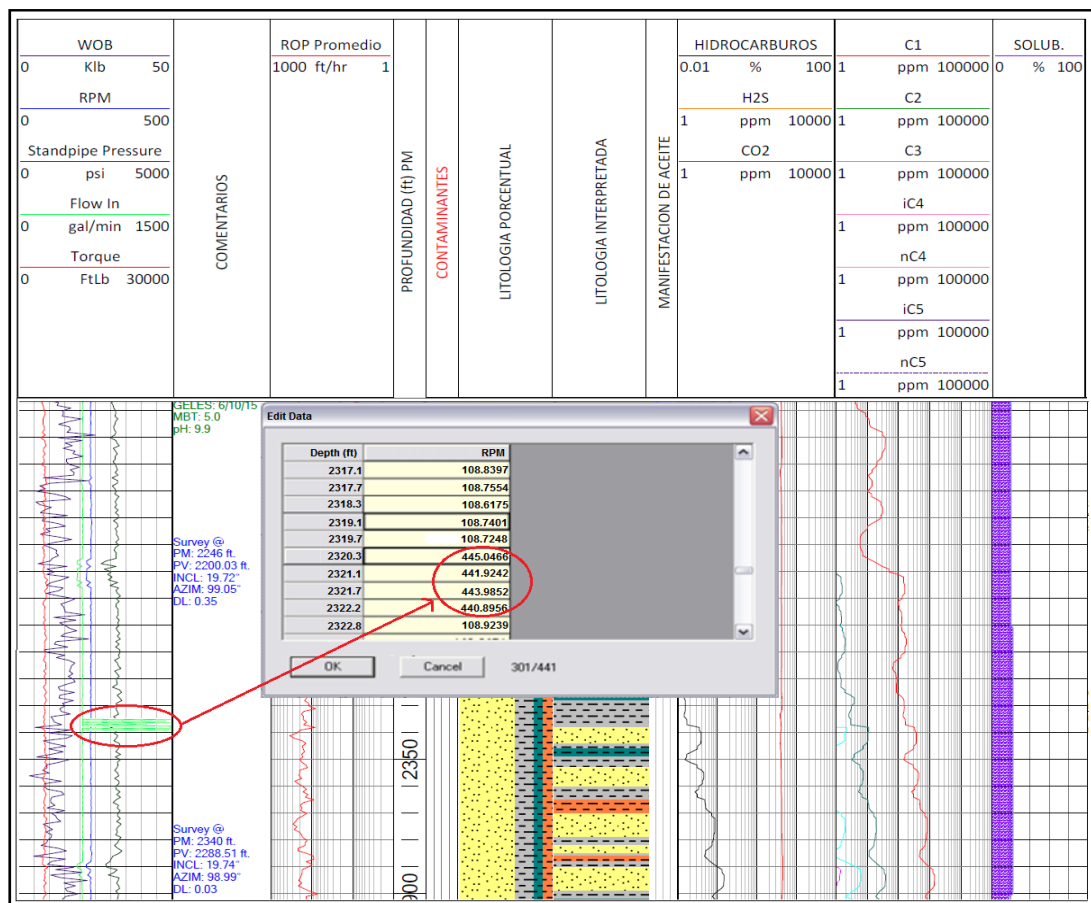


Fuente: Modificado por el autor de Weatherford. Información pozo Santos, Colombia. 2015.

Para el ejemplo anterior se encontraron valores para el WOB por debajo de cero, los cuales pudieron haber sido suministrados por errores en el sensor. Más sin embargo, se puede corregir al analizar el FEL MD, ya que se puede ver la tendencia que presentaba el WOB según la litología atravesada.

En la **Figura 37**. Se observa un ejemplo de la tendencia en los valores de la RPM en un rango de 108 revoluciones por minuto a una profundidad aproximada de 2330 pies, y en un rango de 10 pies aumentaron drásticamente a 450 revoluciones por minuto, lo cual no es común atravesando una misma litología.

**Figura 37.** Ejemplo de error en los valores de la RPM.

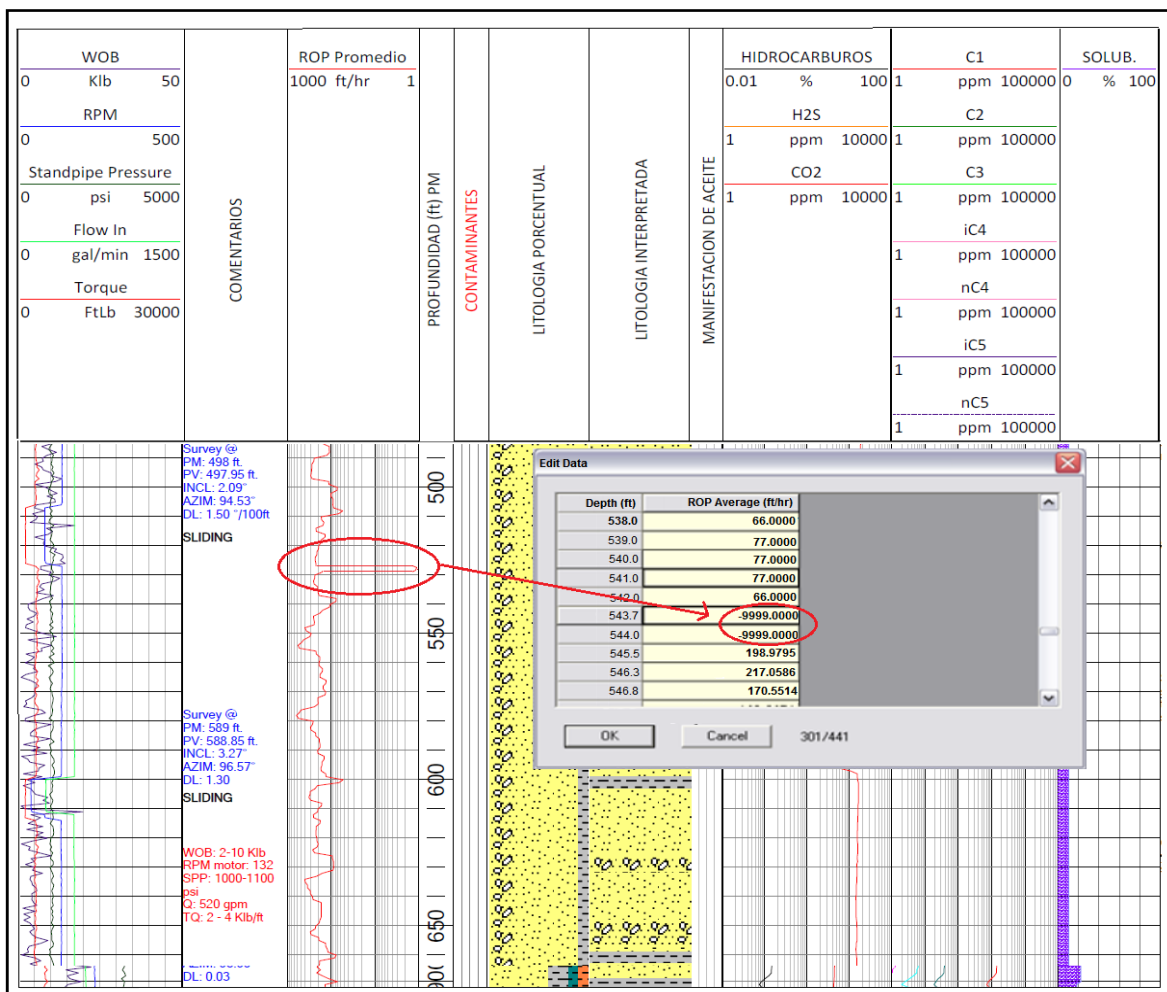


Fuente: Modificado por el autor de Weatherford. Información pozo Santos, Colombia. 2015.

Los datos anómalos presentados en el ejemplo anterior deben ser modificados, a menos que en el resumen de operaciones expliquen el porqué de ese cambio, de lo contrario, se cambiaran y se cargara de nuevo la base de datos.

En la **Figura 38**. Se observa un ejemplo del error en la data de la ROP, el cual presenta un valor de -9999.000 y debe ser modificado antes de imprimir el FEL MD.

**Figura 38.** Ejemplo de error en la data de la ROP.



Fuente: Modificado por el autor de Weatherford. Información pozo Santos, Colombia. 2015.

El error del ejemplo anterior podría deberse a un drilling break, o un error del sensor; pero el drilling break es descartado ya que se está perforando la misma formación y no hay evidencia de cambio en la presión de poro.

Este proceso de análisis y control de calidad se realiza a cada uno de los parámetros de perforación, se revisa pie a pie que sucedió en la perforación y se coteja con el informe final suministrado por la unidad de Mud Logging para que toda la información sea veraz y clara.

Una vez analizados y corregidos todos los parámetros de perforación, se puede seguir con la reinterpretación litológica. Es de gran importancia aclarar que si los parámetros de perforación no han sido analizados. No se puede generar la reinterpretación, ya que son determinantes en el momento de tomar decisiones de que litología se atravesó.

## 11. REINTERPRETACIÓN LITOLÓGICA DEL POZO SANTOS XXX









El análisis de registros de pozo, la descripción de muestras de zanja y el montaje de los datos de registros eléctricos obtenidos por Wireline, permite establecer un paralelo que sirve como base para realizar la interpretación litológica del subsuelo.

Una vez se tiene toda la información del pozo cargada en el software, el paso a seguir es realizar la interpretación de estas curvas teniendo en cuenta las condiciones particulares de cada pozo.

### 11.1 HERRAMIENTAS PARA INTERPRETACIÓN

La **Figura 39** presenta una tabla con valores ideales de respuesta de registros para realizar interpretación litológica.

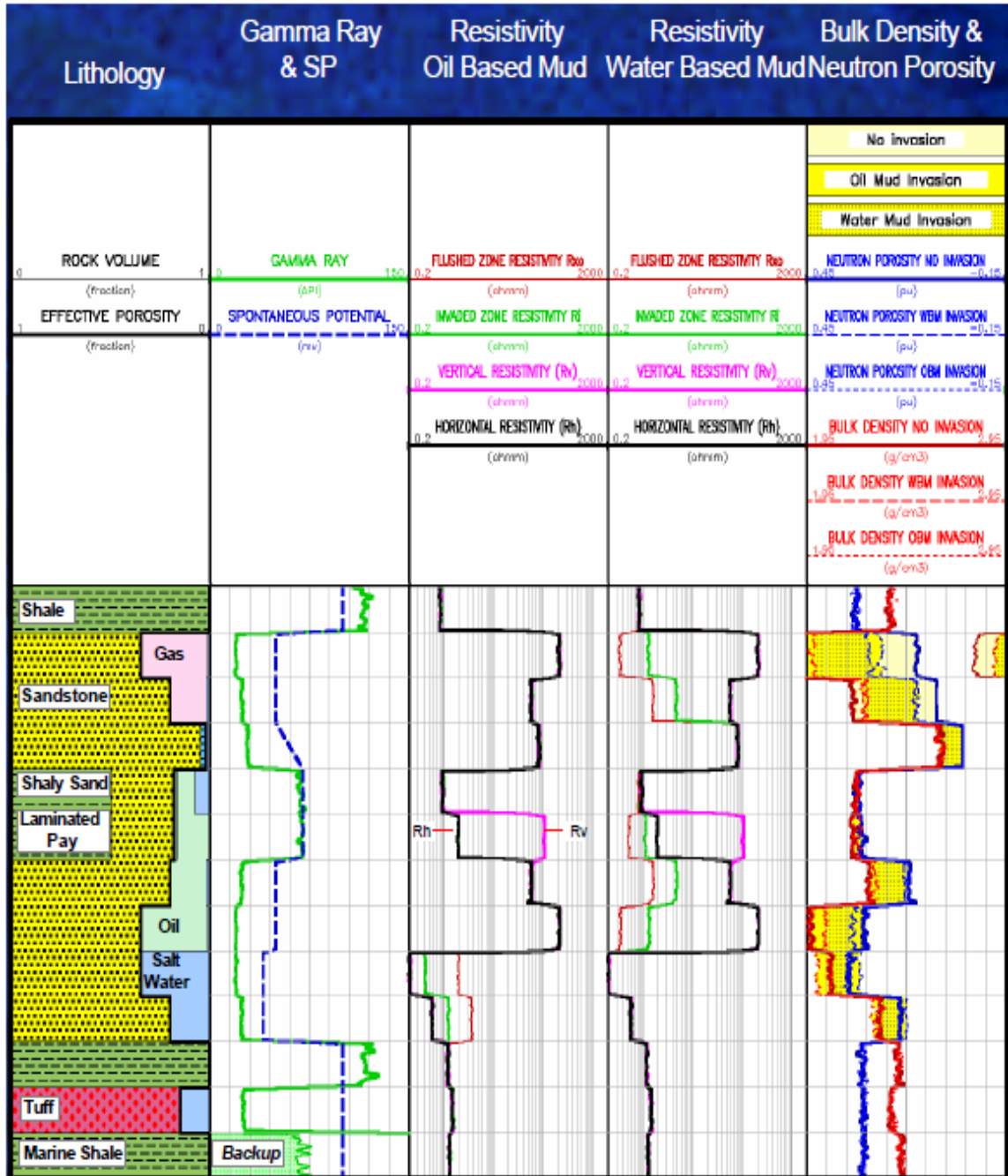
**Figura 39.** Valores ideales para la interpretación de registros eléctricos.

