

**REINTERPRETACIÓN LITOLÓGICA A PARTIR DE REGISTROS DE POZO,
CUENCA LLANOS.**

REYNALDO ORTIZ RIOS



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE GEOLOGIA
BUCARAMANGA**

2012



**REINTERPRETACIÓN LITOLÓGICA A PARTIR DE REGISTROS DE POZO,
CUENCA LLANOS.**

REYNALDO ORTIZ RIOS

Trabajo de grado para optar al título de Geólogo

DIRECTOR

RICARDO MIER UMAÑA.

CODIRECTOR

KAREN ANDREA VARGAS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE GEOLOGIA
BUCARAMANGA**

2012



DEDICATORIA

Este gran logro se lo dedico a mi madre Yolanda, su felicidad satisface el esfuerzo y motivación empleado en el trabajo.

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por darme la salud y sabiduría para poder actuar frente a todas las oportunidades que se me han presentado en la vida y poder llegar a este momento de éxito profesional y personal.

A la Universidad Industrial de Santander UIS.

A mi madre Yolanda, por su apoyo incondicional y confianza en mí, en todo momento.

A Yasmin Rocio, por su constante apoyo.

A Jairo Mantilla y Iedy Garcia, por su gran ayuda.

A todos los profesores que contribuyeron en mi formación académica.

A toda mi familia y amigos que siempre estuvieron cuando los necesite.

A todos mi compañeros de universidad por las situaciones de vida aprendidas.

Al profesor Ricardo Mier y Karen Andrea Vargas, por su orientación y ayuda en la realización del proyecto.

A Weatherford y la línea de operaciones Surface Logging Systems SLS por abrirme las puertas y permitirme crecer profesionalmente.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	15
1. ESPECIFICACIONES	17
1.1. UBICACIÓN DE LA CUENCA	17
1.2. PLANTEAMIENTO, HIPÓTESIS Y JUSTIFICACIÓN	17
1.2.1. Planteamiento del problema	17
1.2.2. Hipótesis	18
1.2.3. Justificación	18
2. OBJETIVOS	19
2.1. OBJETIVO GENERAL	19
2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	19
3. PLAN DE TRABAJO	20
3.1. RECOPIACIÓN BIBLIOGRÁFICA	20
3.2. FASE DE CAPACITACIÓN	20
3.3. FASE DE EJECUCIÓN	22
4. CRONOGRAMA	23
5. MARCO TEORICO	24
5.1. PROPIEDADES DE LAS ROCAS RESERVORIO	28
5.2. REGISTROS DE POZO	31
5.2.1. Potencial Espontaneo SP	36
5.2.2. Registros Resistivos	42
5.2.2.1. Dispositivos de Inducción Eléctrica	44

5.2.2.2. Registros De Resistividad De Electrodo	46
5.2.2.3. Micrologs (ML)	49
5.2.3. Registros de Porosidad	49
5.2.3.1. Registro Sónico.	49
5.2.3.2. Registro De Densidad.	56
5.2.3.3. Registro Neutrón	62
5.2.4.Registros Gamma Ray	66
5.3. GEOLOGIA REGIONAL	68
5.3.1. Estratigrafía	72
5.3.1.1. Precámbrico	72
5.3.1.2. Paleozoico	72
5.3.1.3. Cretáceo	73
5.3.2. Geología de Hidrocarburos	75
6. MONTAJE, INTERPRETACION Y GENERACION DE REGISTRO	
GRAFICO COMPUESTO	79
6.1. SOFTWARE WELLWIZARD	79
6.2. MONTAJE DE DATOS	82
6.3. INTERPRETACION	85
7. CONCLUSIONES	90
BIBLIOGRAFIA	92

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Velocidades sónicas y tiempos de tránsito para diferentes matrices usadas en la fórmula de porosidad sónica.	51
Tabla 2. Densidades de matrix de litologías comunes usadas en la fórmula de densidad porosidad.	57
Tabla 3. Valores de P_e , S_p , g_r , p_b y U , para sustancias comunes en las formaciones (PDVSA 1997)	60

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ubicación de la Cuenca Llanos (Tomado de Vargas 2008).	17
Figura 2. Flujograma de trabajo	21
Figura 3. Cronograma de trabajo.	23
Figura 4. Elementos del well logging: sonda de medida en el pozo, el cable eléctrico y una laboratorio móvil (Ellis & Singer, 2008).	26
Figura 5. Ejemplo de cuatro herramientas de logging (Ellis & Singer, 2008).	28
Figura 6. Dispositivo LWD con medidores de neutrón y densidad (Ellis & Singer, 2008).	29
Figura 7. Algunas de las formas y orientaciones más comunes de yacimientos petrolíferos	32
Figura 8. Modelo esquemático mostrando la invasión de los fluidos en la formación circundante. (Ellis & Singer, 2008).	34
Figura 9. Representación de potencial espontáneo en un pozo. (Ellis & Singer, 2008).	38
Figura 10. Deflexión del SP con una resistividad del lodo filtrado (R_{mf}) más grande que la del agua de formación (R_w) (Assaad, 2009)	41
Figura 11. Curvas dual induction focused log a través de una zona con hidrocarburos. (Assaad, 2009).	45
Figura 12. Curvas Dual Laterolog – Microspherically Focused Log (MSFL) a través de una zona de hidrocarburos (Assaad, 2009).	48
Figura 13. Esquema de herramienta sónica con doble sistema de receptores (Bassiouni, 1994).	52
Figura 14. Registro sónico con espacia-miento de 1 y 3 pies entre receptores (Bassionuni, 1994).	52
Figura 15. Perfil sónico con efecto de cavernas (PDVSA 1997).	54

Figura 16. Perfil sónico mostrando salto de ciclo por formaciones con gas (PDVSA 1997).	54
Figura 17. Sistema de perfilaje sónico compensado (PDVSA 1997).	56
Figura 18. Ventana de detección del perfil de litodensidad (PDVSA 1997).	60
Figura 19. Pe como función de porosidad y tipo de fluido (PDVSA 1997).	61
Figura 20 Perfil de Litodensidad (PDVSA 1997).	62
Figura 21. relación entre el cociente CPS_{cerca}/CPS_{lejos} y la porosidad. (PDVSA. 1997).	64
Figura 22. Comparación de porosidades a partir de detectores termales y epitermales (PDVSA 1997).	65
Figura 23. Relativo grado de radioactividad de las rocas sedimentarias más comunes. Tomado de Bassiouni, 1994.	67
Figura 24. Ejemplo de Rayos Gamma Espectral (PDVSA 1997).	69
Figura 25. Ubicación y sección esquemática de la Cuenca de los Llanos. Tomado de Barrero, D. et al., 2007.	70
Figura 26. Diagrama cronoestratigráfico de la Cuenca de los Llanos y piedemonte basado en registros y afloramientos. Tomado de Cooper, M. A. et al., 1995.	71
Figura 27. Columna estratigráfica general de la Cuenca de los Llanos Orientales (ANH 2012).	77
Figura 28. Visualización digital de parámetros de perforación (WEATHERFORD 2011).	80
Figura 29. Visualización en 3D y parámetros de perforación (WEATHERFORD 2011).	81
Figura 30. Acceso al WinSCP.	82
Figura 31. Sección para un servidor determinado.	83
Figura 32. Montaje de base de datos en WinSCP.	83
Figura 34. Orden de tracks en el RGC	85
Figura 35. Litología interpretada por medio de muestras de zanja.	86
Figura 36. Litología interpretada sin SP.	87

Figura 37 Interpretación de registro caliper.

88

Figura 38 Interpretación de presencia de hidrocarburos.

88

RESUMEN

TITULO: REINTERPRETACIÓN LITOLÓGICA A PARTIR DE REGISTROS DE POZO, CUENCA LLANOS.

AUTOR: REYNALDO ORTIZ RIOS**

PALABRAS CLAVE: Registros de pozo, Weatherford, Wireline, LWD, Registros grafico compuesto, WellWizard.

Los registros de pozo son una herramienta fundamental durante (logging while drilling LWD) y posterior (registros por cable Wireline) a la perforación para determinar la litología en el subsuelo, permitiendo agregar información que aunque indirecta es muy valiosa por las características de cada registro. Se pueden agrupar de acuerdo a la finalidad de cada uno: la identificación litológica (Gamma Ray, SP, Caliper y Pe), fluidos de perforación (resistividades profunda, media, somera) y porosidad (neutrón, sónico, densidad y efecto fotoeléctrico).

Con el entendimiento conceptual y el análisis en conjunto de su comportamiento se puede identificar la litología causante de las variaciones en cada curva. Sin embargo, es necesario conocer el área de estudio para una mejor comprensión del comportamiento de cada registro,

El montaje de los datos de los registros se realiza por medio de los programas WinSCP, PuTTY, los cuales permitirán visualizar estos datos en el programa WellWizard para su interpretación y posterior generación del registro grafico compuesto RGC, el cual contribuye a solucionar situaciones y eventos como el detalle en el intervalo de muestreo, derrumbes en las cavidades del pozo, ripsos producidos por liberación de esfuerzos, equivocada recolección y lavado de muestras; integrando información obtenida a partir de la descripción de muestras de zanja, manifestaciones de hidrocarburos y cromatografía, complementando de esta forma la interpretación por muestras con la interpretación de los registros y mejorando la toma de decisiones, posterior y anterior a la perforación de pozos cercanos.

** Facultad de ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Geología. Director Geólogo Ricardo Mier. Codirectora Geóloga Karen Andrea Vargas.

ABSTRACT

TITLE: LITHOLOGICAL INTERPRETATION OF WELL, LLANOS BASIN.

AUTHOR: REYNALDO ORTIZ RIOS**

PALABRAS CLAVE: Well logs, Weatherford, Wireline, LWD, Composity log, WellWizard.

The well logs are a tool essential while (logging while drilling LWD) and after (Wireline) drilling to determine the lithology in subsurface, allowing add information that although indirect, is very important for the characteristics of each log. can be grouped depending on the purpose: the lithology identification (Gamma ray, SP, Caliper and Pe), drilling fluids (deep resistivity, médium resistivity and shallow resistivity) and porosity (neutrón, sonic and density).

With the conceptual understanding and analysis of their behavior together can identify the cause of lithology variations in each curve. However, it is necessary to know the study area to better understand the behavior of each record,

The loading of data is performed in the software WinSCP, PuTTY, wich allowing visualize the data in the WellWizard software, for your interpretation and later generation of composity log, which helps to solve situations and events like the detail in the sampling interval, landslides in the cavities of the well cuttings produced by stress relief, collection and washing wrong of samples; integrating information obtained from the description of cutting sample, demonstrations of hydrocarbons and chromatography, thus complementing the interpretation of samples with the interpretation of the records and improving decision-making, posterior and anterior to the drilling of nearby wells.

Undergraduate Internship

** Faculty of Engineering Physicochemical, Geology School. Directors Geologist Ricardo Mier. Co-director Geologist Karen Andrea Vargas.

INTRODUCCIÓN

Weatherford es una de las compañías prestadoras de servicios petroleros más grandes del mundo, incluyendo los servicios desde la perforación hasta la intervención del pozo. En su amplio portafolio Weatherford cuenta con la línea de operaciones “Surface Logging Systems SLS” y dentro de sus actividades está analizar detalladamente los cortes de la formación durante la perforación y los fluidos atrapados en el lodo de perforación para determinar la naturaleza del subsuelo, la presencia de aceite y gas, dando así mas información para el conocimiento y entendimiento de la zona de interés. Las muestras de zanja son examinadas para detectar la presencia de hidrocarburos, para evaluar la porosidad de la formación y caracterizar su litología que junto con un análisis mineralógico en laboratorio mejora el entendimiento del reservorio.

SLS también presta el servicio de registros gráficos compuestos RGC, el cual consiste en la integración y análisis de la información (descripción de muestras, fluidos de formación, parámetros de perforación y registros) obtenida durante y posterior a la realización del pozo, reinterpretándose así la litología de los pozos con los datos e información adquirida, complementando lo obtenido a partir de la descripción de muestras de zanja.

Los registros de pozo son una herramienta fundamental durante (logging while drilling LWD) y posterior (registros por cable Wireline) a la perforación para determinar la litología en el subsuelo, permitiendo agregar información que aunque indirecta es muy valiosa por las características de cada registro. Se pueden agrupar de acuerdo a la finalidad de cada uno: la identificación litológica (Gamma Ray, SP y Caliper), fluidos de perforación (resistividades profunda, media, somera) y porosidad (neutrón, sónico, densidad y efecto fotoeléctrico).

Con el entendimiento conceptual y el análisis en conjunto de su comportamiento se puede identificar la litología causante de las variaciones en cada curva. Sin embargo, es necesario conocer el área de estudio para una mejor comprensión del comportamiento de cada registro, tomando como ejemplo el pozo YR-226 ubicado en el departamento del Meta en la Cuenca de los Llanos (figura 1).

La Cuenca Llanos se encuentra en la región centro-oriental del país y está conformada por los departamentos del Meta, Arauca, Casanare, Vichada, Guainía y Guaviare.

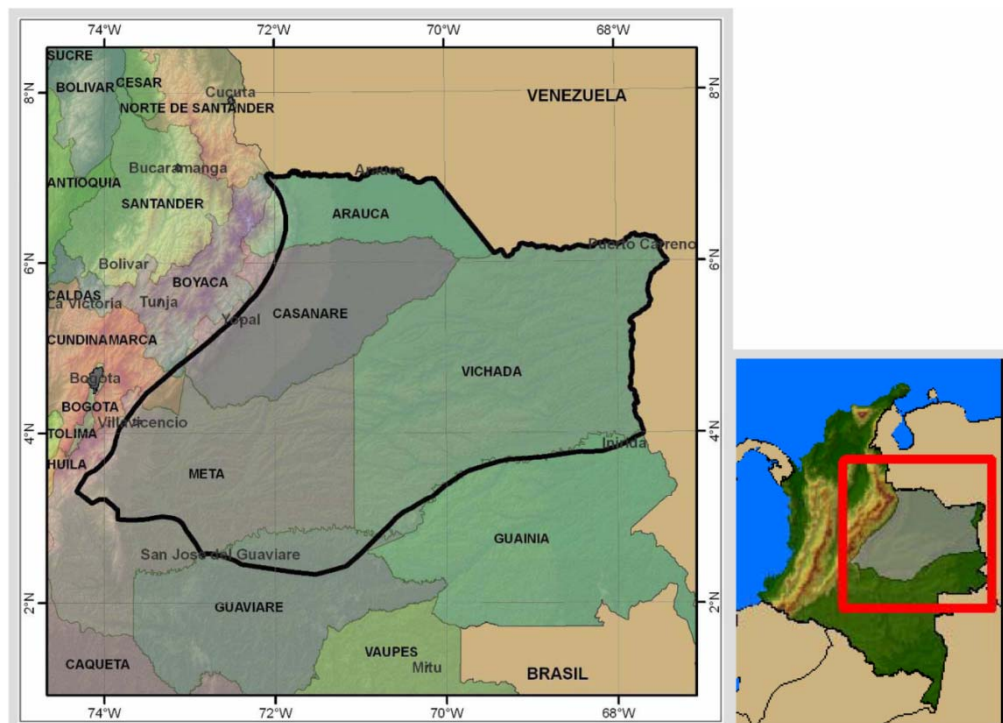
Está compuesta por un basamento Precámbrico cristalino, sobre el cual se encuentran rocas metamórficas del Paleozoico y las rocas sedimentarias que se depositaron durante la evolución de una cuenca retroarco en el Cretáceo tardío a una cuenca tipo foreland en el Terciario temprano y cuyo depocentro se movió progresivamente hacia el este a lo largo del Terciario.

Es una de las cuencas colombianas con mayor contenido y producción de hidrocarburos, siendo la roca fuente los shales de la Fm. Gacheta, el reservorio las unidades arenosas de la Fm. Carbonera y areniscas de la Fm. Mirador, el sello lo comprenden algunas unidades de la Formación Carbonera, sin embargo, las Formaciones Gacheta y Guadalupe pueden ser sellos de sí mismas. Las trampas son de tipo estructural con fallamiento normal, anticlinales limitados por fallas inversas, anticlinales de bajo relieve y trampas estratigráficas (Barrero, D. et al., 2007).

1. ESPECIFICACIONES

1.1. UBICACIÓN DE LA CUENCA

Figura 1. Ubicación de la Cuenca Llanos (Tomado de Vargas 2008).



1.2. PLANTEAMIENTO, HIPÓTESIS Y JUSTIFICACIÓN

1.2.1. Planteamiento del problema

¿Cuál es la litología interpretada del pozo YR-226, por medio del análisis de registros de pozo?

1.2.2. Hipótesis

El análisis de los registros de pozo permite complementar la interpretación litológica, descrita a partir de muestras de zanja, solucionando inconvenientes que se producen durante los procesos de perforación.

1.2.3. Justificación

Durante el proceso de perforación de un pozo, situaciones y eventos como: el detalle en el intervalo de muestreo, derrumbes en las cavidades del pozo, rípios producidos por liberación de esfuerzos, equivocada recolección y lavado de muestras; puede ocasionar confusiones en la elaboración de la columna estratigráfica del pozo, por eso la necesidad de calibrar la información de muestras de zanja con la información de obtenida a partir de registros.

El software WellWizard además de servir como herramienta para la visualización en tiempo real de la perforación, también tiene la aplicación para cargar datos, lo cual permite realizar la interpretación litológica de los registros, para tener como resultado el registro gráfico compuesto RGC que está complementado los informes de perforación de los pozos a los cuales la línea de trabajo Surface logging Systems de Weatherford Colombia Ltda., presta el servicio de mud logging.