Lithology		GR	Density	Neutron	Acoustic	Resistivity	PE
Sandstone		Low (Unless RA min)	2.65	-4	53	High	1.81
Limestone		Low	2.71	0	47.5	High	5.08
Shale		High	2.2-2.7 (water content)	High (water content)	50-150 (water content)	low (water content)	1-5
Dolomite		Low (higher if U)	2.87	+4	43	High	3.14
Anhydrite		V.Low	2.98	-1	50	V.High	5.06
Salt		Low (Unless K salt)	2.03 (1.87)	-3 (-2)	67 (74)	V.High	4.65
Water		0	1-1.1 (salt & temp)	100	180-190	0 - infinite (salt & temp)	0.36 (+salt)
Oil		0	0.6-1.0 (api)	70-100 (H2 index)	210-240 (api)	V.High	Low
Gas		0	0.2-0.5 (pressure)	10-50 (H2 index)	~1000	V.High	Low

Fuente: BAKER HUGHES, Atlas of Log Responses.

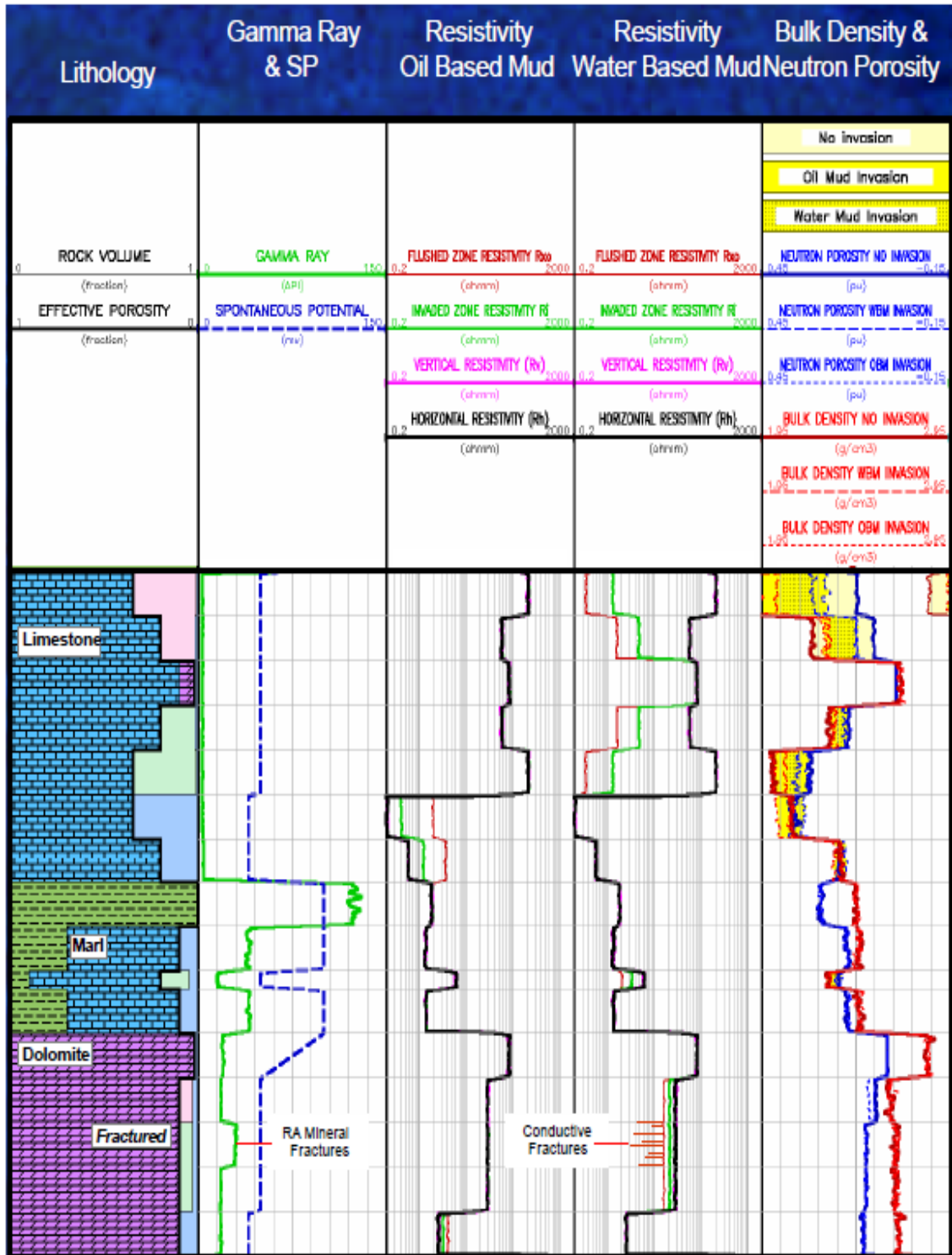
A continuación las **Figuras 40, 41, 42, y 43** representan guías para interpretación litológica con base en la respuesta de registros eléctricos.

**Figura 40.** Atlas of Log Responses.



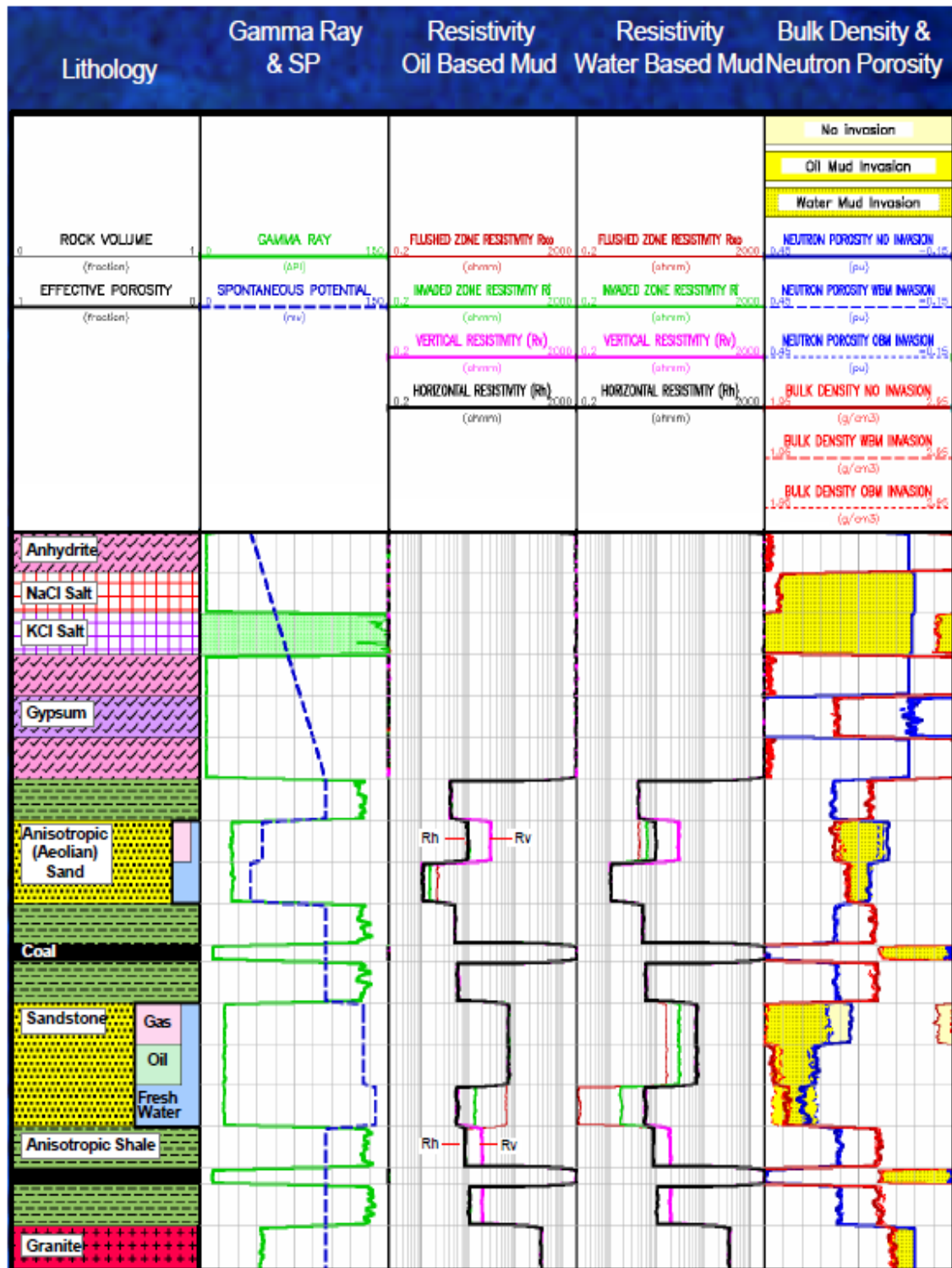
Fuente: BAKER HUGHES, Atlas of Log Responses.

Figura 41. Atlas of Log Responses.



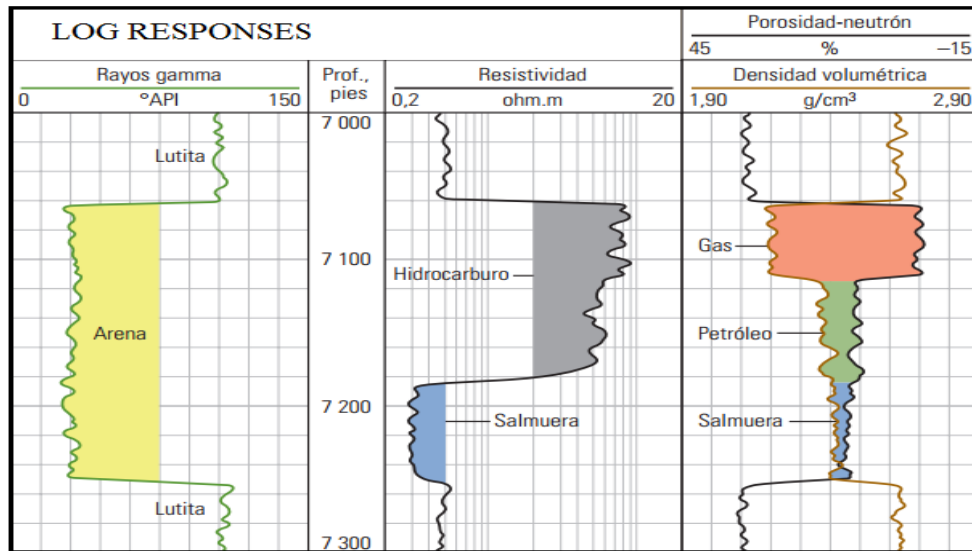
Fuente: BAKER HUGHES, Atlas of Log Responses.

Figura 42. Atlas of Log Responses.



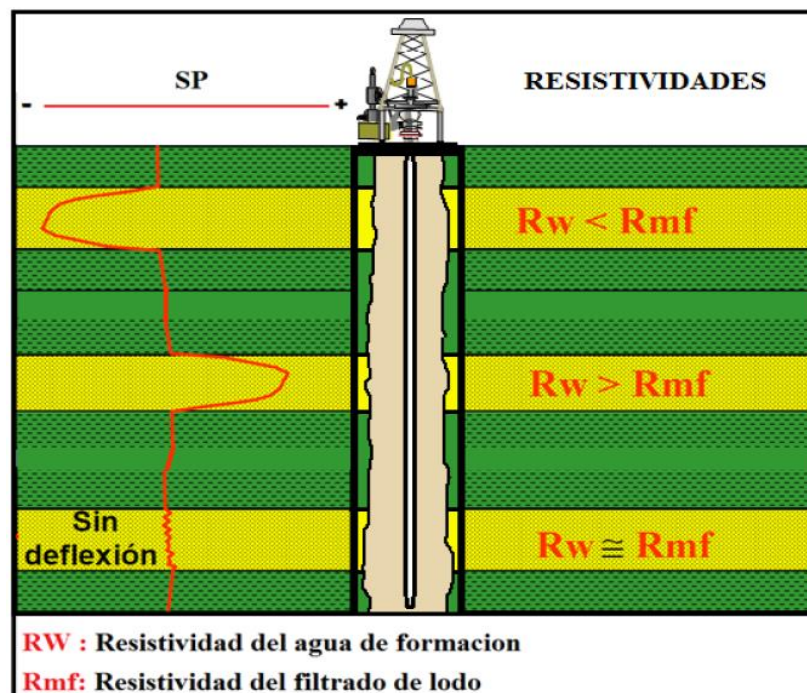
Fuente: BAKER HUGHES, Atlas of Log Responses.

Figura 43. Response log fluid.



Fuente: SCHLUMBERGER, Definición del concepto de adquisición de registros: Oilfield Review, Primavera de 2001, volumen 23, no.1.P 67.

Figura 44. Response log fluid.



Fuente: Weatherford SLS, 2001- Guías para interpretación litológica

## 11.2 CONVENCIONES PARA LA LITOLOGÍA

La **Figura 45** muestra las convenciones que fueron usadas para identificar la litología presente en el pozo Santos XXX.

**Figura 45.** Convenciones para identificación litológica.

LITOLOGIA					
	CONGLOMERADO		LIMOLITA MARRON CLARA		ARCILLOLITA VIOLETA
	ARENA		ARCILLOLITA AMARILLA		ARCILLOLITA GRIS VERDO
	ARENISCA		ARCILLOLITA GRIS CLARA		CARBON
	LIMOLITA GRIS		ARCILLOLITA MARRON		CALIZA
	LIMOLITA MARRON		ARCILLOLITA VERDE		No Sample

Fuente: Modificado por el autor de Weatherford. Información pozo Santos, Colombia. 2015.

## 11.3 RESULTADOS DE LA INTERPRETACIÓN

El análisis y resultados de la reinterpretación del pozo Santos XXX se presenta a continuación:

Las figuras pares corresponden a las interpretaciones primarias que realizaron los Loggers en la elaboración de los registros de evaluación de formaciones con base en los parámetros básicos de perforación como la ROP, correlación con pozos

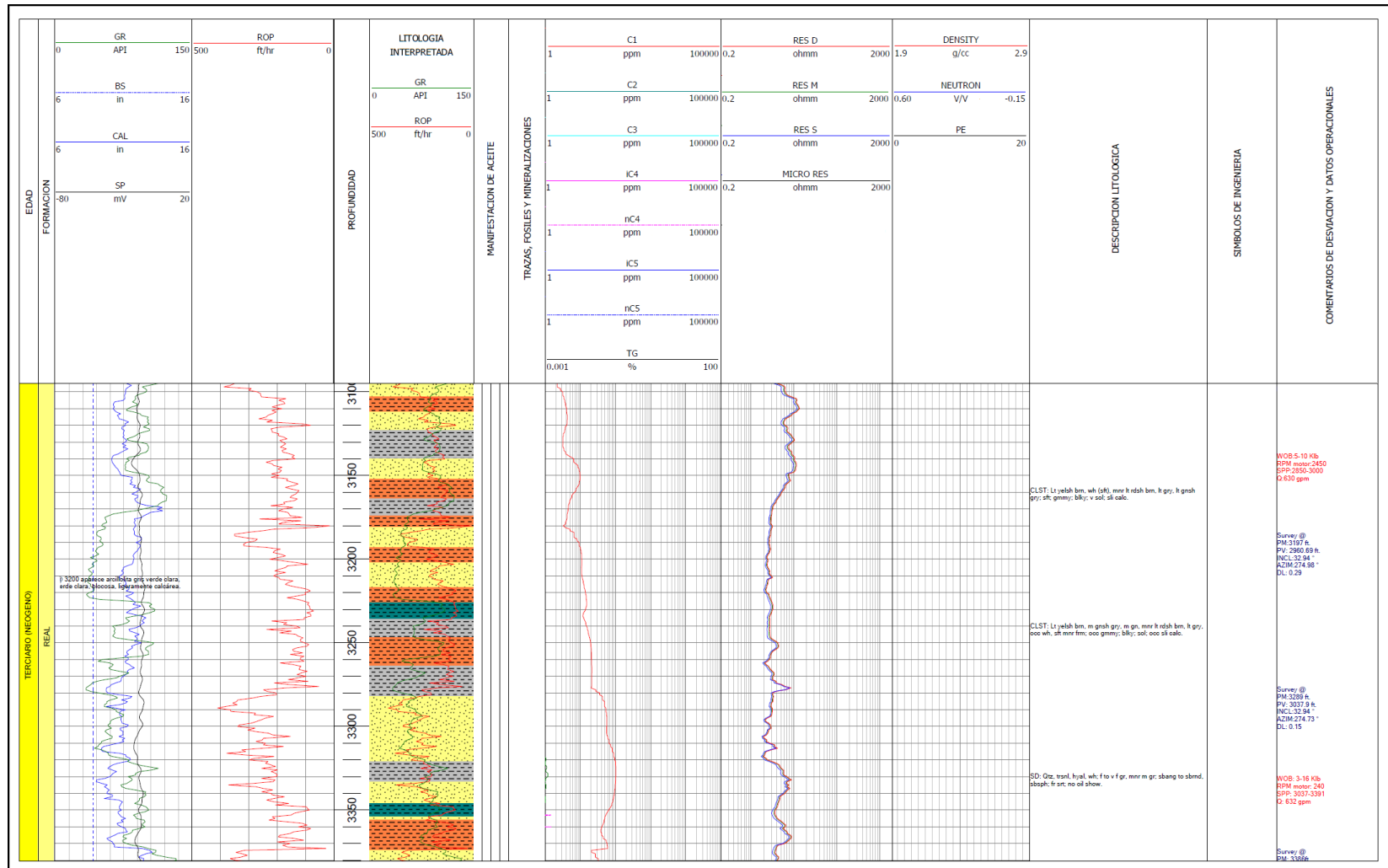
aledaños y la descripción de las muestras de zanja que fueron recolectadas durante la perforación.

Las figuras impares corresponden a la reinterpretación litológica realizada con base en el comportamiento de las curvas de registros eléctricos tomados por las líneas de Wireline, por esta razón en ellas no se muestra la curva de la ROP.

Para el posterior análisis se tuvo en cuenta la atenuación de los registros por el revestimiento, traslape de los mismos y Washouts.

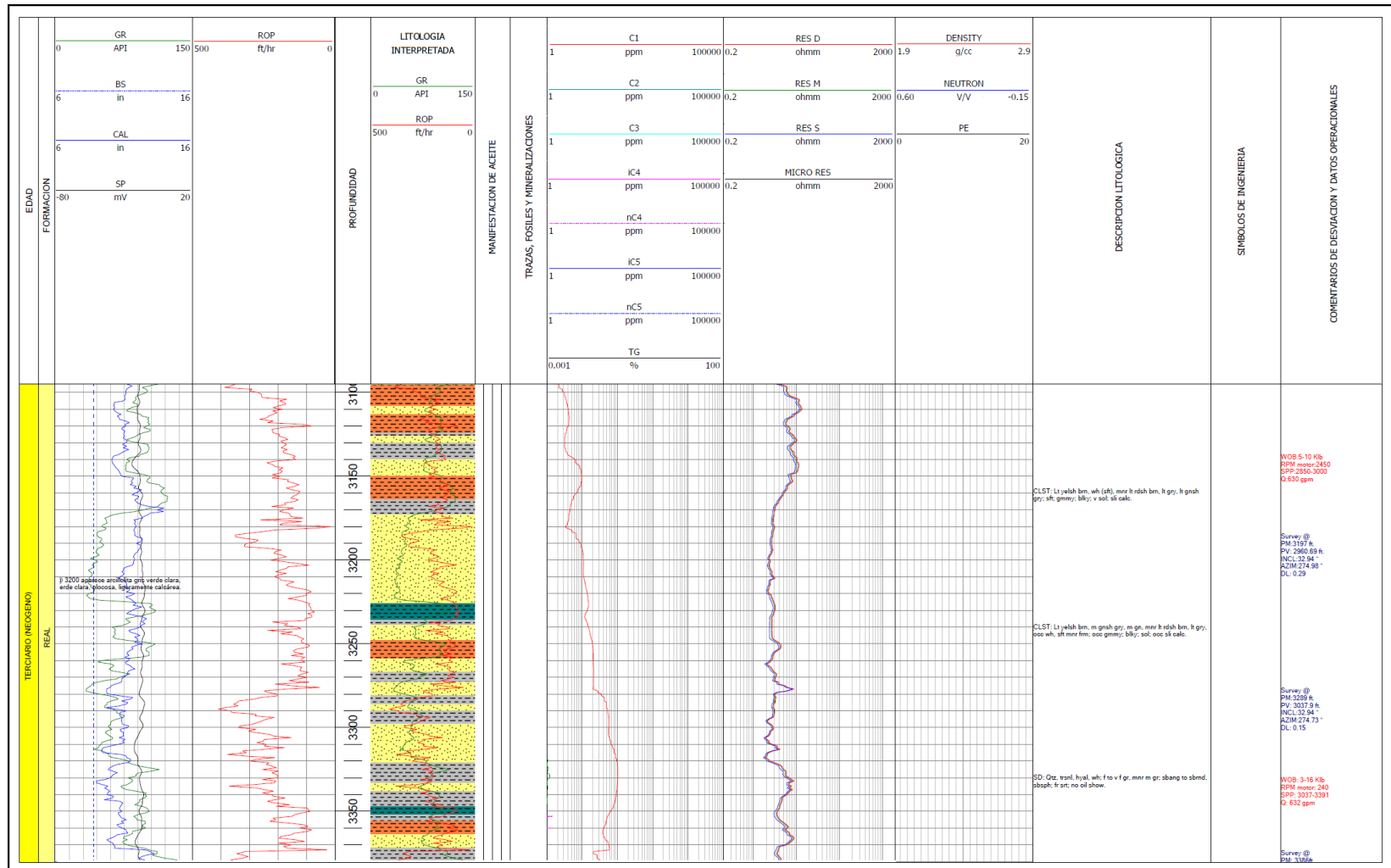
Las **Figuras 46** y **47** corresponden al intervalo de 3100 pies a 3380 pies de la Formación Real, donde se puede observar cómo las herramientas indican la presencia de intercalaciones entre capas permeables e impermeables.