2. OBJETIVOS

2.1. OBJETIVO GENERAL

Interpretar litológicamente los registros eléctricos en el software Wellwizard para un pozo en la Cuenca Llanos.

2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Para cumplir con el objetivo general se requiere:

- Identificar y conocer los diferentes registros de pozo.
- Utilizar las diferentes clases de registros de pozo, para reinterpretar la litología de un pozo en la Cuenca Llanos.
- Manejar el software Wellwizard para elaborar los registros gráficos compuestos.

3. PLAN DE TRABAJO

El plan de trabajo se realizará bajo las normas de trabajo establecidas por la compañía Weatherford Colombia Ltda.

Para el cumplimiento de los objetivos propuestos se llevará a cabo una metodología que consta de la aplicación de dos fases: 1) fase de entrenamiento, en la cual se conocerá el funcionamiento de la empresa, capacitación en el software WellWizard y formato de entrega de los informes con los registros gráficos compuestos; 2) fase de ejecución, donde se revisaran los informes de pozo, se interpretaran y elaboraran los registros gráficos compuestos (figura 2).

3.1. RECOPIACIÓN BIBLIOGRÁFICA

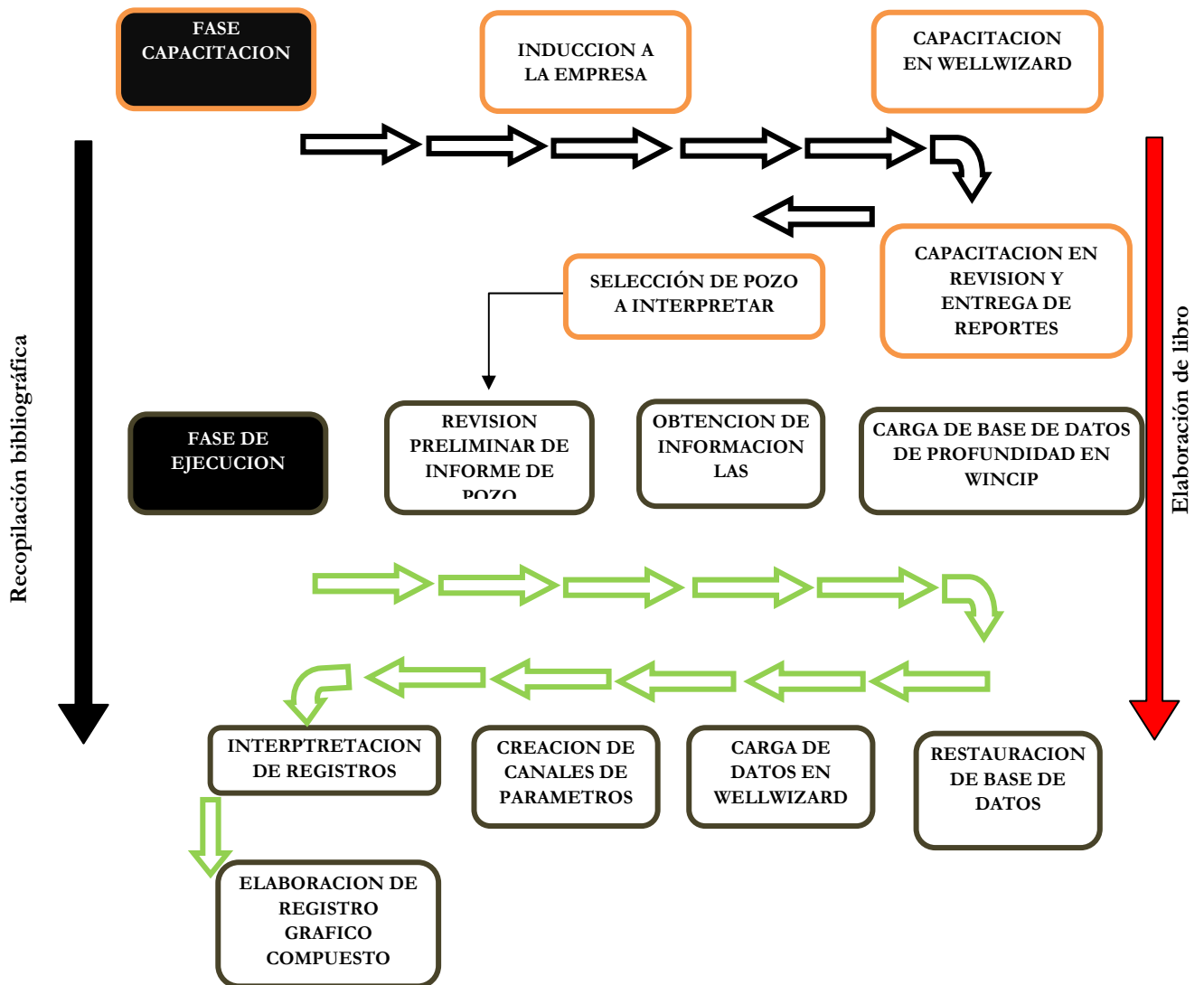
Para el desarrollo de la práctica empresarial, la recopilación bibliografía es un factor clave que dará bases para la elaboración del proyecto. Durante este proceso se conseguirá información relacionada con la interpretación de registros de pozo principalmente, y también de la geología de la zona.

3.2. FASE DE CAPACITACIÓN

En esta fase se conocerá el esquema de funcionamiento de la empresa Weatherford Colombia Ltda y en especial de una de sus líneas de trabajo: Surface Logging System (SLS), encargada de las operaciones de mug logging de la compañía. El suministro del software Wellwizard y su aprendizaje se desarrollola a cabo en la base principal de la compañía con sede en Bogotá, Colombia. Los

registros gráficos compuestos se realizan y se entregan según las exigencias de cada compañía operadora, en este caso se entregara como resultado una columna con la litología reinterpretada.

Figura 2. Flujograma de trabajo



3.3. FASE DE EJECUCIÓN

La elaboración de los registros gráficos compuestos también contempla la actividad de la revisión preliminar de los informes de pozo, en la cual se hacen correcciones de forma y de contenido (RGC) donde se tienen en cuenta las características de cada registro para la reinterpretación litológica. El informe preliminar es revisado por la compañía operadora, haciendo las sugerencias pertinentes para la entrega final del informe de pozo junto con el registro gráfico compuesto RGC.

Como resultado del proyecto se mostrará el proceso de carga de los datos y parte de la columna estratigráfica del pozo interpretada con los registros.

5. MARCO TEORICO

Well logging es el registro de las características de las formaciones atravesadas por un dispositivo de medición en el pozo (Ellis & Singer, 2008). Sin embargo, well logging significa cosas diferentes para personas diferentes; para un geólogo esta es primeramente una técnica de mapeo para explorar el subsuelo, para un petrofísico significa poder evaluar la producción potencial de hidrocarburos en un reservorio, para un geofísico es una fuente complementaria de información para el análisis sísmico y para un ingeniero de reservorio esto es una fuente complementaria que suministra datos para usar en un simulador (Ellis & Singer, 2008).

El well logging inicialmente fue usado para correlacionar patrones similares de conductividad de un pozo a otro algunas veces a grandes distancias. Como las técnicas de medidas mejoraron, sus aplicaciones comenzaron a ser directas en la evaluación cuantitativa de reservorios (Ellis & Singer, 2008).

Logging

El nacimiento del logging puede ser datado con el primer evento registrado en Pechelbronn Francia 1927 donde H. Doll y los hermanos Schlumberger hicieron una medida semicontinua de resistividad en un antiguo campo en Alsacia. La operación de un rudimentario dispositivo (una sonda) constituido de un cilindro de bakelita con un par de electrodos metálicos en su exterior. Conectado al dispositivo en la superficie estaba un cable, así proporcionándonos el término wireline logging. Wireline se refiere al cable recubierto por el cual las mediciones del dispositivo son recuperadas desde el pozo, por un número de alambres aislados recubiertos en el interior del cable, proporcionado por el poder eléctrico del dispositivo y como medio para la transmisión de los datos a la superficie.

Recientemente los dispositivos han sido encapsulados en el drill collar, y la transmisión es efectuada a través de la columna de lodo. Este proceso es conocido como logging while drilling - LWD (Ellis & Singer, 2008).

Wireline logging

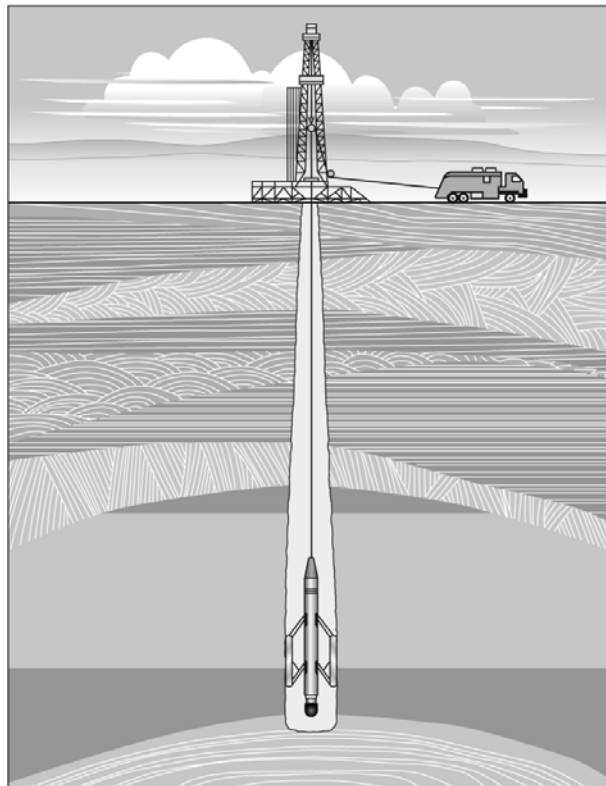
Los procesos de logging involucran un número de elementos, los cuales son ilustrados esquemáticamente en la figura 4. Estos dispositivos de medición pueden ser pasivos, otros (activos) que ejercen alguna influencia sobre la formación que está siendo registrada, estas medidas son transmitidas a la superficie por medio del wireline (Ellis & Singer, 2008).

Algunas sondas son diseñadas para operar en posición centrada dentro del pozo. Algunas medidas requieren que el sensor este en contacto directo con la formación de interés. La figura 5 ilustra la parte de medición de cuatro diferentes sondas; en la derecha está un ejemplo de una sonda de dipmeter el cual es un dispositivo centralizado que utiliza cuatro brazos para medir rumbo y buzamiento. Al lado esta un dispositivo de densidad el cual es activado hidráulicamente. El tercero desde la derecha es una herramienta de registro o logueo sónico que generalmente está centrada en el pozo. La herramienta de la izquierda es similar al primer dispositivo de dipmeter pero con un sensor adicional.

Estas herramientas son sensibles a una o más propiedades de la formación y son bajadas al pozo desde superficie. Un laboratorio móvil le proporciona energía al dispositivo dentro del pozo y está provisto con equipos para el procesamiento de los datos, interpretación de las medidas y permanente almacenamiento de los datos. Los datos son tomados cuando la herramienta es subida lentamente hacia la superficie, las velocidades de logueo dependen de la herramienta. Medidas que son sujetas a precisión estadística o requieren contacto entre el sensor y formación tienden a ser corridas más lentamente, entre 600 ft/hr y 1800 ft/hr (Ellis & Singer, 2008). Un muestreo tradicional proporciona un promedio de medida por

cada 6 pulgadas de viaje de la herramienta, para algunos dispositivos que tiene una buena resolución vertical, el intervalo de muestreo es de 1.2 pulgadas.

Figura 4. Elementos del well logging: sonda de medida en el pozo, el cable eléctrico y una laboratorio móvil (Ellis & Singer, 2008).



En el sentido más estricto, el logging es una alternativa o complemento para el análisis de núcleos, testigos de pared (side wall core) y ripios de perforación. Aunque es frecuentemente preferido por la posibilidad de registro continuo de la roca sobre un intervalo dado, con limitados problemas económicos y técnicos. Side well core da la posibilidad de obtener muestras a profundidades determinadas después que la perforación ha sido terminada. Los side well core tienen la desventaja de recuperar muestras de pequeño tamaño, así como el problema de muestreo discontinuo. Los ripios obtenidos del retorno del lodo de perforación son unas de las más grandes fuentes de muestras de subsuelo, sin embargo, la reconstrucción de la secuencia litológica a partir de los ripios es

imprecisa debido al problema de asociar una profundidad con una muestra dada (Ellis & Singer, 2008).

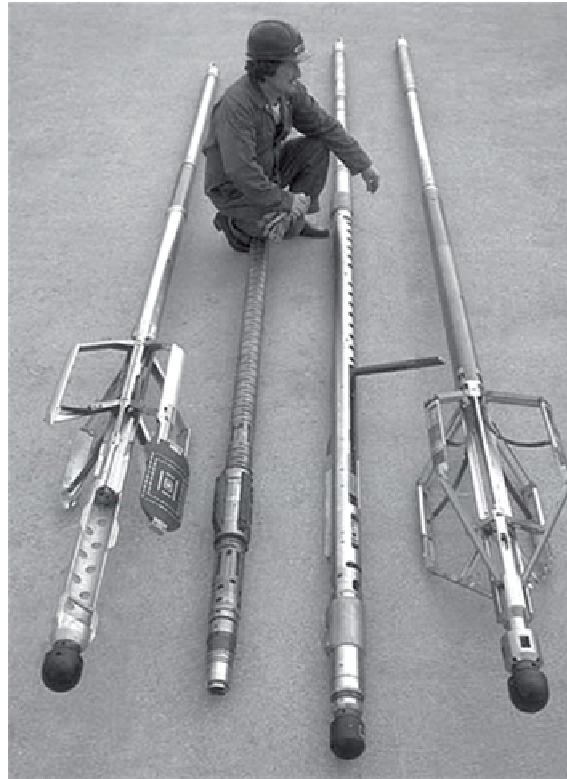
Aunque las técnicas de well logging (con excepción de ripios y side well core) no dan acceso directo a la muestra física de la roca, estas dan a través de medidas indirectas un complemento al conocimiento ganado a partir de ripios. Los registros de pozos proporcionan medidas continuas de parámetros relacionados a la porosidad, litología, presencia de hidrocarburos y otras propiedades de interés de la roca.

LWD

Un elemento crucial en el pozo son los procesos de perforación que lo crean. Para asistir a los perforadores en la compleja tarea de la perforación, información como el peso sobre la broca (WOB) y el torque sobre la roca son deseables en tiempo real. Para responder a esta necesidad un tipo de servicio conocido como medición mientras se perfora (MWD) comenzó a ser desarrollado a finales de 1970. Un típico sistema de MWD consiste de un sensor cerca a la broca de perforación, una fuente de poder, un sistema telemétrico, un equipo sobre la superficie para recibir y desplegar los datos. El conjunto de medidas transmitidas abarca desde el torque y peso sobre la broca (WOB) hasta presión y temperatura del pozo, fluido del lodo, gamma ray (GR) y medidas de resistividad.

Las herramientas LWD son todas construidas dentro de pesados y gruesos drill collars (la parte especial de la sarta de perforación usada para contrarrestar la flotabilidad y proporcionar rigidez en la parte inferior de la sarta y peso a la broca). Así como las herramientas de wireline, las herramientas de LWD se parecen entre sí, la figura 6 muestra varios sensores los cuales están entre las paredes del drill collar con algunas salientes sin embargo, un canal es adecuado para el flujo del lodo (Ellis & Singer, 2008).

Figura 5. Ejemplo de cuatro herramientas de logging (Ellis & Singer, 2008).



A diferencia de las herramientas de wireline que son generalmente de un diámetro estándar (Ellis & Singer, 2008) muchas de las herramientas de LWD vienen en familias de tamaños de 4, 6 y 8 pulgadas, acomodándose a los procesos de perforación.

5.1. PROPIEDADES DE LAS ROCAS RESERVORIO

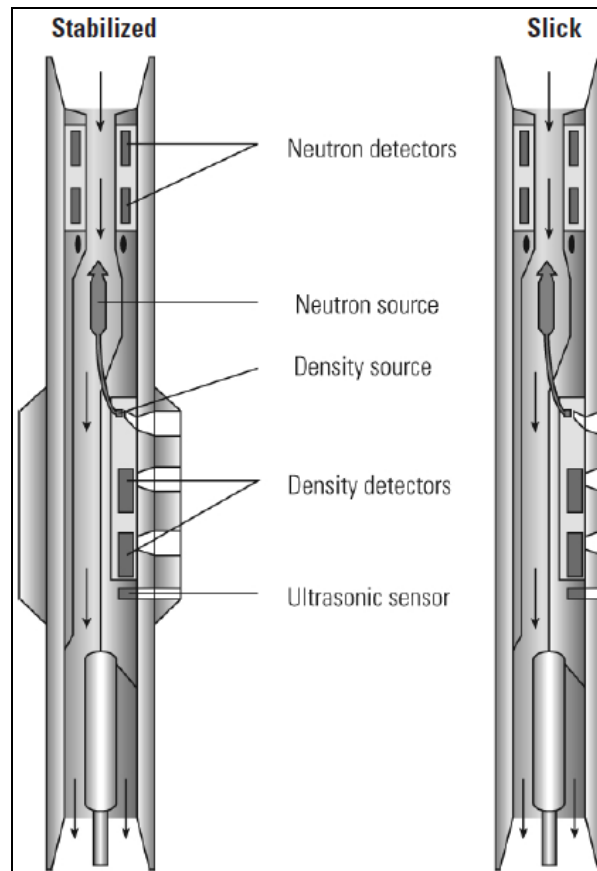
Las rocas reservorio son aquellas formaciones litológicas almacenadoras de cantidades económicamente rentables de hidrocarburos, los cuales pueden ser extraídos para su comercialización. Con características particulares que las definen como tal, entre estas están la porosidad, permeabilidad que se abordaran a continuación.