Figura 46. Intervalo (3100 pies – 3380 pies) sin reinterpretar.



Fuente: Modificado por el autor de Software WellWizard Weatherford. Información pozo Santos, Colombia. 2015.

Figura 47. Intervalo (3100 pies – 3380 pies) reinterpretado.



Fuente: Modificado por el autor de Software WellWizard Weatherford. Información pozo Santos, Colombia. 2015.

Para este intervalo las capas permeables fueron determinadas por bajos valores de GR, inferiores a 85 unidades API aproximadamente. La respuesta del SP no es muy clara debido a la presencia de Arcillolita. Picos elevados de las curvas de las resistividades que en conjunto con las descripciones de las muestras de zanja corresponden a capas de Arena.

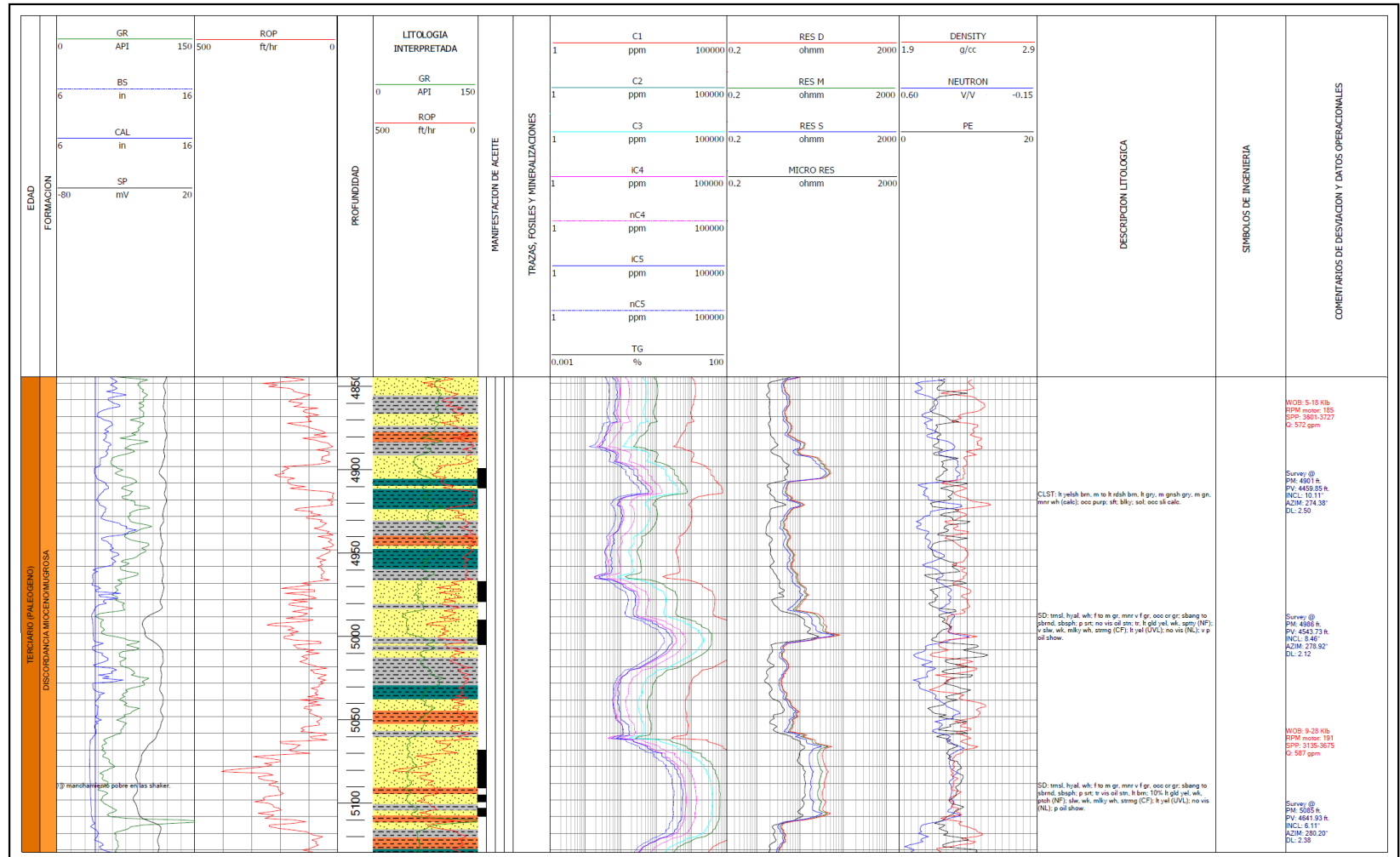
Las capas impermeables fueron determinadas por valores intermedios del GR entre 100 – 130 unidades API aproximadamente para las Arcillas. Bajos valores de las resistividades y teniendo en cuenta las descripciones de las muestras de zanja corresponden a intercalaciones de Arcillolita.

Las curvas Caliper y Bit Size reflejan la presencia de Whashout (derrumbes de las paredes del Hueco) ya que el tamaño del hueco y el de la broca son diferentes a lo largo de todo el intervalo. Vale la pena resaltar que la ocurrencia de estos derrumbes dificulta las interpretaciones y ocasiona retrasos en la llegada de los cortes de perforación a superficie. Es por esto, que en muchos casos hay que hacer una reubicación de la litología, puesto que podemos encontrar que las curvas de los registros eléctricos no coinciden con la litología interpretada en el registro de evaluación de formaciones.

La tendencia de las curvas de las resistividades en las capas permeables indica que se formó el Mud Cake, ya que se mantienen unidas, lo que impidió la invasión del lodo en las formaciones.

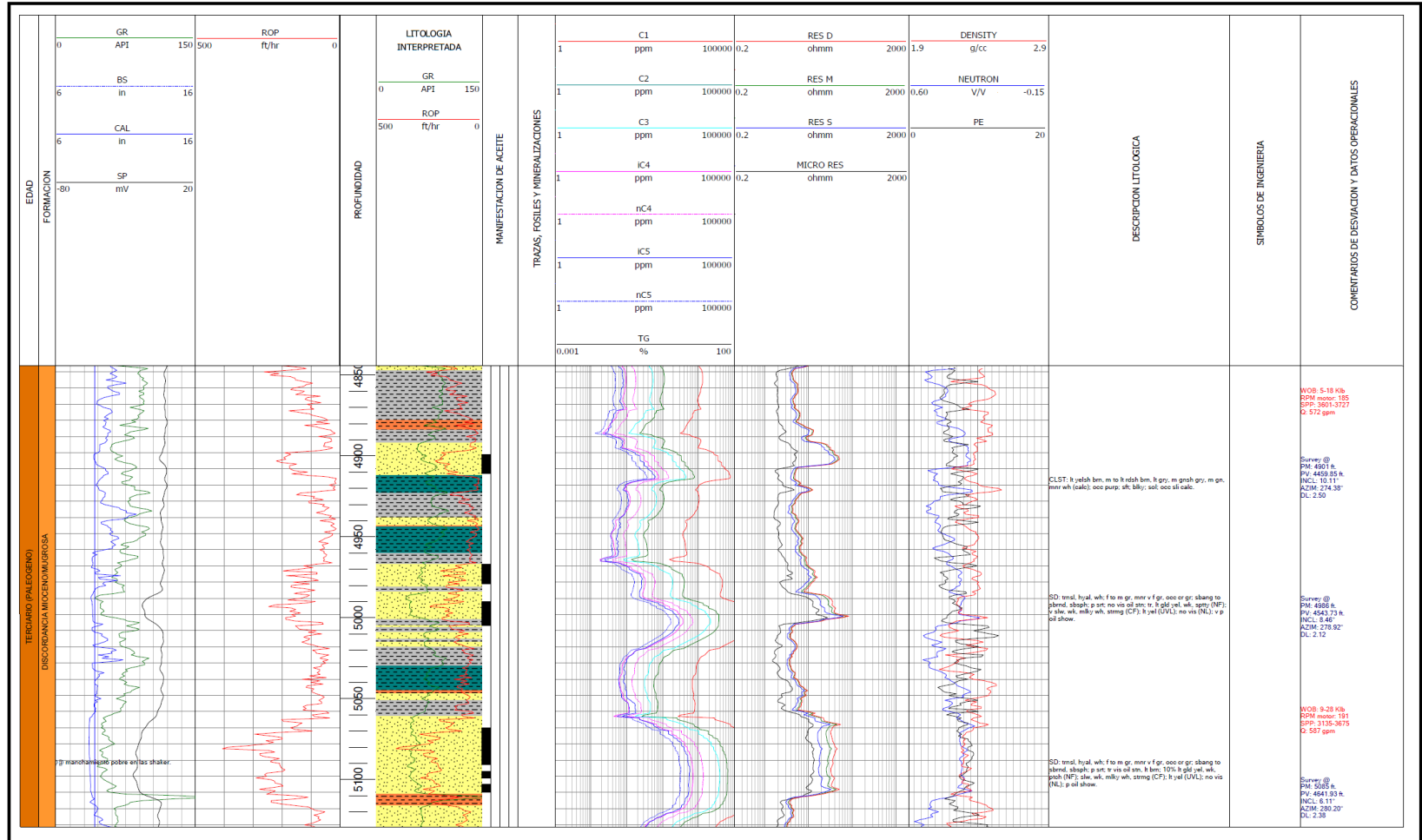
Las **Figuras 48** y **49** corresponden al intervalo de 4850 pies a 5130 pies de la Discordancia Mioceno / Formación Mugrosa. En estas figuras se puede observar cómo las herramientas indican la presencia de intercalaciones entre capas permeables con manchamiento de hidrocarburos y capas impermeables. Cabe resaltar que los registros Density, Neutron y PE fueron corridos a partir de 4500 pies.

Figura 48. Intervalo (4850 pies – 5130 pies) sin reinterpretar.



Fuente: Modificado por el autor de Software WellWizard Weatherford. Información pozo Santos, Colombia. 2015.

Figura 49. Intervalo (4850 pies – 5130 pies) reinterpretado.



Fuente: Modificado por el autor de Software WellWizard Weatherford. Información pozo Santos, Colombia. 2015

Este cambio de formación estuvo marcado por la presencia de hidrocarburo, que a su vez, teniendo en cuenta las mismas consideraciones anteriores, refleja con picos elevados en los valores de las resistividades y bajos valores de GR capas permeables, que corresponden a capas de Arena y que son corroboradas con la respuesta del SP que muestra evidentes deflexiones con respecto a la “Línea Base de Shales”, y apoyados en las descripciones de las muestras de zanja que fueron realizadas por los Loggers.