Porosidad

La porosidad es la relación de volumen de poros Vs volumen total de la roca, puede ser primaria (durante la depositación de los sedimentos) y secundaria (posterior a la depositación). Dependiendo de su ubicación puede ser interpartícula (ubicado entre una partícula y otra) e intrapartícula (dentro de las partículas, ej. cámaras de las conchas fósil).

Areniscas bien consolidadas pueden tener una porosidad del 10 al 15% y no consolidadas pueden llegar al 30% o más de porosidad, además de esto la consolidación también puede influenciar las propiedades acústicas y la estabilidad de las paredes del pozo.

Figura 6. Dispositivo LWD con medidores de neutrón y densidad (Ellis & Singer, 2008).



Permeabilidad

Es una medida de la facilidad con que los fluidos fluyen a través de una formación, producida por los poros interconectados o por la presencia de fracturas, teniendo así una relación directa con la porosidad sin embargo, no es una regla absoluta, algunas lutitas y areniscas tienen altas porosidades pero sus granos son tan pequeños que los caminos son escasos y tortuosos por esto sus permeabilidades pueden ser muy bajas. Las calizas pueden presentar fracturas dando así una permeabilidad alta con porosidades bajas.

Saturación

Otra propiedad petrofísica para definir el potencial de un yacimiento es la saturación de la formación, la cual es el porcentaje del volumen poroso ocupado por el fluido en consideración. Por lo tanto, la saturación de agua es la fracción o porcentaje del volumen poroso que contiene agua de formación. La saturación de petróleo o gas es la fracción del volumen poroso que contiene petróleo o gas (Pemex. 2000). Los poros deben saturarse de algún fluido, de esta manera la suma de saturación de los diferentes fluidos contenidos en la roca es igual al 100%.

Geometría

Las formaciones productivas se presentan en una cantidad casi ilimitada de formas, tamaños y orientaciones. La figura 7 muestra algunos de los principales tipos de yacimiento y es muy común que se forme una combinación de dichos tipos. La orientación y forma de un yacimiento puede influir radicalmente en su productividad.

Temperatura y presión

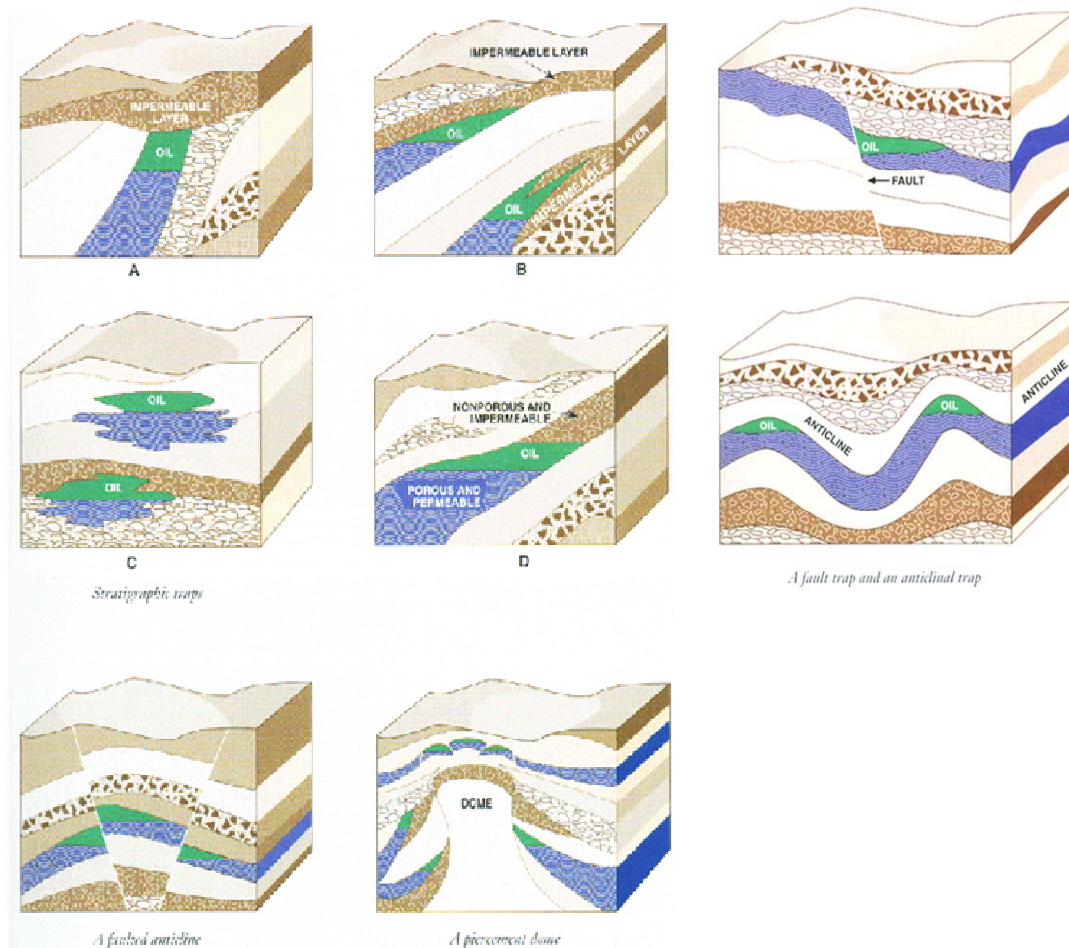
Aunque no son parámetros petrofísicos la temperatura y la presión también afectan de distintas maneras la producción de hidrocarburos. En el yacimiento la presión y la temperatura controlan la viscosidad y las solubilidades de los tres

fluidos: petróleo, agua y gas. Por esta razón la relación de fase de la solución petróleo/gas puede verse sometida a variaciones significativas en respuesta a cambios de temperatura y presión. Las relaciones entre presión, temperatura y fase de las mezclas de hidrocarburos son muy variables, dependiendo de los tipos y proporciones específicas de los hidrocarburos presentes. Comúnmente la temperatura de un yacimiento productivo no varía demasiado aunque algunas técnicas de recuperación (como la inyección de vapor o combustión) representan una clara excepción a la regla. Sin embargo, es inevitable una baja de presión entre el yacimiento virgen y el pozo, esta caída de presión varía de una fuerza de algunas libras por pulgada cuadrada hasta la presión total de un yacimiento.

5.2. REGISTROS DE POZO

Las propiedades litológicas de las formaciones y sus fluidos son captados por registros geofísicos para medir su resistividad eléctrica y conductividad, su capacidad para transmitir y reflejar la energía sónica, su radioactividad natural, el contenido de hidrógeno, su temperatura y densidad, así los registros son entonces interpretados en términos de litología, porosidad y contenido de fluido (Assaad, 2009).

Figura 7. Algunas de las formas y orientaciones más comunes de yacimientos petrolíferos



Fuente: (www.blueridgegroup.com)

Tipos de 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 superficie por medio del cable. Las ondas se clasifican en función de su fuente de medida en:

Resistivas (fuente: corriente eléctrica)

Porosidad (fuente: cápsulas radioactivas)

Sónicas (fuente: emisor de sonido)

De acuerdo con lo anterior tenemos:

Herramientas con principio resistivo (eléctrico):

- Dispositivos de inducción eléctrica
- Resistividad de electrodo
- Micrologs

Herramientas de registros radiactivos:

- Neutrón compensado
- Litodensidad compensada
- Espectroscopia de rayos gamma
- Rayos gamma naturales

Herramientas de registro con principio acústico:

- Sónico de porosidad
- sónico dipolar de imágenes
- Imágenes ultrasónicas

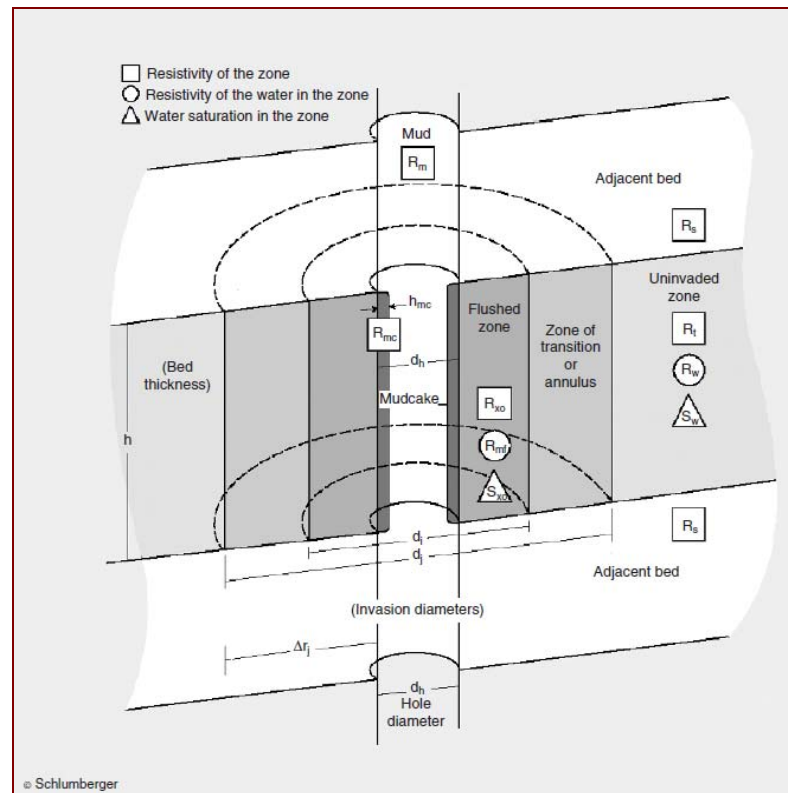
Dependiendo del registro utilizado para evaluar la formación se debe tener en cuenta la respuesta que genera la zona invadida por el fluido de la perforación en los registros de pozo.

Durante la perforación del pozo, la presión hidrostática de la columna de lodo es generalmente mayor que la presión de poro de las formaciones (sobrealance) evitando que el pozo se descontrole (blowout). La diferencia de presión resultante entre columna de lodo y la formación obliga al lodo filtrado a entrar en la formación permeable; las partículas sólidas del lodo se depositan en la pared del agujero donde forman una torta o mudcake de lodo, el cual por lo general tiene una permeabilidad muy baja, una vez desarrollada reduce la velocidad de la invasión

posterior por el lodo filtrado. La invasión inicial es conocida como “spurt loss” (Ellis & Singer, 2008).

Para tener en cuenta la distorsión que se presenta con frecuencia en las mediciones eléctricas, un modelo simplificado del pozo es mostrado en la figura 8 (Ellis & Singer, 2008). Este considera la formación invadida de interés y la no invadida mostrando esquemáticamente las secciones de un pozo.

Figura 8. Modelo esquemático mostrando la invasión de los fluidos en la formación circundante. (Ellis & Singer, 2008).



Diámetro borhole (d_h): es el diámetro exterior de la broca y describe el tamaño de la perforación del pozo.

Lodo de perforación (R_m): es el fluido de circulación que tiene un viscosidad y densidad especial para ayudar a remover los ripios de perforación del pozo, lubrica y refrigera la broca de perforación y mantiene una presión hidrostática mayor en la columna del lodo que la presión de la formación.

Lodo filtrado (R_{mf}): es el fluido del lodo de perforación que se filtra en la formación durante la invasión.

La saturación de agua (S_w) representa un importante registro en el concepto de la interpretación debido a que esta puede determinar la saturación de hidrocarburos en el reservorio restando la saturación de agua del valor 1 (donde 1.0 = 100% de saturación de agua).

$$S_w = \frac{\text{poros ocupados por agua en la formación}}{\text{Espacio poroso total en la roca}}$$

Zona invadida, consiste de un zona lavada (R_{XO}) cerca de las paredes el pozo, donde el lodo filtrado ha completamente lavado los hidrocarburos de la formación. Una zona de transición o anillo (R_j), donde los fluidos de la formación y el lodo filtrado son mezclados, ocurre entre la zona de lavado (R_{XO}) y la zona no invadida (R_t). La profundidad de la invasión del lodo filtrado ente la zona invadida es referida como el diámetro de invasión d_i y d_j y depende sobre la permeabilidad del mudcake y no sobre la porosidad de la roca (Assaad, 2009).

Zona no invadida (R_t), está localizada mas allá de la zona invadida. En yacimientos con hidrocarburos hay siempre una capa de agua de formación sobre la superficie de los granos. La saturación de agua de la zona invadida (S_w) es un importante factor en la evaluación de los reservorios de hidrocarburos:

$$S_h = \{1.0 - S_w\}.$$

Donde:

S_h : saturación de hidrocarburos, o la fracción de volumen de poro llenado con hidrocarburos.

S_w : saturación de agua en la zona invadida, o la fracción de volumen de poro llenada con agua de formación.

La relación entre la saturación de agua de la zona invadida (S_w) y la de la zona lavada (S_{x0}) es un índice de la movilidad de hidrocarburos.

La resistividad del lodo es R_m y la del mudcake es R_{mc} y su espesor es t_{mc} o h_{mc} . La resistividad del filtrado acuoso es R_{mf} . En la región que se halla directamente detrás del mudcake, la inundación del filtrado de barro es bastante completa, casi todo el agua de formación y una parte de los hidrocarburos son desplazados por el filtrado.

5.2.1. Potencial Espontaneo SP

La ocurrencia natural del potencial eléctrico es observada en la superficie y subsuelo. Estos potenciales, usualmente llamados potencial espontaneo, han sido usados en exploración de minerales. Ellos son asociados con alteración de cuerpos minerales, variación de las propiedades de las rocas para determinar contactos geológicos (Bassiouni 1994). El valor medido, el cual es un gradiente potencial, varía con la profundidad.

Es un registro de la diferencia entre el potencial eléctrico natural de un electrodo móvil en el pozo y el potencial eléctrico de un electrodo fijo en la superficie medido en milivoltios. La curva del registro SP responderá manteniéndose como una línea constante o deflectándose, la magnitud de la deflexión es debido a la diferencia de la resistividad entre el agua de formación (R_w) y la resistividad del lodo filtrado (R_{mf}) y no de la permeabilidad (Assaad, 2009). La deflexión será a la izquierda

(negativa) o a la derecha (positiva), fenómeno que depende fundamentalmente de la diferencia de salinidad entre el agua de formación y el filtrado.

El potencial que se registra es el resultado de una combinación de cuatro potenciales eléctricos que se desarrollan cuando la sonda atraviesa las formaciones. Estos potenciales son: 1- electroquímico de membrana (E_{sh}), 2- electroquímico de contacto (E_d), 3- electrocinético (E_{mc}), y 4- electrocinético (E_{sb}).

El E_{sh} , se desarrolla en la lutita impermeable entre su superficie de contacto horizontal con la capa permeable y su superficie de contacto vertical con el pozo. Está asociado con el paso selectivo de iones de lutitas, esto debido a su estructura laminar y a las cargas existentes sobre las láminas siendo permeables a los cationes de Na^+ pero impermeables a los aniones de Cl^- . Cuando una lutita separa soluciones de NaCl con diferentes concentraciones, los cationes de Na^+ se desplazan a través de la lutita, desde la solución más concentrada (normalmente el agua de formación) hacia la menos concentrada (el lodo). Este movimiento constituye una corriente eléctrica. La magnitud del potencial que origina este flujo es función de las actividades iónicas de ambas soluciones; a su vez, estas guardan relación con sus respectivas resistividades. En el caso de soluciones de cloruro de sodio a la temperatura de 77°F, el potencial en milivoltios es:

$$E_{sh} = -59 \log (R_{mfe} / R_{we})$$

Donde R_{mfe} y R_{we} son resistividades equivalentes, sus valores son muy aproximados a los de R_{mf} y R_w . El signo negativo de la ecuación indica que el potencial es negativo en relación al valor observado frente a una lutita gruesa lejos de la frontera arena – lutita.

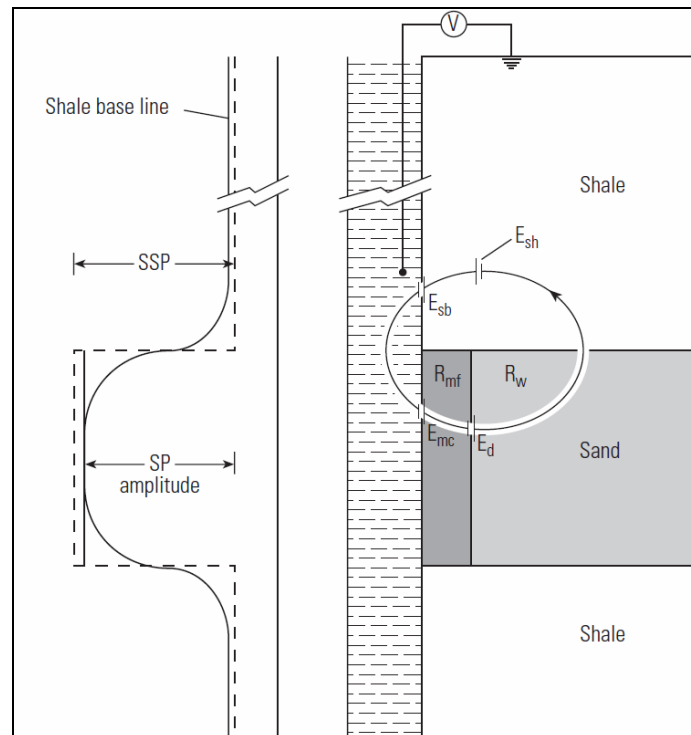
El E_d , se desarrolla en la superficie de contacto entre la zona invadida y la no invadida en la capa permeable. Se desarrolla en la superficie de contacto de las soluciones de diferente salinidad. Como los iones Cl^- tienen mayor movilidad que

los de Na^+ , el resultado es un flujo de las cargas negativas desde la solución más concentrada (agua de formación) hacia la menos concentrada (filtrado de lodo). Esto equivale a un flujo de corriente en la dirección opuesta. La magnitud del potencial correspondiente, en milivoltios, para las soluciones de NaCl a 77°F es:

$$E_d = -11.5 \log (R_{mf} / R_{we})$$

Los potenciales electrocinéticos E_{mc} , que se desarrolla a través del mudcake y electrocinético E_{sb} que se encuentra en una lámina delgada de lutita adyacente al pozo, son por lo general muy pequeños y pueden ser despreciados. Además E_{mc} es anulada en gran parte, por el potencial E_{sb} , porque son de sentidos contrarios.

Figura 9. Representación de potencial espontáneo en un pozo. (Ellis & Singer, 2008).



Al no considerar los potenciales electrocinéticos, entonces, el potencial espontáneo total medido, SSP (SP estático) será igual al potencial electroquímico E_c , que es la suma del potencial de membrana y el de contacto:

$$SSP = E_c = E_{sh} + E_d = - 71 \log (R_{mfe} / R_{we}) @ 77^\circ F$$

y a cualquier temperatura:

$$SSP = - K \log (R_{mfe} / R_{we})$$

K se relaciona con la temperatura por $K = 61 + 0.133T$ (T en °F)

Esta es la ecuación fundamental del potencial espontáneo, es la relación que sirve para determinar el valor de la resistividad del agua de formación R_w a partir de las lecturas de la curva de SP.

El registro SP permite interpretar la resistividad del agua de formación (R_w).

La correlación del registro SP con datos estratigráficos indican la respuesta del registro en formaciones de shale cayendo sobre el lado derecho llamado “línea base de shale” (Bassiouni, 1994). Los topes y bases de las arenas son marcados por una deflexión negativa de varias decenas de milivoltios. Los puntos de inflexión de estas deflexiones corresponden al límite de capas.

Por lo general, frente a lutitas, la curva del potencial espontáneo, SP define un alineamiento más o menos recta en el registro, la cual se denomina “línea base de lutitas”. Frente a formaciones permeables la curva muestra deflexiones de dicha línea base, las cuales, en capas de suficiente espesor, tienden a alcanzar una deflexión esencialmente constante que se ha dado a llamar una “línea base de arenas”.

El SP puede ser usado para distinguir entre shales 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). La forma de la deflexión SP también se usa para correlación entre pozos y en estudios sedimentológicos.

Si la salinidad del agua de formación es mayor, la deflexión será hacia la izquierda, y si la salinidad del agua de formación es menor que la del filtrado, la deflexión será hacia la derecha.

Como aplicaciones podemos tener la identificación de zonas permeables y porosas, determinación del valor de R_w , para determinar la arcillosidad de la formación y correlacionar las unidades litológicas.

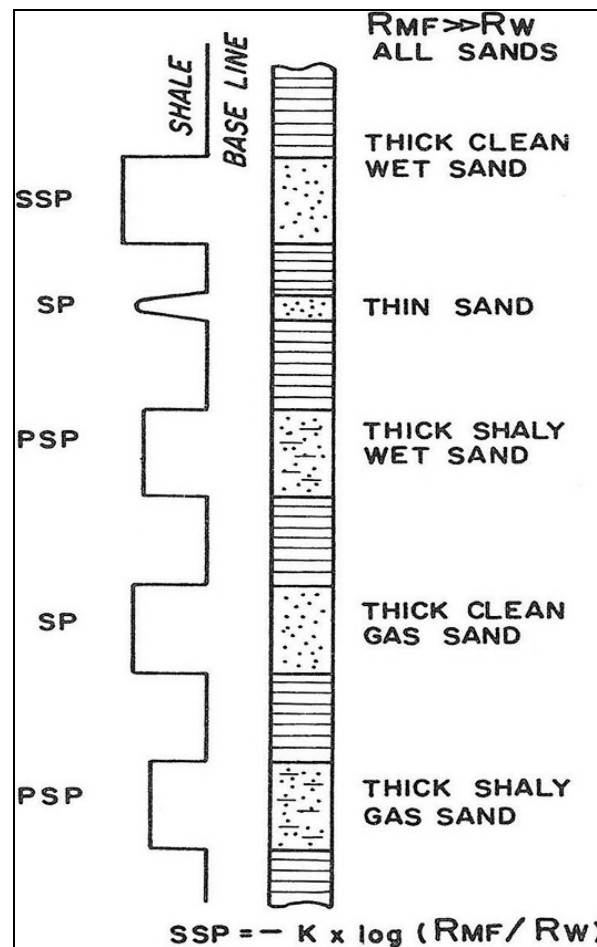
La detección de los hidrocarburos por la desaparición de la curva SP es otro uso de este registro (Assaad, 2009). La presencia de shale en una formación permeable reduce la deflexión de la curva SP. En zonas con hidrocarburos la cantidad de la reducción del SP es más grande que la del shale y es conocida como “supresión de hidrocarburos”. La curva SP puede ser suprimida por capas delgadas, arcillosas y por la presencia de gas. La figura 10, muestra la deflexión de la curva SP desde la línea base de shale con resistividad del lodo (R_{mf}) más grande que la del agua de formación (R_w), el potencial espontáneo estático (SPP) es la máxima deflexión posible en un espesor de areniscas con agua y libre de arcilla, para una relación R_{mf}/R_w .

El SSP es un elemento necesario para determinar el valor exacto de R_w y volumen de shale. En el diagrama, se muestra la respuesta de la curva del potencial espontáneo a la presencia de capas delgadas y/o la presencia de gas. Un pseudo

estático potencial espontáneo (PSP) es la respuesta de la curva del potencial espontáneo si hay shale presente.

En perforaciones de domos salinos, el logging del pozo es llevado a cabo con lodos salinos (conductor) o lodos base aceite (no conductivos), pudiendo ser realizado con resultados satisfactorios. Los lodos salinos afectan el SP y las curvas de resistividad sobre los registros eléctricos. Con fluidos de alta conductividad en el pozo, el SP tiende a enderezarse o devolverse. En condiciones de lodos base aceite, el SP y resistivos convencionales (excepto las curvas de inducción-conductividad), son totalmente ineficientes.

Figura 10. Deflexión del SP con una resistividad del lodo filtrado (R_{mf}) más grande que la del agua de formación (R_w) (Assaad. 2009)



Algunos factores que pueden afectar la curva SP son:

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

No se puede registrar una curva SP en pozos con lodos no conductivos, ya que estos no proporcionan una continuidad eléctrica entre el electrodo del SP y la formación. Además si las resistividades del filtrado de lodo y agua de la formación son casi iguales las deflexiones del SP serán muy pequeñas y la curva no será muy significativa.

5.2.2. Registros Resistivos

Un registro resistivo, es un registro eléctrico que puede ser usado para determinar resistividad, porosidad e hidrocarburos versus zonas con fluidos, y puede definir zonas permeables. Para deducir la resistividad de la formación en la zona no invadida, las medidas de resistividad se usan solas o en combinación (PEMEX. 2000). Debido a que la matriz de las rocas reservorio no es conductiva, la capacidad de la roca para transmitir corriente es principalmente una función del agua en los poros. Al igual que los hidrocarburos, la matriz de la roca, es no conductiva; así donde la saturación de hidrocarburos de los poros incrementa, la resistividad de la roca también incrementa. La resistividad es medida en ohm-metros.

La resistividad puede ser usada por las herramientas de logging para detectar hidrocarburos y estimar la porosidad del reservorio. Cornard Schlumberger in 1912 comenzó con el primer experimento que llevo eventualmente a desarrollar los registros petrofísicos modernos; el primer registro fue corrido en 1927 y en 1942

Archie con Shell OIL Co. presentaron un artículo para AIME en Dallas, Texas, el cual constituyó las bases para la actual interpretación cuantitativa de registros.

Archie presento un experimento en el que la resistividad de una formación llena de agua (R_0), con resistividad del agua R_W , pueden ser relacionadas por el factor de resistividad de formación:

Formula de Archie: $R_0 = F \times R_W$; o $F = R_0/R_W$

Donde:

R_0 = resistividad de formación llenada con agua (saturada 100% de agua),

F = factor de resistividad de formación,

R_W = resistividad del agua de formación.

La formula de Archie también establece que el factor de formación puede ser relacionada con la porosidad por:

$F = 1.0/\phi^m$ (m = exponente de cementación).

El exponente de cementación varía con el tamaño de grano y su distribución, y con la complejidad de espacios entre los poros, conocidos como tortuosidad, el cual es proporcional con el valor “ m ”.

Los registros de resistividad pueden ser usados para determinar la saturación de agua de de formación (S_W) aplicando la ecuación de Archie:

$S_W = [(F * R_W)^{1/n}] / R_t$

donde:

S_W = saturación de agua,

F = factor de formación ($1/\phi^m$),

m = factor de cementación,

R_W = resistividad de agua de formación,

R_t = resistividad verdadera de formación medida por un lector de resistividad profundidad,

n = exponente de saturación (~ 2).

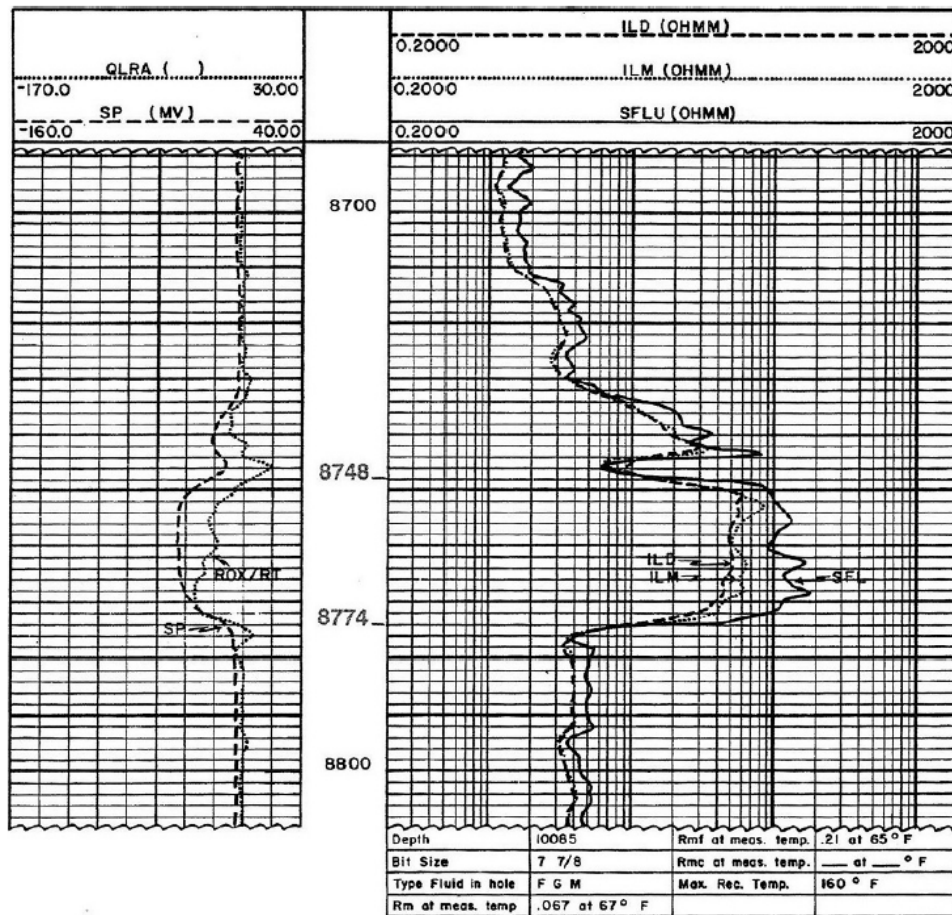
Hay dos tipos básicos de registros resistivos que miden la resistividad de la formación: inducción y de electrodos.

5.2.2.1. Dispositivos de Inducción Eléctrica. Hay dos tipos de dispositivos de inducción: registro de inducción eléctrica y dual induction focused log.

El registro de inducción eléctrica (IEL) es un registro eléctrico que mide la conductividad; está compuesto de tres curvas: corta normal, inducción y potencial espontaneo (SP). Esto es normalmente usado con lodos de perforación base agua ($R_{mf} > 3R_W$); debido a esto no requiere la transmisión de electricidad a través del fluido de perforación (corriente eléctrica generada por bobinas que producen una señal electromagnética la cual induce corriente en la formación), puede por consiguiente ser corrida en aire y petróleo.

El dual induction focused log (DIFL) es usado en lodos de perforación base agua y consiste de un dispositivo de inducción profunda (R_{ILD} que mide R_t) similar al IEL, un dispositivo de inducción de lectura media (R_{ILM} que mide R_i), y un lector somero (R_{XO}) focused laterolog (similar al corto normal). El dual induction focused log es usado en formaciones invadidas profundamente por lodo filtrado; cuando lodos de perforación base agua invaden formaciones con contenido de hidrocarburos con S_w menor del 60%, la resistividad es alta en la zona lavada (R_{XO}), zona invadida (R_i) y la zona no invadida (R_t).

Figura 11. Curvas dual induction focused log a través de una zona con hidrocarburos. (Assaad, 2009).



La figura 11 es un ejemplo de una formación con zona de hidrocarburos, el DIFL muestra tres valores de resistividad:

1. Curva de resistividad de inducción profunda (R_{ILD}), el cual mide la resistividad (R_t) de la zona no invadida, donde las curvas leen una alta resistividad (~ 50), debido a que los hidrocarburos tienen más resistividad que el agua salada ($R_t > R_w$).
2. Curva de resistividad de inducción media (R_{ILM}), el cual mide la resistividad de la zona invadida ($R_i = \sim 60$); la curva muestra una lectura de resistividad alta debido a la mezcla del lodo filtrado (R_{mf}), agua de formación (R_w), e

hidrocarburo residual (R_h) en los poros. Tal resistividad es igual o ligeramente mayor que la curva ILD; mientras en la zona annulus, el ILM puede registrar un poco menos que la curva ILD.

3. La curva spherical focused log resistivity (R_{SFL}), el cual mide la resistividad de la zona lavada ($R_{XO} = \sim 125$); la curva registra una resistividad más alta que las curvas de inducción profunda (ILD) o media (ILM), debido a que la zona lavada contiene lodo filtrado e hidrocarburos residuales (R_h).

5.2.2.2. Registros De Resistividad De Electrodo. Los registros de electrodos son el segundo tipo de dispositivos de medición de resistividad, son usados con lodos de perforación saturados de sal ($R_{mf} = RW$); ejemplos de herramientas de resistividad de electrodos son: normal, lateral, laterolog, microlog, microlaterolog, registro de proximidad y spherical focused log. En lodos de perforación de agua salada, cuando este invade una zona de hidrocarburo ($SW \ll 60\%$), allí hay una baja resistividad en la zona lavada (R_{XO}), una resistividad intermedia en la zona invadida (R_i), y alta resistividad en la zona no invadida (R_t); la razón para un incremento en la resistividad profunda entre la formación, es el incremento de la saturación de los hidrocarburos (Sh).

El Laterolog es diseñado para medir la verdadera resistividad de la formación (R_t) en pozos llenados con lodos a base de salmuera.