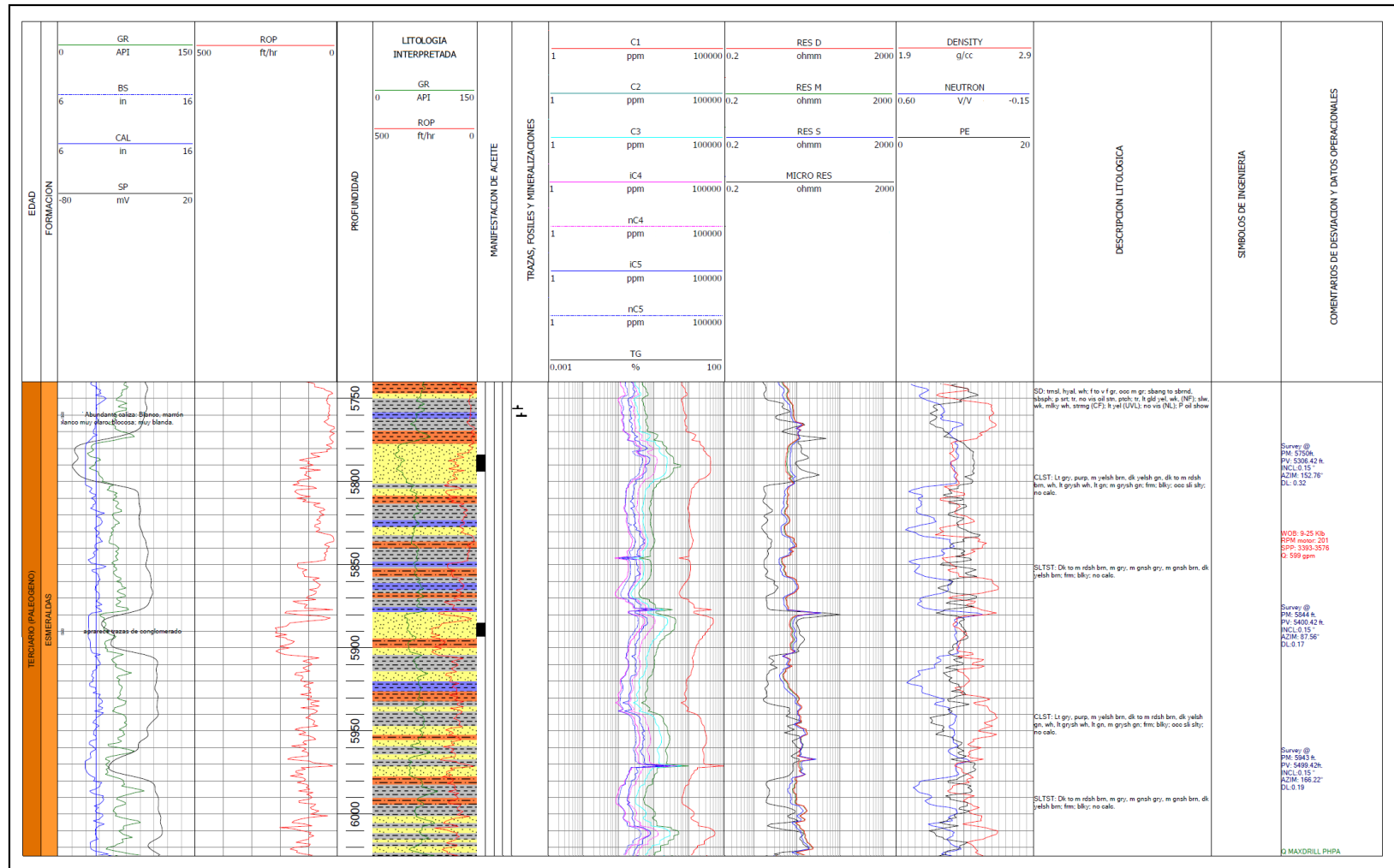
Las capas impermeables en donde predominó la Arcillolita según las descripciones de las muestras de zanja, que además fueron confirmadas por valores intermedios del GR entre 100 – 130 unidades API aproximadamente y bajos valores de las resistividades.

Las curvas Caliper y Bit Size reflejan de nuevo la presencia de Whashout (derrumbes de las paredes del Hueco) ya que el tamaño del hueco y el de la broca son diferentes a lo largo de todo el intervalo.

La mayor separación entre las curvas de Densidad y Neutrón en donde cada una de ellas disminuye considerablemente cruzándose indica la presencia de gas, que es confirmado por las curvas de la Cromatografía que empiezan a registrar valores desde que se ingresó a la Discordancia Mioceno / Formación Mugrosa. La menor separación entre las curvas de Densidad y Neutrón en donde cada una de ellas disminuye levemente también cruzándose, indica la presencia de aceite que se corrobora con el manchamiento que presentaron las muestras de zanja recolectada a esa profundidad.

Las **Figuras 50** y **51** corresponden al intervalo de 5740 pies a 6020 pies de la Formación Esmeraldas, en donde se puede ver cómo las herramientas indican la presencia de intercalaciones entre capas permeables las cuales predominan sobre las capas impermeables.

Figura 50. Intervalo (5740 pies – 6020 pies) sin reinterpretar.



Fuente: Modificado por el autor de Software WellWizard Weatherford. Información pozo Santos, Colombia. 2015.



Para esta formación el cambio litológico se basa en la disminución de Arcillolita de color marrón claro y aumento de Arcillolita de color gris amarillento, gris claro ha moderado. Las capas permeables fueron determinadas por bajos valores de GR, inferiores a 85 unidades API aproximadamente, también reflejadas con picos elevados en los valores de las resistividades que corresponden a capas de Arena y que son corroboradas con la respuesta del SP, que muestra evidentes deflexiones con respecto a la “Línea Base de Shales” en los niveles gruesos donde se presenta. Cuando las intercalaciones de Arcillolita incrementan el SP toma un valor constante.

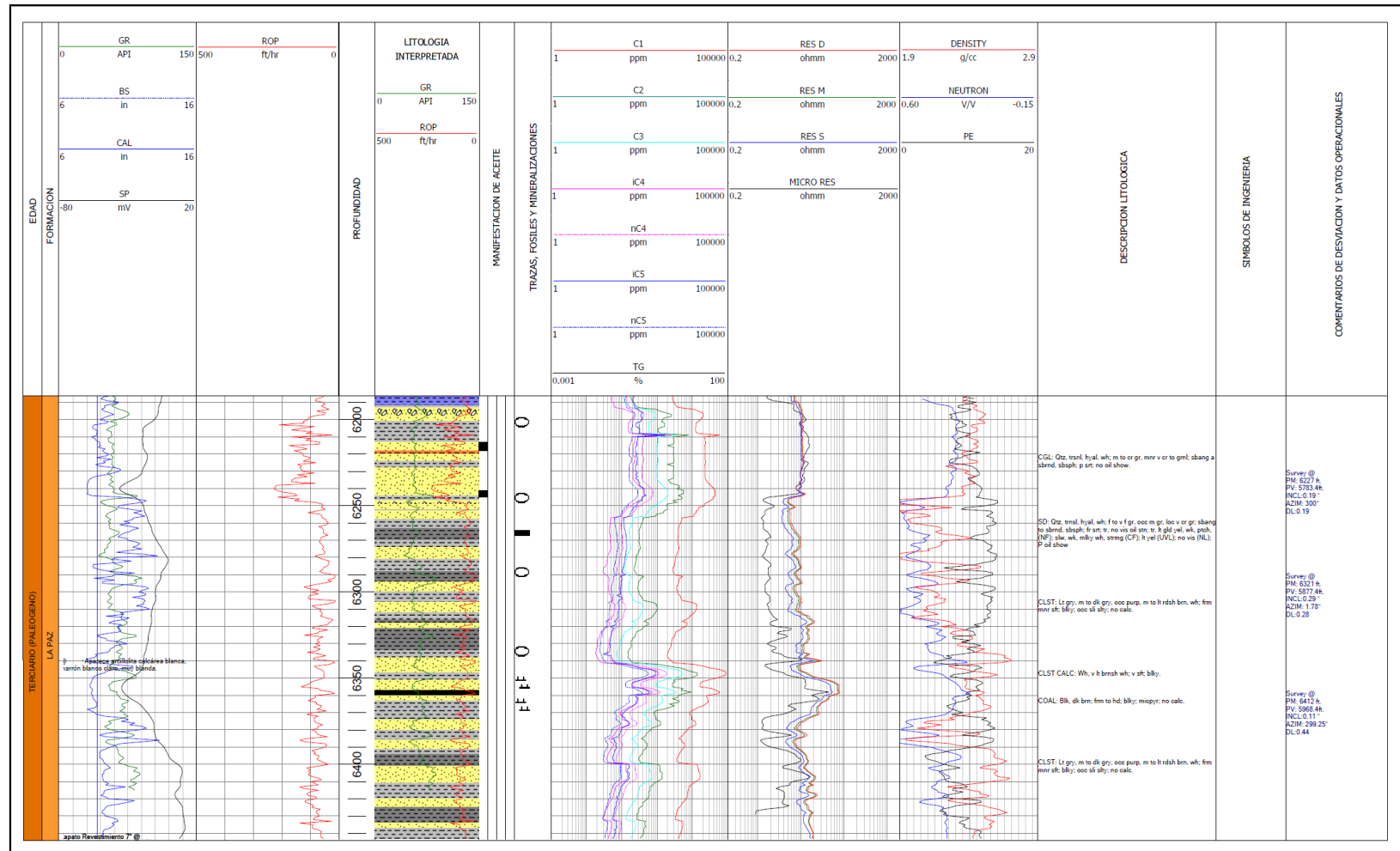
Las capas impermeables fueron determinadas por valores intermedios del GR entre 85 – 100 unidades API aproximadamente para la Limolita y 100 – 130 unidades API para la Arcillolita. Teniendo en cuenta que los valores de la resistividad no fueron tan bajos, se comprobó la intercalación correspondiente de Limolita y Arcillolita.

A pesar del comportamiento más uniforme entre las curvas Caliper y Bit Size, aun indican la presencia de Whashout (derrumbes de las paredes del Hueco), que fueron más tenues a lo largo del intervalo.

La mayor separación entre las curvas de Densidad y Neutrón en donde cada una de ellas disminuye considerablemente cruzándose indica la presencia de gas, que es confirmado por las curvas de la Cromatografía.

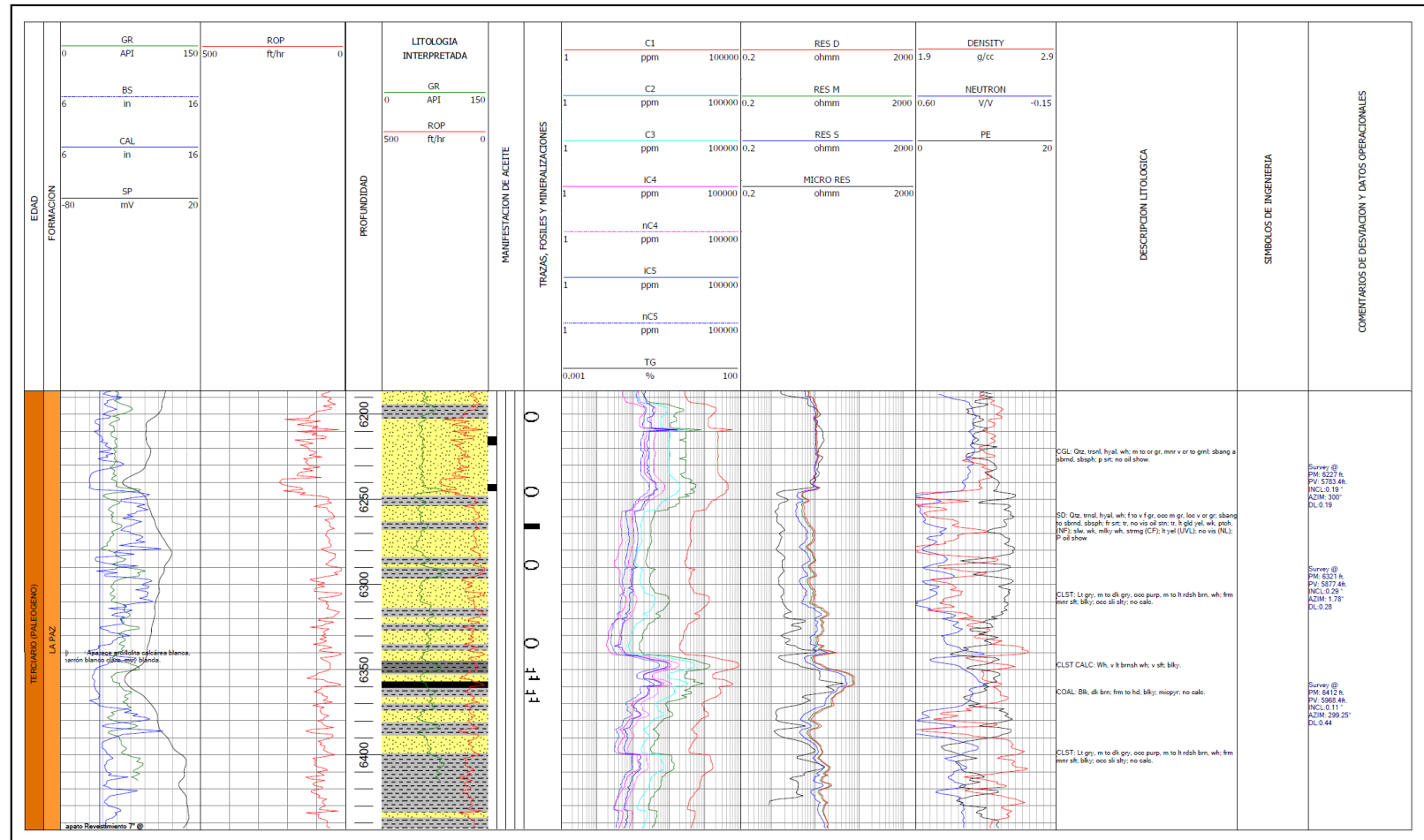
Las **Figuras 52 y 53** corresponden a la Formación La Paz que es la de menor espesor perforado. En estas figuras se puede observar cómo las herramientas indican las intercalaciones de capas permeables e impermeables.

Figura 52. Formación La Paz sin reinterpretar.



Fuente: Modificado por el autor de Software WellWizard Weatherford. Información pozo Santos, Colombia. 2015.

Figura 53. Formación La Paz reinterpretado.



Fuente: Modificado por el autor de Software WellWizard Weatherford. Información pozo Santos, Colombia. 2015.

La disminución de Arcillolita gris clara amarillenta y aumento de Arcillolita gris medio blocosa fue el cambio litológico que presentó esta formación. Las capas permeables reflejadas con picos elevados en los valores de las resistividades y bajos valores de GR, corresponden a capas de Arena que son corroboradas con la respuesta del SP que muestra evidentes deflexiones con respecto a la “Línea Base de Shales”.

Las capas impermeables fueron determinadas por valores intermedios del GR entre 100 – 130 unidades API aproximadamente para las Arcillas, bajos valores de las resistividades. El comportamiento del SP en esta formación no presentó una tendencia lineal a pesar de la presencia de Arcillolita; muestra evidentes incrementos cuando se hace presente.

Las curvas Caliper y Bit Size reflejan de nuevo la presencia de Whashout (derrumbes de las paredes del Hueco) ya que el tamaño del hueco y el de la broca son diferentes a lo largo de todo el intervalo.

La separación de las curvas de las resistividades indica invasión del lodo por efecto de la permeabilidad.

La mayor separación entre las curvas de Densidad y Neutrón en donde cada una de ellas disminuye considerablemente cruzándose indica la presencia de gas, que es confirmado por las curvas de la Cromatografía.

#### **11.4 GENERACIÓN DEL REGISTRO GRAFICO COMPUESTO**

Una vez terminada la reinterpretación se procede a elaborar el Header (portada del Registro Grafico Compuesto (RGC), para esto es necesario adquirir y editar a manera de Bitmap la información general del pozo como lo es:

- Estado mecánico. (ver Anexo A)
- Mapa de localización. (ver anexo B)
- Coordenadas de localización. (ver Anexo C)
- Información del pozo. (ver Anexo D)
- Convenciones Litológicas.(ver Anexo E)
- Convenciones de Ingeniería. (ver Anexo F)
- Topes por registro. (ver Anexo G)
- Pruebas de producción (ver Anexo H).
- Header pozo Santos XXX (ver Anexo I)

Una vez terminado el Header se procede a generar el Registro Grafico Compuesto (RGC) en formato PDF.

## 12. CONCLUSIONES

- La recopilación de información de estudios previos de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, proporciono conocimientos previos que facilitaron el análisis de cada una de las formaciones presentes en el pozo Santos XXX.
- WellWizard demostró ser un Software muy versátil para labores de campo y oficina, ya que proporciono la visualización en tiempo real de los parámetros de perforación del pozo Santos XXX y fue de gran ayuda para la toma de decisiones durante los problemas operacionales presentados.
- El conocimiento adquirido sobre Mud Logging e interpretación de registros eléctricos, permitió el análisis adecuado de cada una de las litologías que se hicieron presentes durante la perforación del pozo Santos XXX para la elaboración del Registro Grafico Compuesto.
- El análisis de las proporciones de gas fue de gran importancia, puesto que el trazado del Pixler sugirió que los intervalos analizados, podrían corresponder a una zona con presencia de aceite productivo y buena permeabilidad.
- Durante el análisis de los parámetros de perforación suministrados por el personal de campo, se encontraron errores como que el WOB presentó valores por debajo de cero, los cuales pudieron haber sido suministrados por errores en el sensor, estos fueron corregidos con el análisis del FEL MD, observando la tendencia que presentaba el WOB según la litología atravesada.

- El error en la data de la ROP, en donde presentaba un valor de -9999.000 fue corregido teniendo en cuenta distintos escenarios, como que podría deberse a un drilling break, o un error del sensor; pero el drilling break es descartado ya que se está perforando la misma formación y no hay evidencia de cambio en la presión de poro.
- Al cotejar la información suministrada por los Loggers de la unidad, en cuanto a la descripción de las muestras de zanja pintadas en el FEL MD con respecto a los registros eléctricos corridos en el pozo Santos XXX, se encontraron discordancias, las cuales probablemente fueron causadas por los Washout (derrumbes de las paredes del Hueco), ya que la ocurrencia de estos derrumbes dificulta las interpretaciones y ocasiona retrasos en la llegada de los cortes de perforación a superficie, es por esto, que se hizo una reubicación de la litología.
- El Registro Grafico Compuesto (RGC) es una herramienta que mejora el conocimiento geológico del subsuelo proporcionando información mucho más confiable para el desarrollo de campos petroleros.
- La Formación Real que había sido interpretada principalmente de Arcillolita con intercalaciones de Arena, manifiesta a los registros eléctricos un incremento en el contenido de Arena con delgadas intercalaciones de Arcillolita.
- La Formación Discordancia Mioceno / Formación Mugrosa que había sido descrita como una secuencia de Arena con delgadas intercalaciones de Arcillolita, presenta una respuesta a los registros eléctricos de gruesos paquetes de Arcillolita y Arena.

- La Formación Esmeraldas que había sido interpretada con Arcillolita e intercalaciones de Limolita y Arena, manifiesta a los registros eléctricos la disminución de Arcillolita y el aumento de Arena con delgados niveles intercalados de Limolita.
- La Formación La Paz que había sido descrita de intercalaciones de Arena, Limolita, Conglomerado, Carbon y gruesos paquetes de Arcillolita, presenta una respuesta a los registros eléctricos de gruesos paquetes de Arena con delgadas intercalaciones de Arcillolita y la ausencia de Limolita y Conglomerado.

### 13. RECOMENDACIONES

- Se recomienda al personal de Mud Logging mantener informado al Company Man acerca de cualquier anomalía que se presente durante la perforación, teniendo en cuenta que la unidad está monitoreando todos los parámetros en tiempo real y se pueden prever accidentes.
- Se recomienda al personal de las unidades de Mud Logging desarrollar una detallada descripción litológica de las muestras, teniendo en cuenta la importancia de la diferenciación entre cortes frescos y derrumbes de las formaciones dentro de la bandeja analizada.
- Se recomienda identificar cualquier cambio litológico observado, ya que se debe pensar en que será la base para realizar una buena reinterpretación litológica usando registros eléctricos.
- Se recomienda hacer una buena calibración de los sensores, ya que esto impide que se presenten datos anómalos durante el monitoreo Y análisis de los parámetros de perforación.

## BIBLIOGRAFÍA

ASSAD, FAKHRY. Field Methods For Petroleum Geologists: Berlín. 2009.

BARRERO, DARÍO, Et al. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries a Petroleum Geology, a New Proposal. ANH. 2007.

BELTRAN, ELIANA. Estudio Sedimentologico Comparativo entre las Formaciones Mugrosa y Colorado; y Modelamiento de los Niveles de las Arenas A2 de la Formacion Colorado en el Campo Casabe en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. UIS. Bucaramanga, 2012.

CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA. Integración Geologica de la Digitalización y Analisis de Nucleos; Pozo: Infantas-1613. Evaluación Petrofisica ShaleXpert; Pozos: Catalina-1 y Cocuyo-1. ANH. Diciembre, 2012.

DUARTE, PAOLA. y ORTIZ, LUZ. Reconstrucción de la Historia Diagenética de las Areniscas de la Formación Lisama en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. UIS. Bucaramanga, 2011.

ELLIS, D; SINGER, J; Well Logging for Earth Scientists. Springer, 2008.

FUNCIONES DEL MUD LOGGING:

<https://es.scribd.com/doc/225148471/Funciones-Del-Mudlogging>. Abril, 2015.

GENEY, GUILLERMO A. Aplicaciones de los Sistemas de Registro LWD en Operaciones de Perforación de Pozos. Tesis de Grado: Medellín. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Minas. Departamento de Ingeniería De Petroleos, 2000.

HAWKER, DAVID, Et al. Procedures and Operations at the Well /Version 3.0: Canada, 2001.

MANUAL DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN: Procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación, API. 2001.

PRINCE, MARIO. ACEVEDO, RAFAEL. SANCHEZ, CHRISTIAN. And ROJAS, DANIEL. Upper Cretaceous in the Middle Magdalena Valley, Colombia, South America: A New Exploratory Target in an Old Mature Basin. Adapted from extended abstract prepared for presentation at AAPG International Conference and Exhibition, Calgary, Alberta, September, 2010.

SPERRY-SUN. Drilling Services. Basic Mud Logging. Middle East Training Center: Houston, Texas, 2002.

VARHAUG, MATT. A Right Turn: An Overview of Drilling Operations. Oilfield Review. 2011.

WEATHERFORD SLS, Electronic Drilling Recorder. 2010.

WEATHERFORD. Información de Mud Logging: Bogotá. 2014.