El dual Laterolog (DLL) consiste de dos curvas: un lector de resistividad profunda (R_t) o la zona no invadida (R_{LLd}); un dispositivo (R_{LLs}) de lectura de resistividad somera (R_i). El Microspherically Focused Log (MSFL) tiene un electrodo centrado el cual posee una profundidad de investigación muy somera y mide las resistividades de la zona lavada (R_{XO}). La figura 12 muestra las curvas DLL-MSFL a través de una zona de hidrocarburos donde el lodo de perforación fue base de

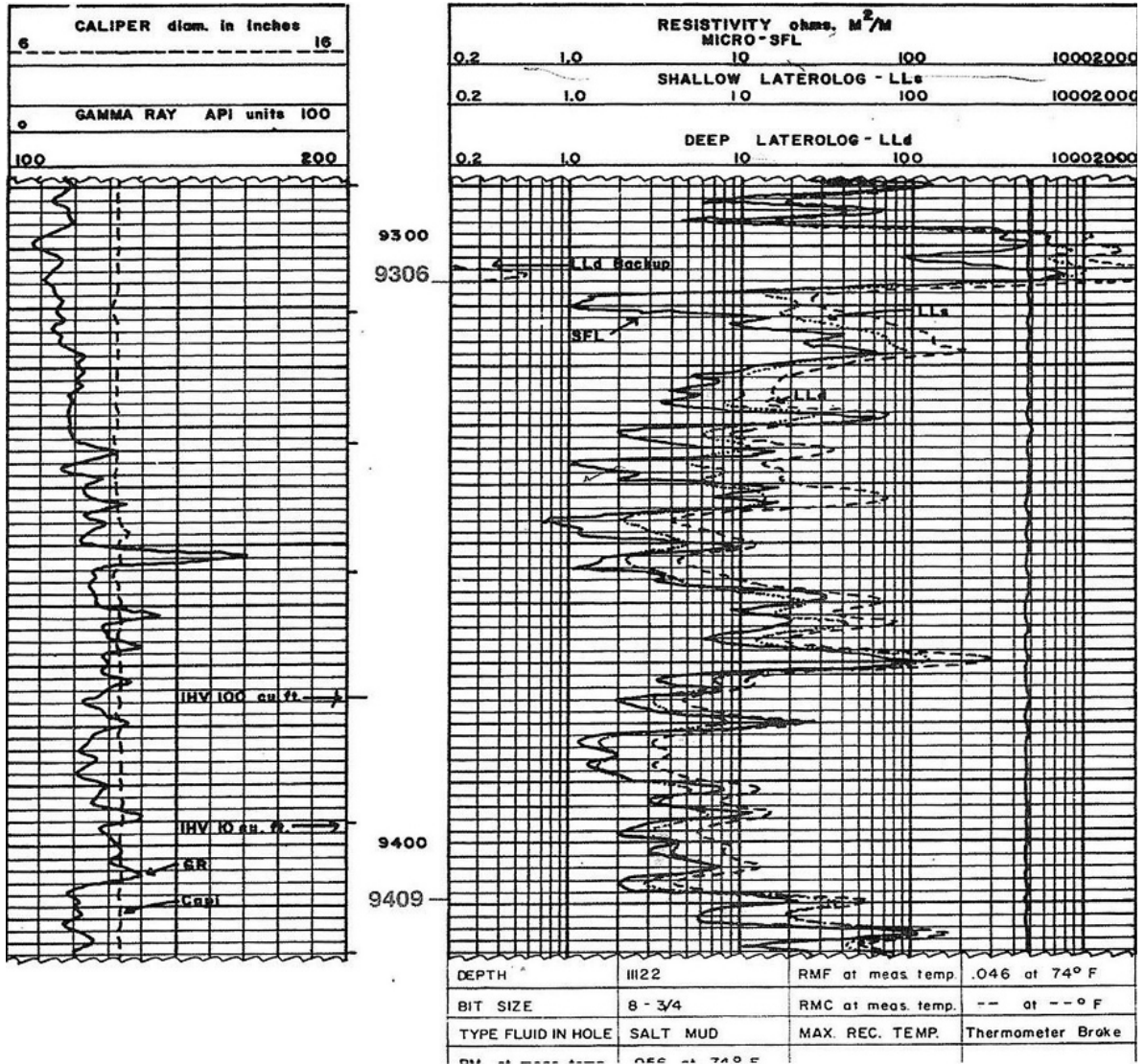
salmuera. Los valores de resistividad son altos a medida que la distancia incrementa:

- (a) Deep Laterolog resistivity curves (R_{LLD}): mide la verdadera resistividad (R_t líneas punteadas), la cual es de la zona no invadida (a 9326 ft, la lectura es ~ 18); en general el intervalo 9306 – 9409 ft, la alta resistividad es debido a una gran saturación de hidrocarburos en la zona no invadida (R_t).

- (b) Shallow Laterolog resistivity curves (R_{LLS}): mide la resistividad de la zona invadida (R_i). El Shallow Laterolog (LLS) registra una resistividad más baja que Deep Laterolog (LLD) debido a la zona invadida (R_i) a 9326' ft lee un valor de ~ 10) tiene una saturación menor de hidrocarburos (S_h) que la zona no invadida (R_i).

- (c) Microspherical focused log resistivity curves (MSFL) mide la resistividad de la zona lavada (R_{XO} línea sólida), la curva registra baja resistividad debido a la baja resistividad del lodo filtrado (R_{mf}) y la saturación de hidrocarburos residuales (R_h) en la zona lavada (R_{XO}). La zona no invadida (R_t) tiene una alta resistividad, la zona invadida (R_i) tiene una baja resistividad, y la zona lavada (R_{XO}) tiene la resistividad más baja (a 9326 ft, esta registra un valor de ~ 3.5).

Figura 12. Curvas Dual Laterolog – Microspherically Focused Log (MSFL) a traves de una zona de hidrocarburos (Assaad, 2009).



5.2.2.3. Micrologs (ML) El Microlog es un clase de resistividad del dispositivo que primero detecta el mud cake por dos medidas de resistividad: la micro normal, la cual investiga de 3-4 pulgadas dentro de la formación (R_{XO}), y la micro inversa que investiga de 1-2 pulgadas y mide la resistividad del mud cake (R_{mc}). La detección del mud cake por ML indica que la invasión ha ocurrido y la formación es permeable.

Zonas permeables muestran una separación positiva cuando la lectura de resistividad de la curva micro normal es más alta que la curva micro inversa. Las zonas de shale no muestran separación o separación negativa (micronormal < microinversa).

El ML no trabaja bien en lodos de perforación base salmuera ($R_{mf} \sim R_W$) debido a que el mud cake puede no ser suficientemente fuerte para mantenerse pegado a la formación y desde aquí la separación positiva no puede ocurrir.

El Microlaterolog (MLL) y el registro de Proximidad (PL) están diseñados para medir la resistividad de la zona lavada (R_{XO}). El MLL debe ser corrido solamente con lodos de perforación base salmuera, debido a que este es fuertemente afectado por espesores de tortas de lodo más grandes que 1/4" (~2/3 cm).

5.2.3. Registros de Porosidad

Los registros de porosidad incluyen el registro sísmico, densidad y neutrón. El sísmico registra la porosidad de la matriz, mientras los nucleares (densidad o neutrón) determinan la porosidad total.

5.2.3.1. Registro Sísmico. Los dispositivos sísmicos fueron introducidos primeramente para determinar la velocidad sísmica. Estos continuos registros de velocidad fueron ampliamente usados en la exploración de petróleo y una vez

desarrollado, fue descubierto que un valor confiable de porosidad de formación puede ser extraído de la respuesta de este registro. Las herramientas sónicas convencionales miden el recíproco de la velocidad de la onda compresional. Este parámetro es llamado intervalo de tiempo de tránsito Δt , y es expresada en microsegundos por pie ($\mu\text{sec}/\text{ft}$). (Bassiouni, 1994).

Los registros sónicos determinan la porosidad en areniscas consolidadas y carbonatos con porosidad intergranular (grainstones) o porosidad intercrystalina. El intervalo de tiempo (Δt), el cual es recíproco de la velocidad depende de la litología y la porosidad. Por consiguiente la velocidad de la matriz de formación debe ser conocida para obtener la porosidad sónica, por medio de la siguiente fórmula (tabla 1).

$$\phi_{\text{sonic}} = \frac{\Delta t_{\text{log}} - \Delta t_{\text{ma}}}{\Delta t_{\text{f}} - \Delta t_{\text{ma}}}$$

Donde:

ϕ_{sonic} = porosidad sónicas obtenida,

Δt_{ma} = intervalo de tiempo de matriz,

Δt_{log} = intervalo de tiempo de la formación,

Δt_{f} = intervalo de tiempo del fluido en el pozo.

El intervalo de tiempo (Δt) de una formación incrementa debido a la presencia de hidrocarburos. Los efectos de los hidrocarburos deben ser corregidos, de lo contrario la porosidad sónica obtenida podría ser muy alta (Assaad, 2009).

Correcciones empíricas por los efectos de los hidrocarburos fueron propuestos por Hilchie 1978:

$$\phi = \phi_{\text{sonic}} \times 0.7 \text{ (gas)}$$

$$\phi = \phi_{\text{sonic}} \times 0.9 \text{ (aceite)}$$

Tabla 1. Velocidades sónicas y tiempos de transito para diferentes matrices usadas en la fórmula de porosidad sónica.

Matriz	V_{ma} (ft/s)	Δt_{ma} (μ sec/ft)
Arenisca	18,000–19,500	55.5–51.0
Caliza	21,000–23,000	47.6
Dolomita	23,000–26,000	43.5
Anhidrita	20,000	50.0
Sal	15,000	67.0
Revestimiento (hierro)	17,500	57.0

Las primeras herramientas sónicas estaban equipadas con un solo receptor, en este sistema un pulso es iniciado por un transmisor situado a una distancia del receptor. El tiempo es medido entre el inicio del pulso y el primer arribo de la energía acústica al receptor (Bassiouni, 1994). Debido al efecto del lodo en el registro sónico, se introdujo un esquema de tres receptores (figura 13). La herramienta consiste de un transmisor y tres receptores. El primer arribo de energía acústica para cada receptor desencadena una respuesta del sistema. El cronometro comienza cuando la energía acústica llega al primer receptor y para cuando llega al segundo receptor. El tiempo indicado por el cronometro es el tiempo requerido por la onda sonora para viajar una longitud de la formación igual al espaciamiento entre los dos receptores.

Varios parámetros están involucrados en el diseño y desempeño de las herramientas sónicas. La distancia entre los receptores determina la resolución vertical del dispositivo, el espesor más delgado puede ser detectado por la medición. Como una regla, la resolución de la herramienta es igual al espacio entre los receptores.

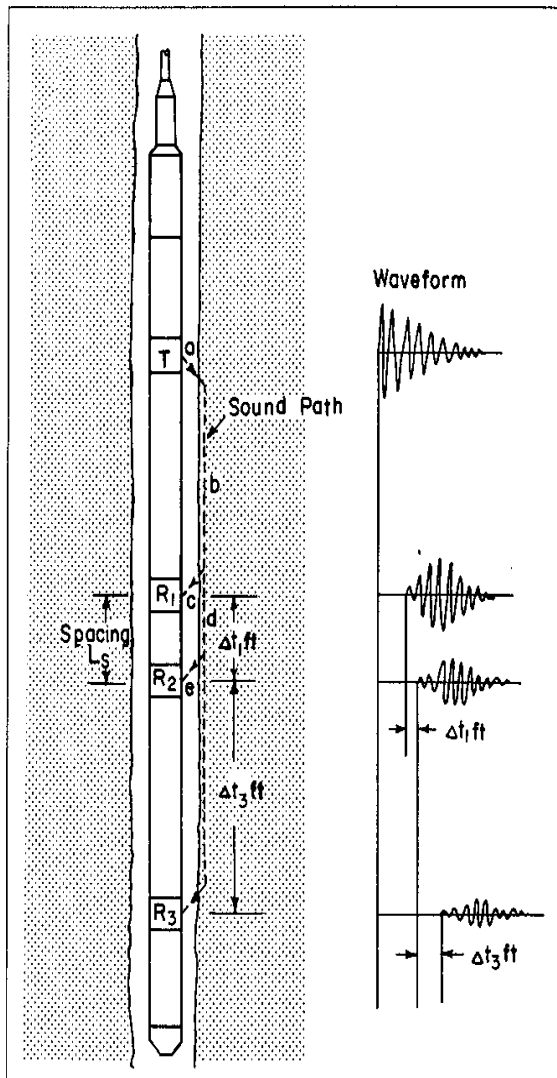
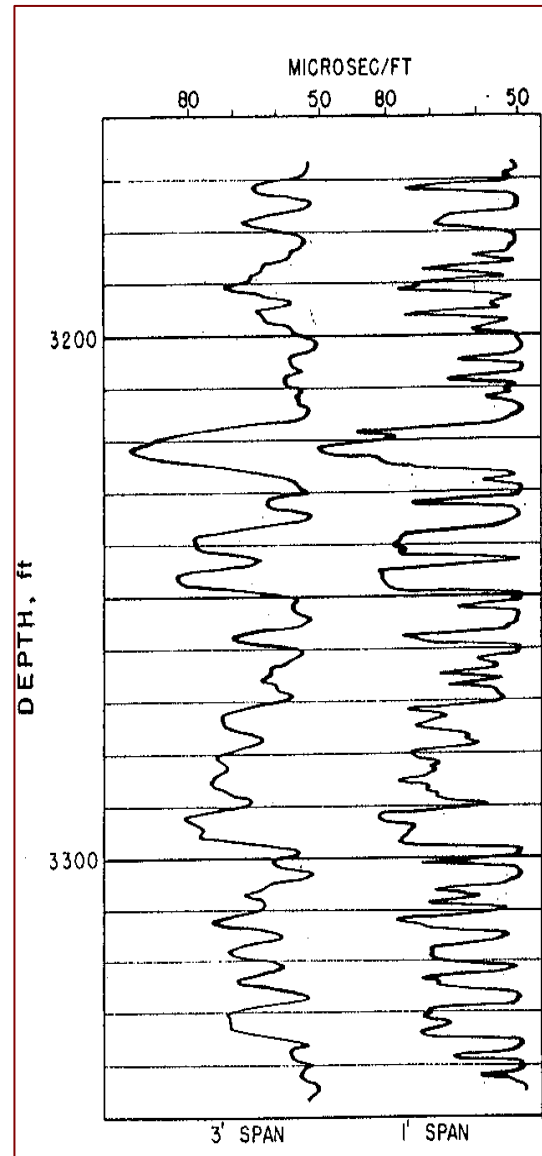


Figura 14. Registro sónico con espacia-miento de 1 y 3 pies entre receptores (Bassioni.1994).

Figura 13. Esquema de herramienta sónica con doble sistema de receptores (Bassioni. 1994).



La figura 14 muestra una sección de un pozo en el oeste de Texas, registrado con 3 y 1 pie de espaciamiento entre receptores. Las dos curvas en su totalidad parecen ser similares, pero difieren en detalles. El más pequeño espaciamiento entre los receptores es aquel que tiene más detalle. La mayoría de las capas delgadas permanecen sin ser detectadas por el espaciamiento de tres pies. La

distancia al receptor más lejano está limitada por el poder del transmisor y el nivel de ruido en el pozo (Bassiouni, 1994).

Los perfiles sónicos pueden verse afectado por dos tipos de anomalías, el salto cíclico y el efecto de las cavernas. (PDVSA. 1997).

Saltos cíclicos

En teoría, los dos receptores se activan con el primer arribo de energía sónica. En la práctica, no obstante este primer arribo puede ser demasiado débil para los receptores, motivo por el cual su activación se produce con el segundo arribo.

Este fenómeno no tiene relevancia, siempre y cuando sea el mismo arribo el que active ambos receptores. Sin embargo, puede suceder que el receptor que está más cerca del transmisor se active con un impulso de energía que, cuando a su vez llega al receptor más lejano, viene muy atenuado por las formaciones por donde viajó, y sin la capacidad de activar este último. En este caso, el segundo receptor será activado por un segundo pulso de energía en un tiempo determinado, después del paso de la onda que activo el primer receptor. Este fenómeno se llama salto de ciclo. En la mayoría de los casos estos se observan en el registro como desviaciones bruscas como valores más altos de Δt . A menudo es posible obtener tiempos de tránsito correctos en donde se ha producido un salto de ciclo. Esto se logra mediante una cuidadosa inspección del registro, siguiendo la tendencia del registro e interpolando las lecturas que están encima y debajo del intervalo afectado por el salto.

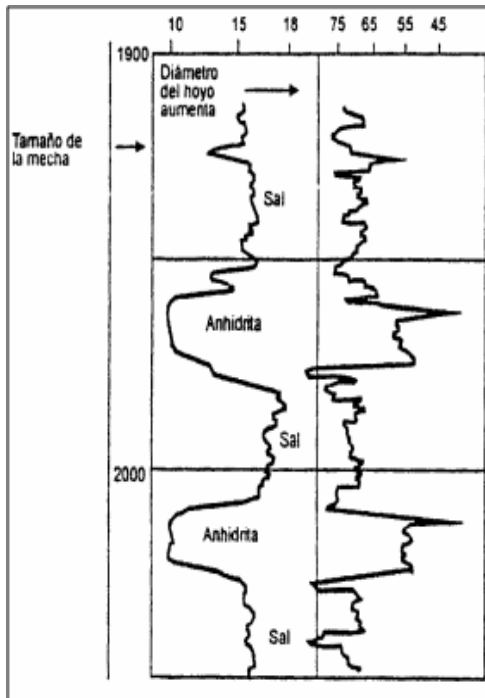
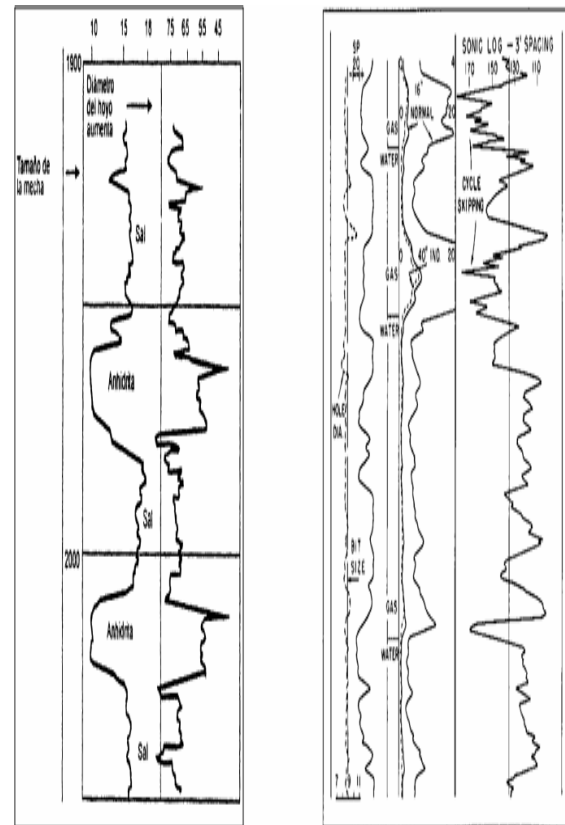


Figura 16. Perfil sónico mostrando salto de ciclo por formaciones con gas (PDVSA 1997).