WEATHERFORD. WellWizard software: Bogotá. 2015.

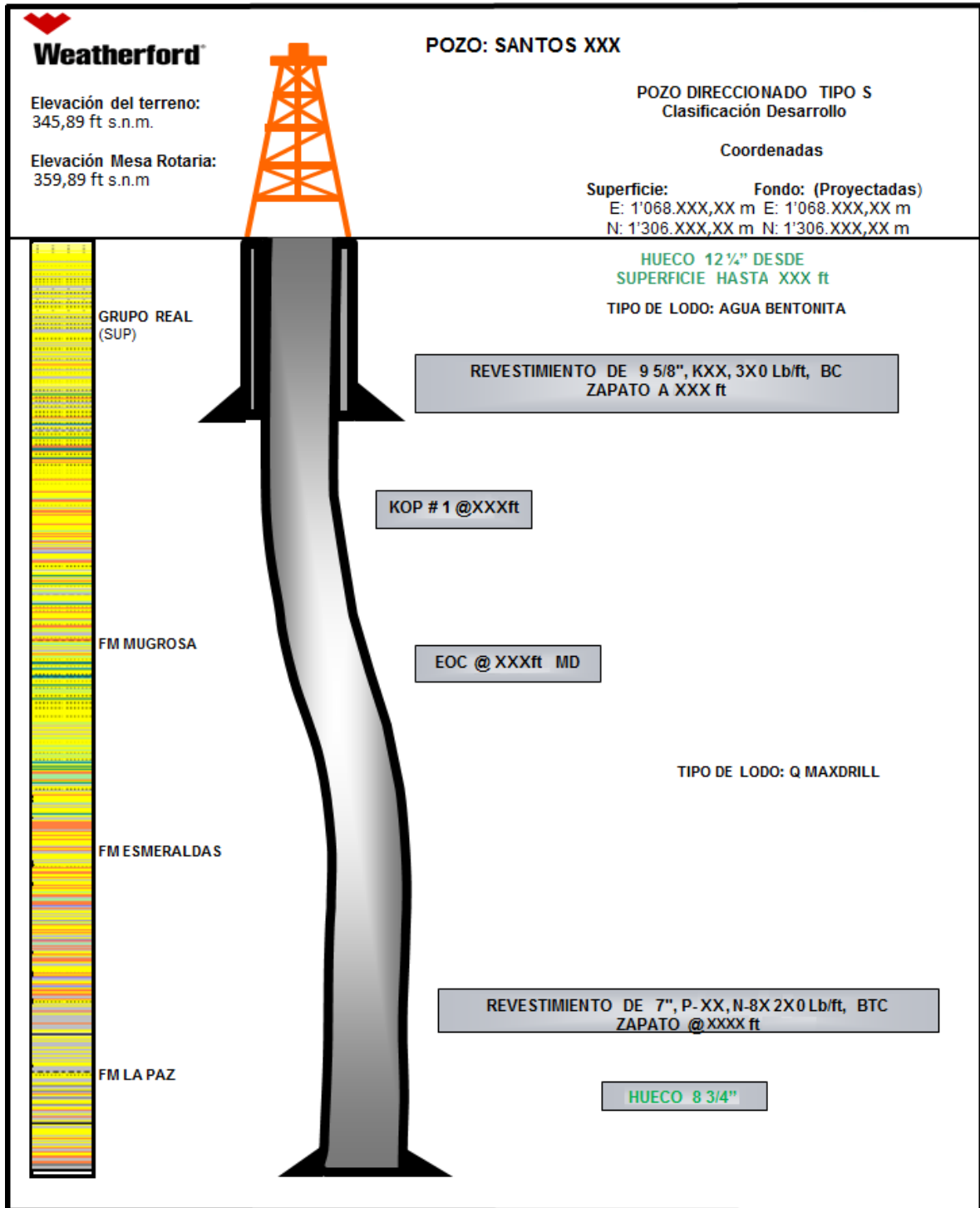
WEATHERFORD. WinSCP software: Bogotá. 2015.

WEATHERFORD. PuTTY software: Bogotá. 2015.

WEATHERFORD. Información pozo Santos, Colombia. 2015.

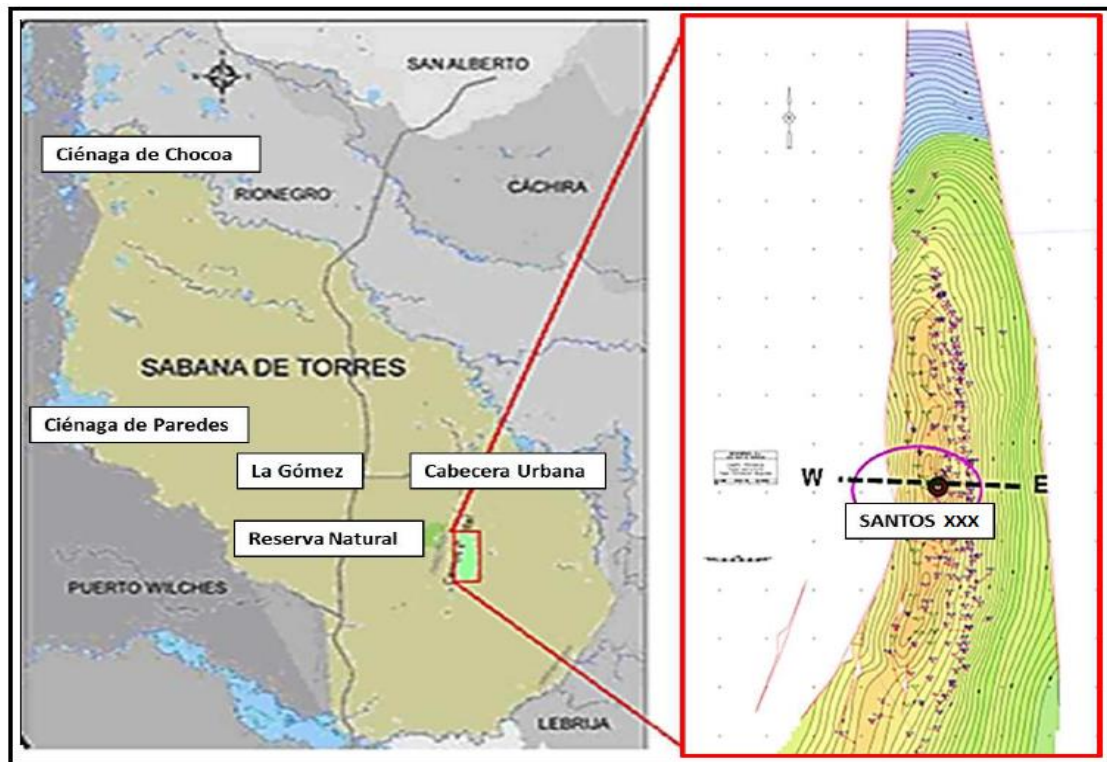
## **ANEXOS**

## ANEXO A. ESTADO MECÁNICO DEL POZO SANTOS XXX



Fuente: Modificado por el autor de Weatherford. Información pozo Santos, Colombia. 2015.

## ANEXO B. MAPA DE LOCALIZACIÓN POZO SANTOS XXX



Fuente: Modificado por el autor de Weatherford. Información pozo Santos, Colombia. 2015.

## ANEXO C. COORDENADAS DE LOCALIZACIÓN DEL POZO SANTOS XXX

**ELEVACION MESA ROTARIA:** 345,89 pies SNM

**ELEVACION DEL TERRENO:** 359,89 pies SNM

**COORDENADAS SUPERFICIE DATUM BOGOTA ORIGEN BOGOTA:**

**N:** 1.305.XXX,XX m    **E:** 1.068.XXX,XX m

**COORDENADAS FONDO DATUM BOGOTA ORIGEN BOGOTA:**

**N:** 1.305.XXX,XX m    **E:** 1.068.XXX,XX m

Fuente: Modificado por el autor de Weatherford. Información pozo Santos, Colombia. 2015.

### ANEXO D. INFORMACIÓN DEL POZO SANTOS XXX.

<b>OPERADORA:</b>	Universidad Industrial de Santander UIS
<b>DEPARTAMENTO:</b>	Santander
<b>MUNICIPIO:</b>	Sabana de Torres
<b>BLOQUE:</b>	Provincia
<b>CUENCA:</b>	Valle Medio del Magdalena
<b>ESTRUCTURA:</b>	Anticlinal asimétrico elongado en dirección Norte-Sur
<b>FECHA DE INICIO:</b>	XX/XX/2014
<b>FECHA PROFUNDIDAD FINAL:</b>	XX/XX/2015
<b>FECHA FINAL DE OPERACIONES UNIDAD DE GEOLOGIA:</b>	XX/XX/2015
<b>PROFUNDIDAD TOTAL:</b>	6342 ' PM, 6181 ' PV.
<b>FORMACIONES PRODUCTORAS:</b>	N/A
<b>INTERVALOS PROBADOS:</b>	N/A
<b>CLASIFICACION LAHEE INICIAL:</b>	DESARROLLO
<b>CLASIFICACION LAHEE FINAL:</b>	DESARROLLO
<b>ESTADO DEL POZO:</b>	PRODUCTOR










Fuente: Modificado por el autor de Weatherford. Información pozo Santos, Colombia. 2015.

## ANEXO E. CONVENCIONES LITOLÓGICAS DEL POZO SANTOS XXX

LITOLOGIA					
	CONGLOMERADO		LIMOLITA MARRON CLARA		ARCILLOLITA VIOLETA
	ARENA		ARCILLOLITA AMARILLA		ARCILLOLITA GRIS VERDO
	ARENISCA		ARCILLOLITA GRIS CLARA		CARBON
	LIMOLITA GRIS		ARCILLOLITA MARRON		CALIZA
	LIMOLITA MARRON		ARCILLOLITA VERDE		No Sample
TRAZAS, FOSILES Y MINERALIZACIONES					
	Calcareo		Glauconita		Marga
	Carbon		Anhidrita		Siliceo
	Chert Claro		Bitumen		Pirita
	Chert Oscuro		Caolinita		Sulfuros
	Feldespato		Nodulos		Mica
	Ferruginoso		Fosfatos		Fish
			Cristales Minerales		Fossils
					Foram
					Mollusc
					Braquiopodo
					Ostracodo
					Bioturbacion
					Restos de Plantas
					Oolito

Fuente: Modificado por el autor de Weatherford. Información pozo Santos, Colombia. 2015.

## ANEXO F. CONVENCIONES DE INGENIERÍA DEL POZO SANTOS XXX

INGENIERIA	
	VIAJE CORTO
	PERDIDA DE LODO
	REGISTRO CON CABLE
	ZAPATO DE REVESTIMIENTO
	PERFORO DIRECCIONAL
	MUESTRAS DE PARED
	DESCONEXION
	INTERVALO PERFORADO
	VIAJE DE BROCA

Fuente: Modificado por el autor de Weatherford. Información pozo Santos, Colombia. 2015.