Figura 15. Perfil sónico con efecto de cavernas (PDVSA 1997).



El salto de ciclo comúnmente ocurre en series de capas delgadas de diferentes velocidades, arenas con gas, formaciones poco consolidadas. Básicamente los saltos de ciclo producen una lectura incorrecta. Sin embargo, esto puede ser útil, como un indicador de topes de formaciones con gas y formaciones fracturadas (Bassiouni, 1994). La figura 16 muestra un salto de ciclo el cual es correlacionable con una formación con contenido de gas. La onda sónica es atenuada cuando cruza las formaciones fracturadas.

Efectos de las cavernas

El tiempo consumido por el paso de la onda sónica, desde el transmisor a la pared del pozo y desde la pared al receptor, no queda incluido en el tiempo de transito

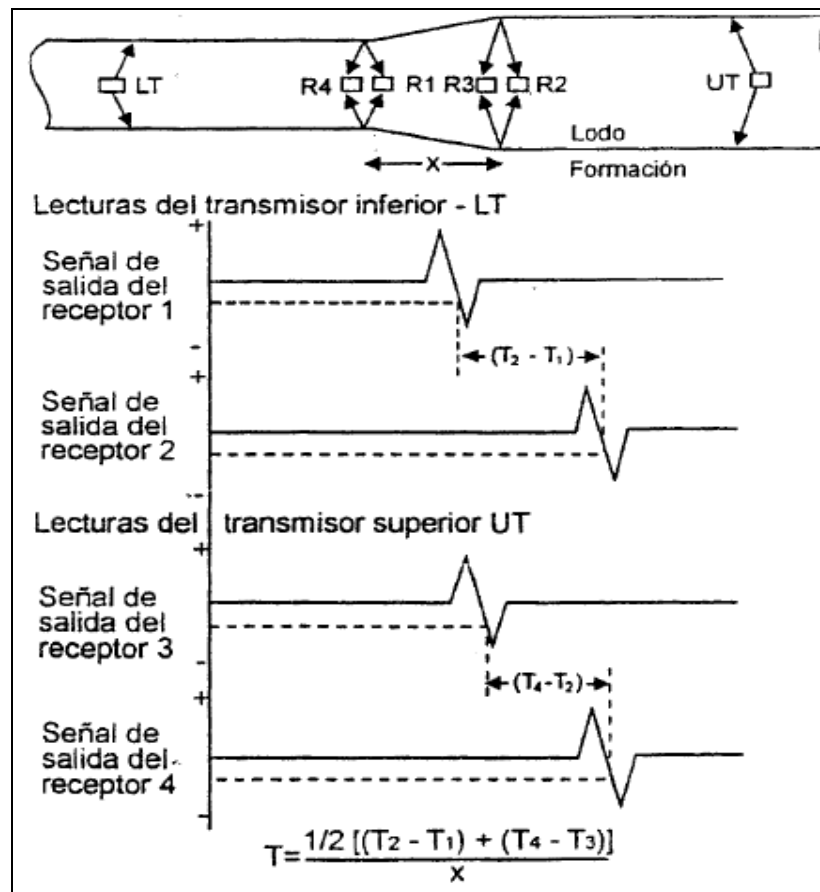
de la formación registrado, ya que están eliminados por el registro de la diferencia en los tiempos de llegada a los dos receptores. En consecuencia, la influencia de la naturaleza del lodo y del tamaño del pozo puede considerarse como despreciable en este sistema siempre que el pozo no experimente cambios bruscos en su tamaño y que el dispositivo se mantenga paralelo a la pared del pozo por medio de centralizadores. En un pozo con cavernas, la lectura del tiempo de tránsito dada por la sonda de dos receptores presenta anomalías en el tope y en la base de la caverna en sentido opuesto. La figura 15 muestra un registro corrido en capas de sal y anhídrita donde muestran Δt de alrededor de 67 $\mu\text{sec}/\text{ft}$ y de 52 $\mu\text{sec}/\text{ft}$ respectivamente.

El tamaño del pozo es 8", frente a las capas de sal se observan derrumbes de aproximadamente 16" a 18". El efecto de estos derrumbes se muestra en la curva sónica como desviaciones abruptas hacia tiempos de tránsito mayores en la parte superiores de las capas de sal y menores en las partes inferiores de las mismas. El efecto de las cavernas se solucionó en los años 1960 con el perfil sónico compensado.

El compensado sónico consiste en dos sistemas de transmisores – receptores, uno es el inverso del otro. Tal como se indica en la figura 17. Se efectúan una secuencia de dos mediciones de tiempo. Se pulsa el transmisor inferior y se lee el intervalo de tiempo ($T_2 - T_1$) entre sus captaciones por los receptores R2 y R1. El diámetro del pozo se agranda, como lo muestra la figura, la lectura será anormalmente larga. En seguida se pulsa el transmisor superior y se mide el intervalo de tiempo ($T_4 - T_3$) entre sus captaciones por los receptores R4 y R3, en el ejemplo será anormalmente corto. De esta manera se compensan las desviaciones ocurridas cuando entra y sale de una caverna ya que las anomalías registradas por el sistema inferior es el opuesto registrada por el superior, promediándose así un Δt para el intervalo analizado.

5.2.3.2. Registro De Densidad. Este registro es usado principalmente para determinar la porosidad de la formación, sin embargo, conjuntamente con otros perfiles se emplea también para evaluar formaciones de litología compleja, evaluación de formaciones arcillosas, identificación de minerales y para detección de gas en los yacimientos (PDVSA. 1997).

Figura 17. Sistema de perfilaje sónico compensado (PDVSA 1997).



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). El dispositivo de densidad consta de una fuente de energía de rayos gamma que se emiten hacia la formación. Los rayos gamma colisionan con los electrones en la

formación, la colisión resulta en una pérdida de energía de las partículas de los rayos gamma. La densidad de electrones puede ser relacionada a la densidad aparente (bulk density ρ_b) de la formación en g/cc.

La densidad aparente ρ_b está en función de la densidad de matriz, porosidad y densidad de fluido en los poros (lodo o hidrocarburos). Para determinar la densidad porosidad por cálculo, la densidad de la matriz y el tipo de fluido en el pozo deben ser conocidos (tabla 2), la fórmula para el cálculo de la densidad porosidad es:

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

donde:

ρ_{den} = densidad porosidad calculada,

ρ_{ma} = densidad de matriz,

ρ_b = densidad aparente de formación,

ρ_f = densidad de fluido (1.1 lodo, 0.7 gas).

Tabla 2. Densidades de matrix de litologías comunes usadas en la formula de densidad porosidad.

Matriz	ρ_{ma} (g/cc)
Arenisca	2.648
Caliza	2.710
Dolomita	2.876
Anhydrita	2.977
Sal	2.0

Efecto de los hidrocarburos

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 está muy cercana a la unidad. Pero si hay una saturación apreciable de gas residual, su efecto será el de disminuir su valor de p_b y por ende incrementar el valor de porosidad.

Efectos de las arcillas

La interpretación puede verse afectada por la presencia de lutitas o arcillolitas en la formación. A pesar de que las propiedades de la lutita varían según la formación y el lugar, las densidades típicas de las capas de lutitas en intercalaciones laminares de lutita, fluctúan entre 2.2 g/cc y algo mayor que 2.65 g/cc. Las densidades de las lutitas tienden a ser menores en profundidades superficiales donde las fuerzas de compactación no son tan grandes. El efecto de las arcillas en las arenas depende de su densidad p_{sh} , por lo general es disminuir la densidad aparente registrada.

Perfil de Litodensidad

Proporcionan una curva de absorción fotoeléctrica P_e . Esta curva refleja el número atómico promedio de la formación, y es por lo tanto un buen indicador del tipo de matriz de roca, es un perfil muy conveniente para la interpretación litológica (PDVSA. 1997).

La medición de p_b y P_e , se realizan a través de la selección de energía de los rayos gamma que llegan hasta el detector lejano. En la figura 18, muestra la representación del número de rayos gamma que llega al detector como una función de su energía, para tres formaciones que tienen la misma densidad total pero diferentes índices de absorción volumétrica U , la cual puede ser baja, media y alta.

La medición de la densidad básica se toma registrando solo aquellos rayos gamma de alta energía que llegan, como los de la región H en la figura 18, en esta

zona solo están los rayos gamma dispersados y su número, representado por el área de la curva, dependiendo únicamente de la densidad de los electrones.

La medición fotoeléctrica P_e , se realiza registrando los rayos gamma de muy baja energía que llegan a la ventana como los de la región S. En esta región de energía, los rayos gamma experimentan una absorción fotoeléctrica al interactuar con los electrones allí presentes. La rata de absorción depende del producto del coeficiente de absorción por electrón (P_e) y la densidad de los electrones (ρ_e^{-}) por lo tanto, la cantidad de pulsaciones en la ventana de conteo responde a un índice de absorción fotoeléctrico dado por:

$$U = P_e \rho_e$$

La densidad de los electrones, ρ_e , se relaciona con la densidad total de la formación mediante la relación:

$$\rho_e = \frac{(\rho_b + 0.1833)}{1.0704}$$

Por lo tanto:

$$P_e = \frac{1.0704U}{(\rho_b + 0.1833)}$$

Entonces a partir de las dos lecturas independientes de ρ_b y U , se puede determinar el valor de P_e . El parámetro P_e refleja la litología de la formación, por depender estrechamente del número atómico del medio que absorbe los rayos gamma.

La tabla 3 proporciona los valores efectivos de P_e en la columna 2 para los materiales sedimentarios comunes. Los valores de P_e para el cuarzo la calcita y la dolomita son muy diferenciados. La anhidrita y la calcita tienen valores de P_e similares, aunque su densidad es bastante diferente. Minerales como la siderita ($FeCO_3$) y piritita (FeS_2) tiene valores de P_e considerablemente mayores en razón a su número atómico del hierro que es muy alto. La barita tiene un valor P_e

extremadamente alto. El valor Pe para lodo filtrado, aceite y gas, son pequeños comparados con los valores de matriz, así la medida de Pe , es entonces afectada ligeramente por la porosidad, siendo así un buen indicador de la litología especialmente cuando hay predominio de un tipo de roca.

Figura 18. Ventana de detección del perfil de litodensidad (PDVSA 1997).

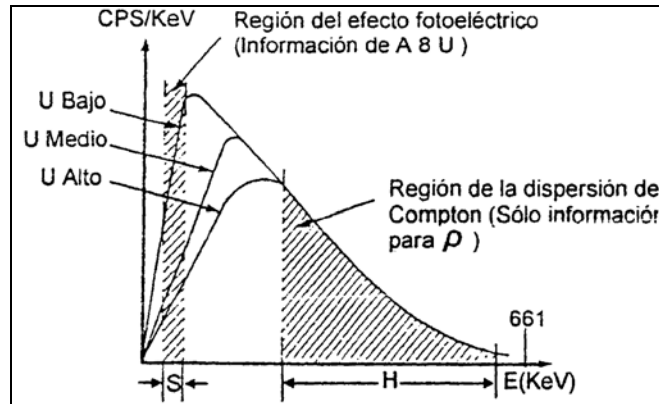


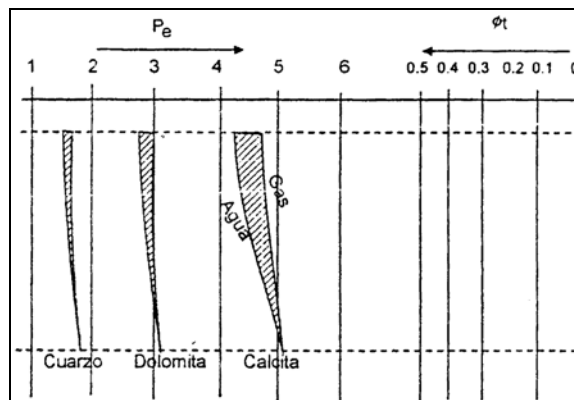
Tabla 3. Valores de Pe , Sp , gr , pb y U , para sustancias comunes en las formaciones (PDVSA 1997)

Sustancia	Pe	$Sp*gr$	pb	U
Cuarzo	1.81	2.61	2.64	4.78
Calcita	5.08	6.71	271	13.8
Dolomita	3.14	2.87	2.88	9
Anhidrita	5.05	2.96	2.98	14.9
Halita	4.65	2.17	2.04	9.68
Siderita	14.7	3.94	3.89	55.9
Pirita	17	5	4.99	82.1
Barita	267	4.48	2.99	1.065
Agua dulce	0.358	1	1	0.398
Agua (100k ppm NaCl)	0.134	1.06	1.05	0.850
Agua (200k ppm NaCl)	0.119	1.12	1.11	1.36
Petróleo	0.119	poil	1.22 poil -0.188	0.136 poil
Gas	0.095	pgas	1.33 poil -0.188	0.119 pgas

La figura 19 muestra los valores de Pe , para las formaciones de caliza, dolomita y arenisca de porosidad que varía de 0% a 0.35% y con poros que contienen ya

sea agua dulce o gas. Obsérvese que independientemente de la porosidad o tipo de fluido, los valores de P_e para los tres tipos de roca se muestran bastante separados. En consecuencia cuando en la formación existe un solo tipo de matriz de roca, la curva de P_e siempre lo señala sin ambigüedad de ninguna especie.

Figura 19. P_e como función de porosidad y tipo de fluido (PDVSA 1997).



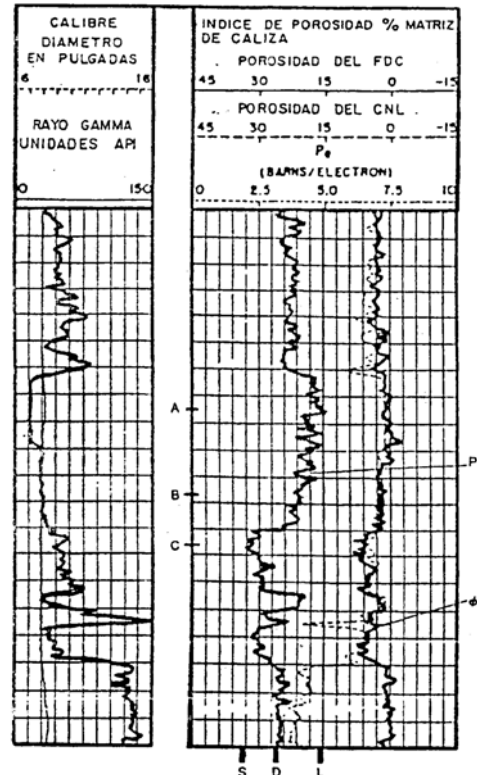
La figura 20 muestra un ejemplo de perfil de litodensidad efectuado simultáneamente con uno de rayos gamma y neutrón. La curva de p_b , convertida a porosidad mediante el uso de una densidad de matriz de caliza aparece en la track 3 junto con la curva de porosidad neutrónica (línea de trazos). La curva de P_e queda registrada en el track 3 y los perfiles GR y caliper en el track 1. En la parte inferior del ejemplo, los rangos de los valores de P_e para la arenisca, dolomita y caliza. De los tres niveles marcados se ve claramente que la formación al nivel A, es una caliza y que al nivel C es casi enteramente de arenisca. Sin embargo, al nivel B, la matriz no puede resolverse a partir de la curva P_e . Podría estar constituida por una mezcla ya sea de aproximadamente de caliza y dolomita o bien de, caliza y arenisca. Inclusive podría ser una combinación de estas tres litologías (PDVSA. 1997).

Una de las aplicaciones de este perfil es la definición de la matriz de la roca e identificar la combinación de los minerales de una formación de litología compleja. La otra aplicación, es la identificación de los minerales arcilla, en combinación con el perfil de Rayas Gamma Espectral.

5.2.3.3. Registro Neutrón. Este registro puede correrse tanto en hueco abierto como entubado y con cualquier fluido dentro del pozo. Los dispositivos usados actualmente utilizan dos detectores neutrónicos que puede ser termales o epitermales, o la combinación de los dos sistemas.

El neutrón es una de las partículas elementales del átomo, es eléctricamente neutra y su masa es igual a la del átomo de hidrogeno. Cuando se emplea para registros de pozos, los neutrones son

Figura 20 Perfil de Litodensidad (PDVSA 1997).



Emitidos por una fuente radioactiva a velocidades relativamente altas. Al desplazarse de la fuente

Emisora hacia la formación, chocan con otros núcleos atómicos. Cada colisión produce una

Pérdida de energía o una disminución de la velocidad hasta llegar a la velocidad termal, donde es

Absorbido por el núcleo de átomos tales como cloro, silicio, hidrogeno, etc. Esta absorción da origen a la emisión de un rayo gamma de alta energía, el cual se llama rayo gamma de captura.

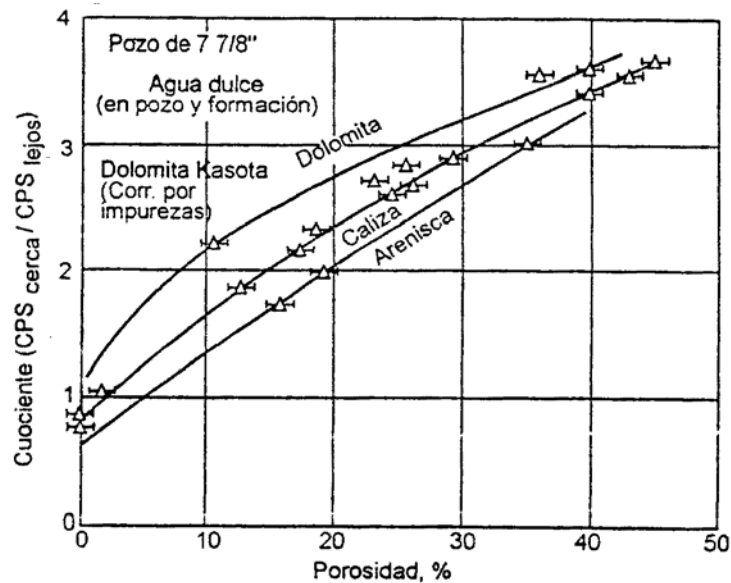
Si el núcleo es de masa similar al del hidrogeno, el neutrón pierde mayor cantidad de energía alcanzando rápidamente el nivel termal y son capturados poco después. Si el núcleo es pesado, este no provoca mucha pérdida de velocidad. Por lo tanto, la distancia recorrida por los neutrones antes de su termalización es mayor que en el caso anterior y la emisión de rayos gamma de captura tiene lugar a mayor distancia de la fuente.

El sistema de registro neutrónico comprende una fuente de neutrones y dos detectores. Los detectores están ubicados a una distancia de la fuente que permite que el numero de neutrones lentos contados por los detectores sea inversamente proporcional a la concentración de hidrógenos en la vecindad del pozo. Puesto que la presencia del hidrogeno se debe casi enteramente a los fluidos de la formación, y el volumen de los fluidos es el volumen poroso.

Entonces contando el numero de neutrones lentos que llegan a los detectores, se puede determinar la porosidad del la formación. Para determinar la porosidad de la

formación se realiza el cociente entre el número de pulsaciones de los detectores cercano y lejano (CPS_{cerca}/CPS_{lejos}) figura 21.

Figura 21. relacion entre el cociente CPS_{cerca}/CPS_{lejos} y la porosidad. (PDVSA. 1997).



El cociente aumenta con la porosidad a pesar que disminuyen ambos números de pulsaciones. Si por una parte el cociente depende principalmente de la porosidad, por la otra, existe una franca dependencia de la litología, debido a que la matriz contribuye parcialmente al decrecimiento de la velocidad y la captura de los neutrones. Queda claramente demostrado que debe conocerse la litología para determinar con exactitud la porosidad a partir del mencionado cociente.

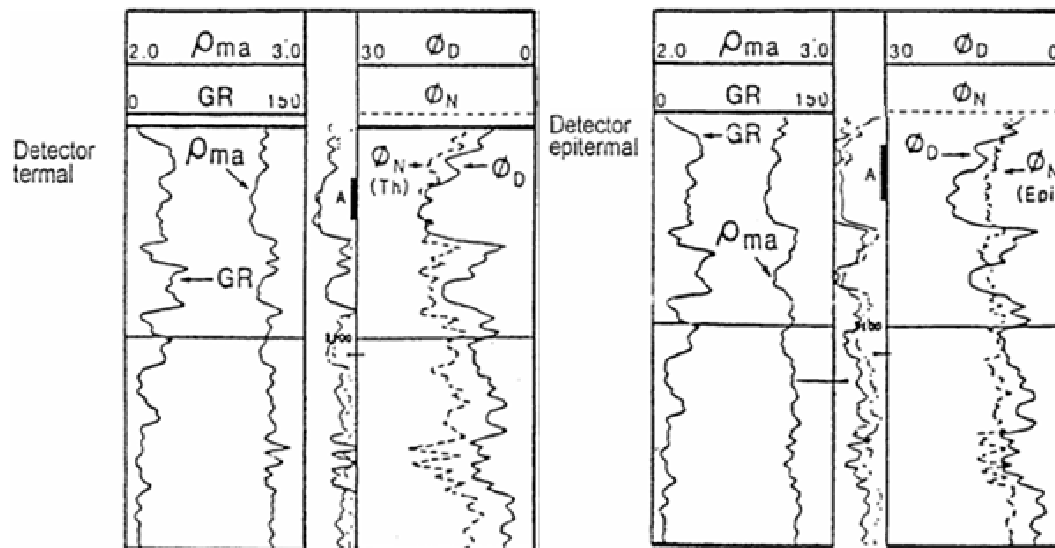
Efecto del gas

El reemplazo del líquido por gas en el espacio poroso de una roca, disminuye la concentración de hidrogeno del fluido en los poros. Como resultado de esto, la curva del perfil neutrónico, calibrada en función de la porosidad saturada de líquido, dará una porosidad anormalmente baja.

Registro neutrón de doble porosidad

Para mejorar tanto la respuesta del gas como la interpretación frente a la presencia de elementos absorbentes como el boro y el gadolinio en las formaciones, el dispositivo de doble porosidad incorpora además de los dos detectores neutrónicos termales, dos detectores neutrónicos epitermales. Se obtiene así dos mediciones separadas de la porosidad, una por cada par de detectores. En las formaciones limpias, por lo general las porosidades medidas concuerdan. En las formaciones arcillosas que contienen un gran número de absorbentes neutrónicos

Figura 22. Comparación de porosidades a partir de detectores termales y epitermales (PDVSA 1997).



Termales, la porosidad medida por los detectores epitermales tiene lecturas más bajas y concuerdan más con la porosidad derivada de la densidad. La combinación de lecturas neutrónicas epitermales y termales de doble porosidad permite obtener una mejor determinación de la porosidad. Debido a que las mediciones epitermales están relativamente libres de los efectos de los absorbentes de neutrones, ellas permiten una mejor detección del gas en las

formaciones arcillosas, como se ilustra en la figura 22. En la zona superior A que es una arenisca arcillosa, el perfil neutrónico epitermal muestra claramente un cruce con la porosidad de densidad, señalando bastante menos porosidad que el perfil de densidad (lo que duramente indica la presencia de gas), mientras que el perfil neutrónico termal no ostenta este rango.

5.2.4.Registros Gamma Ray

El registro Gamma Ray GR, mide de manera continua la radioactividad natural de las formaciones penetradas por un pozo vs la profundidad. Todas las rocas tienen alguna radioactividad. La fuente más común de radioactividad es el K^{40} y los elementos radioactivos uranio y torio. El material original radioactivo es producido en rocas ígneas. Estas son posteriormente distribuidas por procesos de meteorización en formaciones sedimentarias durante la erosión, transporte y depositación (Bassiouni, 1994). La figura 22 muestra un relativo grado de radioactividad de las rocas sedimentarias más comunes. Las aplicaciones principales de este perfil son:

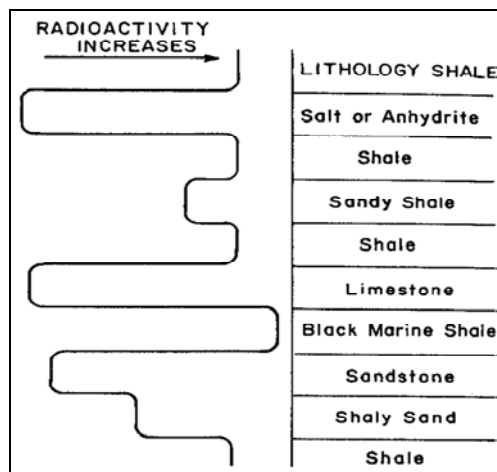
- Correlación,
- Determinar el contenido de arcillas de la formación,
- Análisis mineralógico.

El perfil GR puede correrse en huecos abiertos o entubados, ya sean vacíos o llenos de fluido de cualquier tipo. La curva de rayos gamma se presenta a escala lineal en el primer track y es usualmente corrido con registros de porosidad (densidad, neutrón y sónico). Las lecturas incrementarán la radioactividad hacia la indicando la presencia de lutitas.

Las radiaciones naturales son emitidas espontáneamente por algunos elementos radioactivos, como el Uranio, Potasio y el Torio que están presentes en las formaciones.

Las lutitas son las que contiene la mayor concentración de sales radioactivas y por lo general, son mucho más radioactivas que las arenas, calizas y dolomitas, sin embargo, existen algunas excepciones, un alto nivel de radioactividad no siempre es asociado con la presencia de minerales arcillosos. Tales casos de anomalías incluyen sales potásicas, las cuales tienen altos contenidos de potasio, y arenas que contienen uranio o sales con presencia de torio. El uso de la radioactividad natural en la diferenciación de la litología requiere un buen conocimiento de la litología local (Bassiouni, 1994). Generalmente una lutita contiene varios elementos radioactivos y con el dispositivo convencional de rayos gamma, era imposible determinar si la radiación gamma se debía a un elemento en particular. Actualmente existen dispositivos de espectrometría de rayos gamma que pueden fraccionar los porcentajes de Torio, Uranio y Potasio presente en la formación.

Figura 23. Relativo grado de radioactividad de las rocas sedimentarias mas comunes. Tomado de Bassiouni, 1994.



El perfil GR se mide en unidades API, generalmente, las arenas limpias y los carbonatos tienen niveles de radioactividad que varían entre 15 a 20 unidades API, mientras que en las lutitas la fluctuación es entre 120 y 140 unidades API. Las lecturas del perfil GR son hasta cierto punto afectadas por las variaciones del diámetro del pozo para obtener la intensidad verdadera de los rayos gamma,

dichas lecturas deben corregirse mediante el empleo de gráficos específicos para pozo entubado y no entubado.

En formaciones fracturadas el perfil GR puede mostrar anomalías, por altos niveles de radioactividad explicados por la depositación de sales durante la circulación de aguas en las fracturas (Pineda J., Nuncira S. 2005).

Perfil de rayos gamma espectral

Este perfil muestra la concentración individual de los elementos Uranio (U), Torio (Th) y Potasio (K) presentes en la formación. Esto se logra mediante la medición del número de rayos gamma que llegan al detector y el nivel de energía de cada uno de ellas para poder determinar la concentración de estos tres elementos.

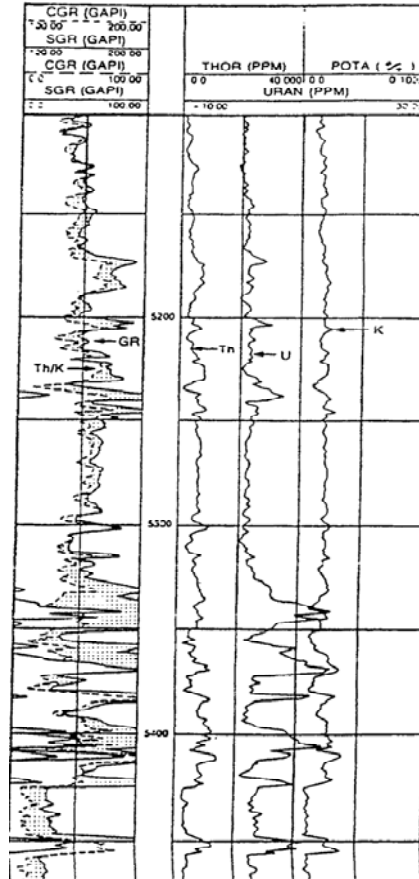
La figura 23 muestra la presentación de este perfil. En el track 2 y 3 se presenta las concentración de cada uno de los tres elementos, la unidad del K es en porcentaje y la de los otros en ppm. En el track 1 se presentaron dos curvas, la curva de rayos gamma total (SGR), exactamente como el perfil de GR convencional y adicionalmente la de los elementos Th y K, libre de Uranio (CGR). Este perfil también se presenta también en forma de relación entre las concentraciones de los elementos U/K, Th/K y Th/U además de las curvas individuales.

5.3. GEOLOGIA REGIONAL

La Cuenca de los Llanos es una de las cuencas de hidrocarburos más prolíficas de Colombia. Limita al Norte con la frontera entre Venezuela y Colombia, al sur la cuenca se extiende hasta el alto de la Macarena, el Arco Vaupés y las rocas metamórficas precámbricas al Sur del Rio Guaviare; el limite Este es marcado por el afloramiento de las rocas plutónica precámbricas del Escudo de la Guyana y al

Oeste la cuenca es limitada por el sistema de fallas de Guaicaramo al oriente de la Cordillera Oriental (figura 24).

Figura 24. Ejemplo de Rayos Gamma Espectral (PDVSA 1997).

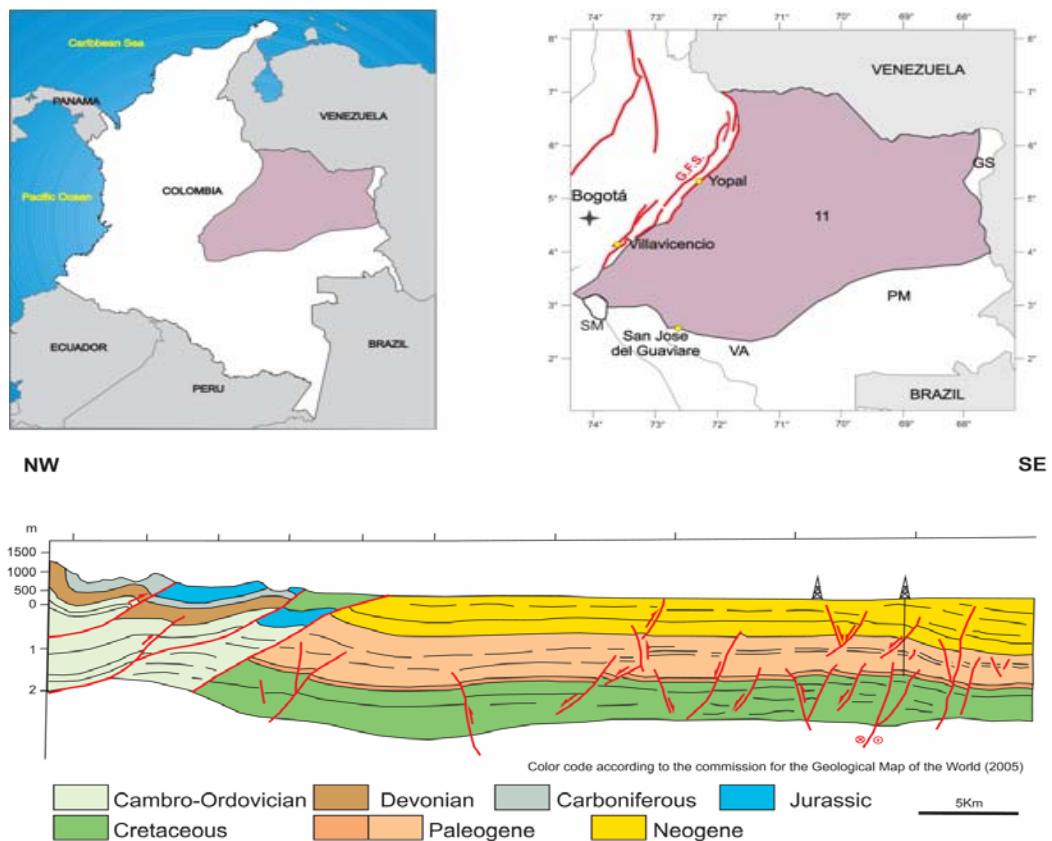


La cuenca comenzó su evolución en el Paleozoico con una fase de rifting. Los sedimentos siliciclásticos fueron depositados sobre el basamento Precámbrico cristalino,

Desde el Maestrichtiano al Paleoceno, esta cuenca llegó a ser foreland. Desde el mioceno al reciente la cuenca fue rellenada con grandes depósitos de molasa. Las rocas fuente Cretáceas son inmaduras a madura. Los principales reservorios son unidades siliciclásticas del Cretáceo tardío y Paleógeno.

El modelo estratigráfico ha sido desarrollado sobre las bases de datos publicados de registros, núcleos, sísmica y afloramientos adquiridos por BP durante estudios regionales de la cuenca de los Llanos y exploración del piedemonte de los Llanos. La cronoestratigrafía de la cuenca de los Llanos (figura 25) es basada sobre el esquema de la secuencia estratigráfica originalmente desarrollada para el Campo Cusiana y áreas adyacentes del foreland. El esquema estratigráfico

Figura 25. Ubicación y sección esquemática de la Cuenca de los Llanos. Tomado de Barrero, D. et al., 2007.