## ANEXO G. TOPES DEL POZO SANTOS XXX

TOPES POZO SANTOS XXX (en pies)									
FORMACIÓN	PROGNOSIS			MUESTRA			REGISTRO		
	PM	PV	PVss	PM	PV	PVss	PM	PV	PVss
REAL	SUP	SUP	359,89	SUP	SUP	359,89	SUP	SUP	--
DISCORDANCIA MIOCENO/MUGROSA	3810	3645	-3285,11	3832	3671	-3311,11	3696	3535	-3175,11
ESMERALDAS	5523	5358	-4998,11	5431	5270	-4910,11	5410	5249	-4889,11
LA PAZ	6418	6253	-5893,11	6222	6061	-5701,11	6250	6089	-5729,11
TD	6600	6434	-6074,11	6445	6181	-5821,11	--	--	--
GLE	345,89								
RTE	359,89								
RT	14								




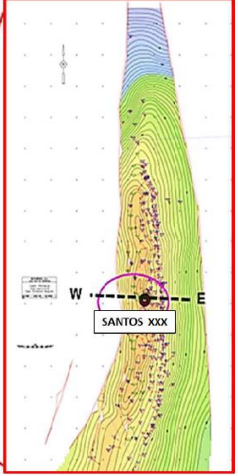
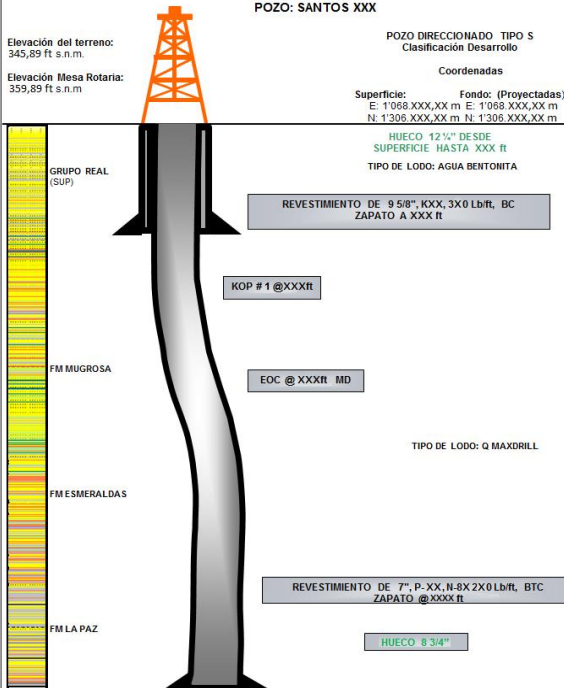
Fuente: Modificado por el autor de Weatherford. Información pozo Santos, Colombia. 2015.

## ANEXO H. PRUEBA DE PRODUCCIÓN DEL POZO SANTOS XXX

PRUEBAS								
PRUEBA No	FECHA	INTERVALOS PROBADO (pies)	FORMACION	FLUIDOS RECUPERADOS				
				Fluido Total (Bls)	Agua de Formación (Bls)	Crudo (Bls)	%BSW	API
1	XX/XX/2015	5689' 5960' 6130'	ESMERALDA LA PAZ	1596	984,26	611,74	61,67	18,5

Fuente: Modificado por el autor de Weatherford. Información pozo Santos, Colombia. 2015.

## ANEXO I. HEADER DEL POZO SANTOS XXX

	<h3 style="margin: 0;">REGISTRO GRAFICO COMPUESTO</h3> <h4 style="margin: 0;">ESCALA 1:500</h4> <h4 style="margin: 0;">POZO SANTOS XXX</h4> <h4 style="margin: 0;">MARZO 2015</h4>																													
<p><b>OPERADORA:</b> Universidad Industrial de Santander UIS</p> <p><b>DEPARTAMENTO:</b> Santander</p> <p><b>MUNICIPIO:</b> Sabana de Torres</p> <p><b>BLOQUE:</b> Provincia</p> <p><b>CUENCA:</b> Valle Medio del Magdalena</p> <p><b>ESTRUCTURA:</b> Anticlinal asimétrico elongado en dirección Norte-Sur</p> <p><b>FECHA DE INICIO:</b> XX/XX/2014</p> <p><b>FECHA PROFUNDIDAD FINAL:</b> XX/XX/2015</p> <p><b>FECHA FINAL DE OPERACIONES UNIDAD DE GEOLOGIA:</b> XX/XX/2015</p> <p><b>PROFUNDIDAD TOTAL:</b> 6342' PM, 6181' PV.</p> <p><b>FORMACIONES PRODUCTORAS:</b> N/A</p> <p><b>INTERVALOS PROBADOS:</b> N/A</p> <p><b>CLASIFICACION LAHEE INICIAL:</b> DESARROLLO</p> <p><b>CLASIFICACION LAHEE FINAL:</b> DESARROLLO</p> <p><b>ESTADO DEL POZO:</b> PRODUCTOR</p>	 																													
<p style="text-align: center;"><b>POZO: SANTOS XXX</b></p> <p>Elevación del terreno: 345,89 ft s.n.m.</p> <p>Elevación Mesa Rotaria: 359,89 ft s.n.m.</p>  <p style="text-align: center;"><b>POZO DIRECCIONADO TIPO S</b> Clasificación Desarrollo</p> <p style="text-align: center;">Coordenadas</p> <p style="text-align: center;">Superficie: Fondo: (Proyectadas) E: 1'098.XXX,XX m E: 1'098.XXX,XX m N: 1'305.XXX,XX m N: 1'305.XXX,XX m</p> <p style="text-align: center;">HUECO 12 1/4" DESDE SUPERFICIE HASTA XXX ft</p> <p style="text-align: center;">TIPO DE LODO: AGUA BENTONITA</p> <p style="text-align: center;">TIPO DE LODO: Q MAXDRILL</p> <p style="text-align: center;">HUECO 8 3/4"</p>	<p><b>ELEVACION MESA ROTARIA:</b> 345,89 pies SNM</p> <p><b>ELEVACION DEL TERRENO:</b> 359,89 pies SNM</p> <p><b>COORDENADAS SUPERFICIE DATUM BOGOTA ORIGEN BOGOTA:</b> N: 1.305.XXX,XX m E: 1.068.XXX,XX m</p> <p><b>COORDENADAS FONDO DATUM BOGOTA ORIGEN BOGOTA:</b> N: 1.305.XXX,XX m E: 1.068.XXX,XX m</p>	<p style="text-align: center;"><b>INGENIERIA</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li><input checked="" type="checkbox"/> VIAJE CORTO</li> <li><input checked="" type="checkbox"/> PERDIDA DE LODO</li> <li><input checked="" type="checkbox"/> REGISTRO CON CABLE</li> <li><input checked="" type="checkbox"/> ZAPATO DE REVESTIMIENTO</li> <li><input checked="" type="checkbox"/> PERFORO DIRECCIONAL</li> <li><input checked="" type="checkbox"/> MUESTRAS DE PARED</li> <li><input checked="" type="checkbox"/> DESCONEXION</li> <li><input checked="" type="checkbox"/> INTERVALO PERFORADO</li> <li><input checked="" type="checkbox"/> VIAJE DE BROCA</li> </ul>																												
	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th colspan="7" style="background-color: #92d050;">PRUEBAS</th> </tr> <tr> <th rowspan="2">PRUEBA No</th> <th rowspan="2">FECHA</th> <th rowspan="2">INTERVALOS PROBADOS (pies)</th> <th rowspan="2">FORMACION</th> <th colspan="3">FLUIDOS RECUPERADOS</th> <th rowspan="2">API</th> </tr> <tr> <th>Fluido Total (Bbl)</th> <th>Agua de Formación (Bbl)</th> <th>Crudo (Bbl)</th> <th>%BSW</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;">1</td> <td style="text-align: center;">XXXX/2015</td> <td style="text-align: center;">5889' 5960' 6130'</td> <td style="text-align: center;">ESMERALDA LA PAZ</td> <td style="text-align: center;">1550</td> <td style="text-align: center;">984,20</td> <td style="text-align: center;">611,74</td> <td style="text-align: center;">61,67</td> <td style="text-align: center;">18,5</td> </tr> </tbody> </table>	PRUEBAS							PRUEBA No	FECHA	INTERVALOS PROBADOS (pies)	FORMACION	FLUIDOS RECUPERADOS			API	Fluido Total (Bbl)	Agua de Formación (Bbl)	Crudo (Bbl)	%BSW	1	XXXX/2015	5889' 5960' 6130'	ESMERALDA LA PAZ	1550	984,20	611,74	61,67	18,5	
PRUEBAS																														
PRUEBA No	FECHA	INTERVALOS PROBADOS (pies)	FORMACION	FLUIDOS RECUPERADOS			API																							
				Fluido Total (Bbl)	Agua de Formación (Bbl)	Crudo (Bbl)		%BSW																						
1	XXXX/2015	5889' 5960' 6130'	ESMERALDA LA PAZ	1550	984,20	611,74	61,67	18,5																						

Fuente: Modificado por el autor de Weatherford. Información pozo Santos, Colombia. 2015.

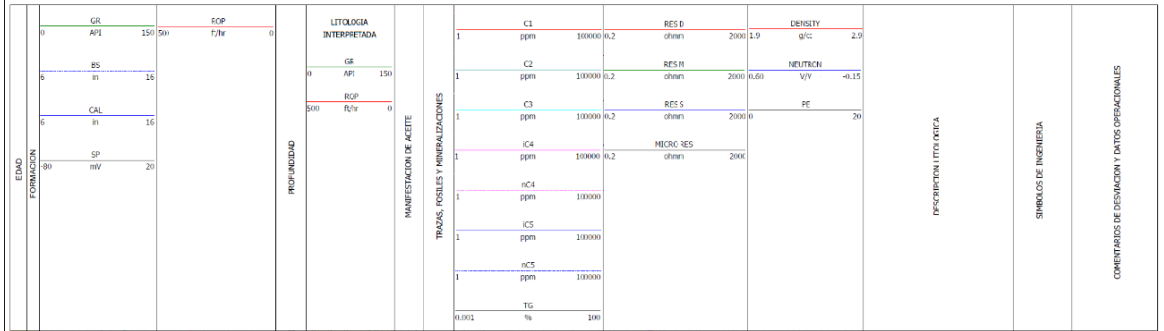
TOPES POZO SANTOS XXX (en pies)									
FORMACIÓN	PROGNOSIS			MUESTRA			REGISTRO		
	PM	PV	PVss	PM	PV	PVss	PM	PV	PVss
REAL	SUP	SUP	359,89	SUP	SUP	359,89	SUP	SUP	--
DISCORDANCIA MIOCENO/MUGROSA	3810	3645	-3285,11	3832	3671	-3311,11	3696	3535	-3175,11
ESMERALDAS	5523	5358	-4998,11	5431	5270	-4910,11	5410	5249	-4889,11
LA PAZ	6418	6253	-5893,11	6222	6061	-5701,11	6250	6089	-5729,11
TD	6600	6434	-6074,11	6445	6181	-5821,11	--	--	--
GLE	345,89								
RTE	359,89								
RT	14								

### LITOLOGIA

CONGLOMERADO	LIMOLITA MARRON CLARA	ARCILLOLITA VIOLETA
ARENA	ARCILLOLITA AMARILLA	ARCILLOLITA GRIS VERDE
ARENISCA	ARCILLOLITA GRIS CLARA	CARBON
LIMOLITA GRIS	ARCILLOLITA MARRON	CALIZA
LIMOLITA MARRON	ARCILLOLITA VERDE	No Sample

### TRAZAS, FOSILES Y MINERALIZACIONES

Calcareo	Glauconita	Marga	Siliceo	Fish	Ostracodo
Carbon	Anhidrita	Bitumen	Pirita	Fossils	Bioturbacion
Chert Claro	Sal	Caolinita	Sulfuros	Foram	Restos de Plantas
Chert Oscuro	Yeso	Nodulos	Mica	Mollusc	Oolito
Feldespatos	Dolomitita	Fosfatos	Cristales Minerales	Braquiopodo	
Ferruginoso	Caliza				



Fuente: Modificado por el autor de Weatherford. Información pozo Santos, Colombia. 2015.