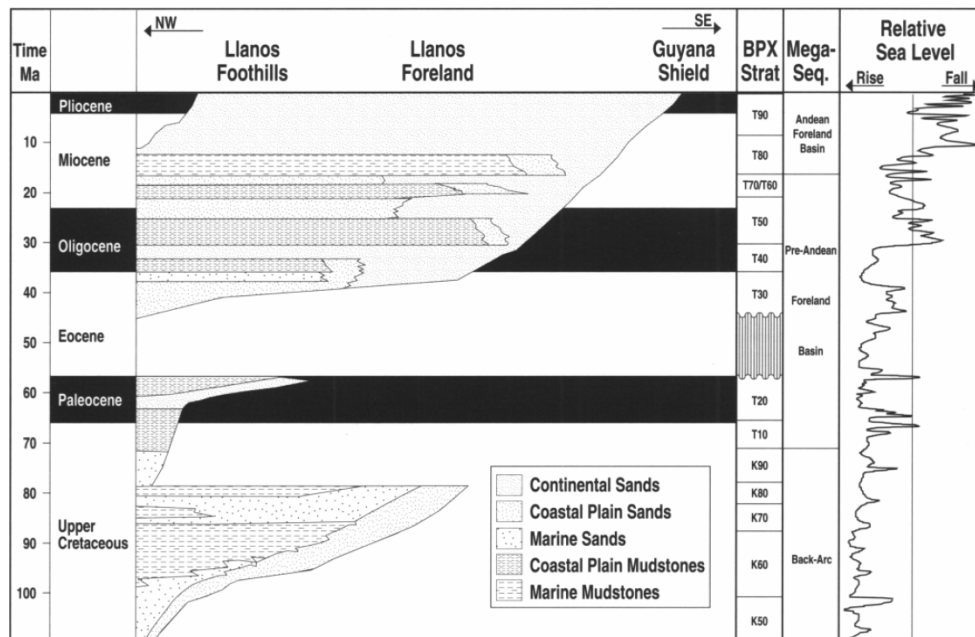


Fue posteriormente extendido a lo largo de la cuenca de los Llanos con cuidadosa correlación de los registros de pozo y usando datos bioestratigráficos disponibles. Una comparación de la secuencia estratigráfica con la secuencia litoestratigráfica

convencional de la industria petrolera para la cuenca de los Llanos es mostrada en la figura 25.

Las rocas sedimentarias de la cuenca de los Llanos fueron depositadas en una cuenca que evolucionó de una cuenca retro arco en el Cretáceo tardío a una cuenca tipo foreland en el Terciario temprano y cuyo depocentro se movió progresivamente hacia el este a lo largo del Terciario (Cooper, 1995). La estratigrafía resultante es una serie muy marcada del Cretáceo superior – Terciario inferior, representando un periodo marginal de depositación en los principales depocentros contemporáneas hacia el oeste y norte. El registro estratigráfico llega a ser más completo hacia el oeste en la Cordillera Oriental y el Valle del Magdalena, sin embargo, las rocas del Terciario son solamente un poco preservadas en la Cordillera Oriental debido al levantamiento y erosión del Mioceno tardío y Plioceno.

Figura 26. Diagrama cronoestratigráfico de la Cuenca de los Llanos y piedemonte basado en registros y afloramientos. Tomado de Cooper, M. A. et al., 1995.



Rocas más antiguas al Cretáceo tardío incluyen una sucesión de rocas metamórficas y sedimentarias del Paleozoico que han sido solamente penetradas en unos pocos pozos en los Llanos. Rocas del Triásico inferior al Cretáceo están ausentes en el área excepto por algunas secuencias localizadas sinrift. Estratos del Cretáceo superior generalmente descansan directamente sobre el basamento Paleozoico.

5.3.1. Estratigrafía

Las rocas presentes en la cuenca comprenden edades del Precámbrico al Cuaternario representadas por el Escudo Guayanes, las Unidades K2 y K1 (correlacionables con las Formaciones Une y Gacheta respectivamente), Formación Guadalupe, Barco, Los Cuervos, Mirador, Carbonera, León y Guayabo.

5.3.1.1. Precámbrico Lo constituye el Escudo Guayanes, compuesto por rocas ígneas y metamórficas de alto grado como granitos, neises, migmatitas, metasedimentarios conglomeráticos y volcánicos (Suarez, 2005), representadas por el Complejo Migmatítico del Mitú y el Granito de Parguaza, con edades entre 1025 y 1600 m.a., correspondientes al Mesoproterozoico.

5.3.1.2. Paleozoico Suprayace discordantemente el basamento cristalino, compuesto por unidades metamórficas de bajo grado como filitas verdes y esquistos cuarzo micáceos en la parte basal. Según su posición estratigráfica se le asigna edades pre-ordovícicas, siendo correlacionables con el Grupo Quetame (Hettner, 1892 en Suarez, 2005).

La parte superior está compuesta por lutitas grises a negras intercaladas con areniscas blancas a grises, cuarzosas, de grano fino a medio, ligeramente calcáreas; depositadas en un ambiente marino de plataforma somera, datada con edad Ordovícico temprano con base en palinomorfos y braquiópodos;

correlacionables cronoestratigráficamente con las Formaciones Araracuara (Suarez, 2005) y con las Formaciones Guayapito, Cananari y Zanza descritas en la Serranía de la Macarena (Suarez, 2005), correlacionables con parte del Grupo Guejar, de la Serranía de la Macarena.

5.3.1.3. Cretáceo La secuencia se restringe al cretáceo superior con las unidades operacionales K2, K1 (correlacionables con las Formaciones Une y Gacheta. Barrero, D. et al., 2007) también nombradas como Formación Guadalupe (Suarez, 2005).

Formación Une

Compuesta principalmente por areniscas cuarzosas y cuarzofeldespáticas de grano fino a grueso, subredondeado, cemento predominantemente silíceo, con niveles conglomeráticos arenosos; hacia el tope se presentan intercalaciones lodosas (Suarez 2005). De base a tope presenta una transición de ambiente fluvial (llanura de inundación y pantano) a transicional (estuario) durante una transgresión que ahogo las rocas expuestas del Paleozoico de la región de los Llanos (Cooper, 1995). Según datos bioestratigráficos la edad de la Formación Une corresponde al Cretáceo superior (Coniaciano – Santoniano).

Formación Gacheta

Delimitada a la base por una superficie de inundación y al tope por una superficie de inconformidad que representa tiempo de erosión y exposición subaérea. Compuesta por arcillolita y limolita intercaladas con niveles delgados de areniscas hacia la base y tope. Depositada en un ambiente transicional de planicie deltaica con influencia marina. Estos sedimentos formaron una excelente roca fuente marina (Cooper, 1995). Los intervalos arenosos los cuales son roca reservorio corresponden a canales mareales y cuerpos progradacionales en bahías (mouth bars) o estuarios. Información bioestratigráfica sugiere edades del Cretáceo Superior entre el Coniaciano y Campaniano.

Formación Guadalupe

Areniscas cuarzosas intercaladas hacia el tope con niveles de arcillolita y limolita, predominando en su base el contenido de areniscas, depositadas en un ambiente transicional (Pineda, 2005) y de alta energía de shoreface (Cooper, 1995), durante el cretáceo superior (campaniano).

Formación Barco – Los Cuervos

Limitada a la base y al tope por superficies de inconformidad, está compuesta por areniscas cuarzosas intercaladas con lodolitas hacia el tope; depositadas en un ambiente continental fluvial de ríos meandriiformes, con depósitos de canales arenosos (Pineda, 2005), rellenos de canal de abandono, lodolitas de pantanos; hacia el tope se presentan lodolitas varicoloreadas que se interpretan como depósitos de llanura e inundación. Información bioestratigráfica datan la formación como de edad Paleoceno (Suarez, 2005).

Formación Mirador

La Formación Mirador está compuesta por conglomerados y areniscas con delgadas intercalaciones lodosas y hacia el tope lodolitas y shales de color oscuro (Suarez 2005). Las areniscas presentes son cuarzosas, muy friables, limpias, grano fino a grueso, ocasionalmente conglomeráticas con menor porcentaje de shales y limolitas. Presenta un ambiente de depositacional fluvial de ríos de corrientes ramificadas en su parte basal y ambientes transicionales de bahías o estuarios en su parte superior. Dataciones bioestratigráficas ubican a esta formación en el Eoceno Tardío.

Formación Carbonera

Compuesta por una intercalación de arcillolitas y areniscas, se ha dividido principalmente en la industria petrolera en ocho unidades operacionales C8-C1 (figura 26), siendo las unidades pares predominantemente arcillosas; las unidades impares se componen es su mayoría por areniscas. Se define un ambiente de

depositación continental lacustre y de planicie costera (Cooper, 1995); encontrándose canales meandriformes en la parte superior y hacia su base se presentan facies transicionales de bahías o estuarios. Datos bioestratigráficos sugieren edades desde el Eoceno hasta el Mioceno temprano (Suarez, 2005).

Formación León

Compuesta principalmente por shales verdes, tonos grisáceos, localmente carbonosa, con presencia de arcillolita hacia el tope y menores niveles de limolita, que según dataciones bioestratigráficas indican edades de depositación durante el Mioceno en un ambiente marino somero (Suarez, 2005).

Formación Guayabo

Presenta una intercalación de arcillolitas, limolitas y areniscas, que se según datos palinológicos es de edad Mioceno – Plioceno. (Suarez, 2005). Esta depositada hacia la base en un ambiente transicional con shales y delgadas capas de areniscas y en la parte superior ambiente continental, con shales, arcillolitas y areniscas cuarzosas que se intercalan con conglomerados.

5.3.2. Geología de Hidrocarburos

Evidencia de hidrocarburos

Se considera que el volumen aun por encontrar en la Cuenca de los Llanos Orientales esta alrededor de 124000 MBO. Dos campos gigantes (Caño Limón y Rubiales) dos mayores (Apiay y Castilla) han sido descubiertos en esta región (ANH, 2012).

Roca fuente

La principal roca fuente corresponde a shales marinos-continentales de la Formación Gacheta, enterrados en el flanco este de la Cordillera Oriental. Estos

shales contienen kerógeno tipo II y III, TOC que varía entre 1 – 3%, con un espesor efectivo de 150 – 300 ft (Barrero, et al., 2007).

Rocas sobrecarga

Se compone por las Formaciones Carbonera, León, Guayabo y Necesidad.

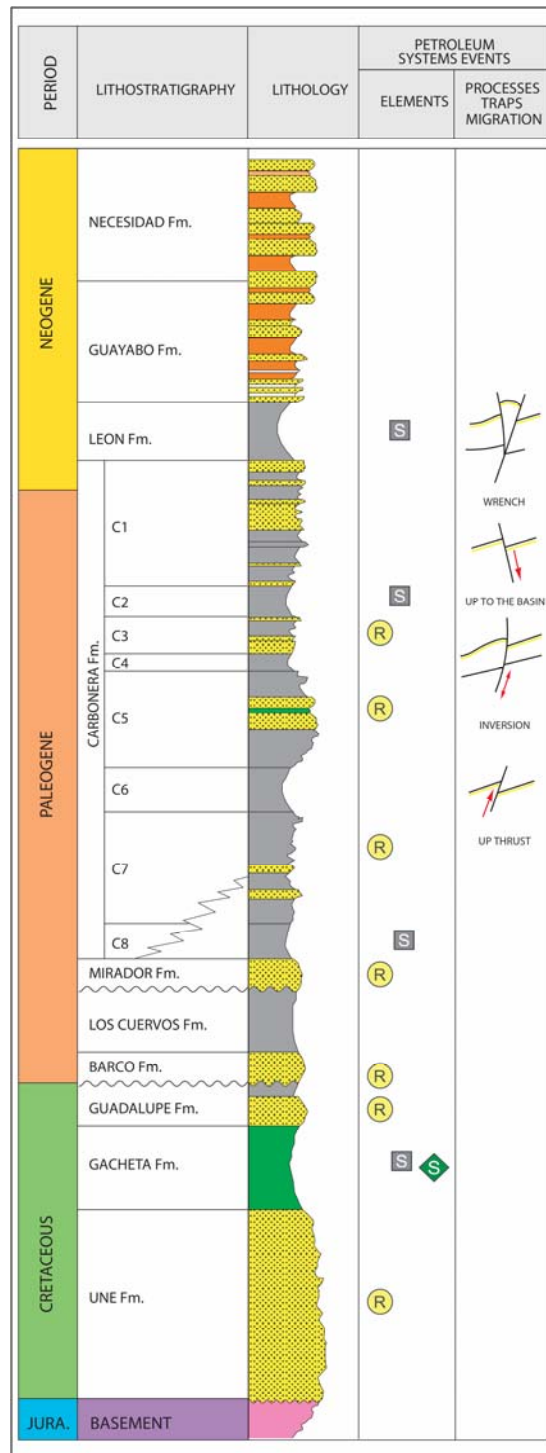
Migración

Dos pulsos de migración han sido documentados (Barrero, et al., 2007). El primero durante el Eoceno superior-Oligoceno. El segundo pulso de migración comenzó en el Mioceno y continua hasta el presente.

Rocas reservorio

Las areniscas Paleógenas de la Formación Carbonera (C3, C5 y C7) y Mirador son excelentes unidades reservorio. Dentro de la secuencia cretácea (figura 26), varios intervalos arenosos son también excelentes reservorios (ANH, 2012). Sin excepción, los espesores sedimentarios incrementan del este al oeste. La porosidad decrece en la misma dirección del 30% a cerca del 10%. La gravedad API varía desde 120 a 42°.

Figura 27. Columna estratigrafica general de la Cuenca de los Llanos Orientales (ANH 2012).



Mainly Sandstones Mainly shales

Roca sello

El sello regional de la cuenca es la Formación León (ANH, 2011). Las unidades C-2, C-4, C-6 y C-8 de la Formación Carbonera son reconocidas como sellos locales. Shales cretáceos de las formaciones Gacheta y Guadalupe pueden actuar como sellos intraformacionales.

Trampas

La exploración ha sido concentrada en fallas normales antitéticas. Sin embargo, los anticlinales relacionados a fallas inversas y a estructuras de bajo relieve, así como trampas estratigráficas que localmente representan objetivos de interés exploratorio.

6. MONTAJE, INTERPRETACION Y GENERACION DE REGISTRO GRAFICO COMPUESTO

El registro gráfico compuesto RGC, es un registro que presenta la reinterpretación litológica del pozo con base en la litología descrita por muestras de zanja y los registros corridos durante y posterior a la perforación.

El montaje de los datos, la interpretación y la generación del RGC se realiza en el software WellWizard.

6.1. SOFTWARE WELLWIZARD

WellWizard es un software desarrollado por Weatherford, el cual proporciona una presentación y un manejo muy completo de los datos en una locación.

Opera sobre plataforma de Windows, y ofrece una completa personalización de los datos, ingresando a la información del pozo en tiempo real desde cualquier parte del mundo.

Capacidades

WellWizard ofrece al usuario la opción de personalizar la visualización de los datos en forma analógica y digital (figura 27a y 27b); incluyendo localización, tamaño, color, escalas, presentación, y efectos para las curvas.

Características

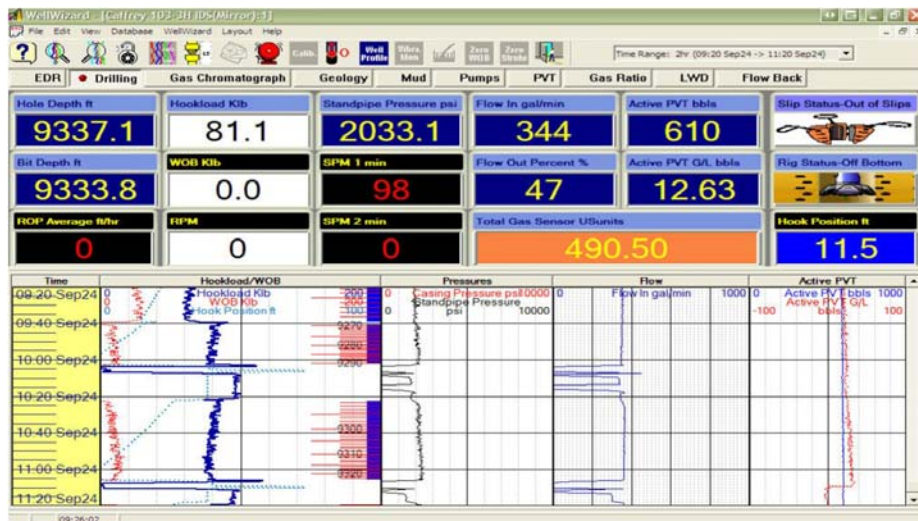
Dentro de las características con que cuenta el software se encuentran:

- Visualización de múltiples pozos (figura 28)
- Monitoreo de flujos para detección de Kick

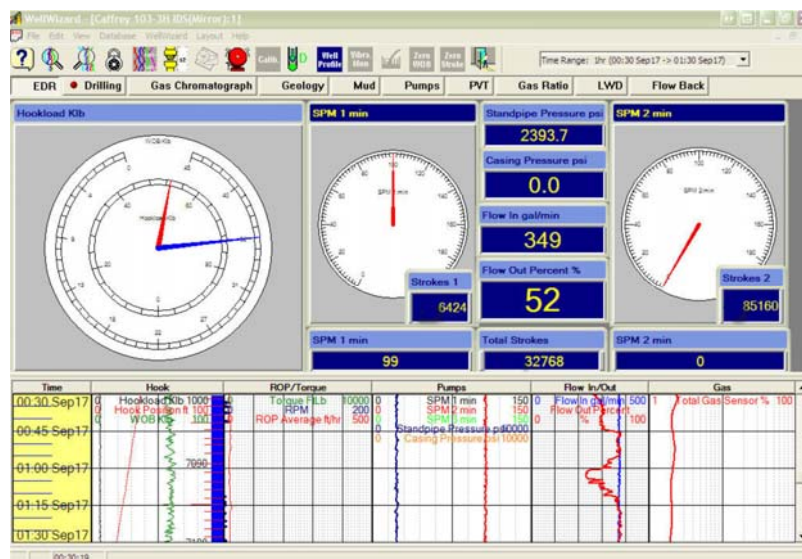
- Visualización de parámetros de perforación
- Generación de mirror, incrementando la comunicación entre la oficina y el pozo.

Figura 28. Visualización digital de parámetros de perforación (WEATHERFORD 2011).

a)

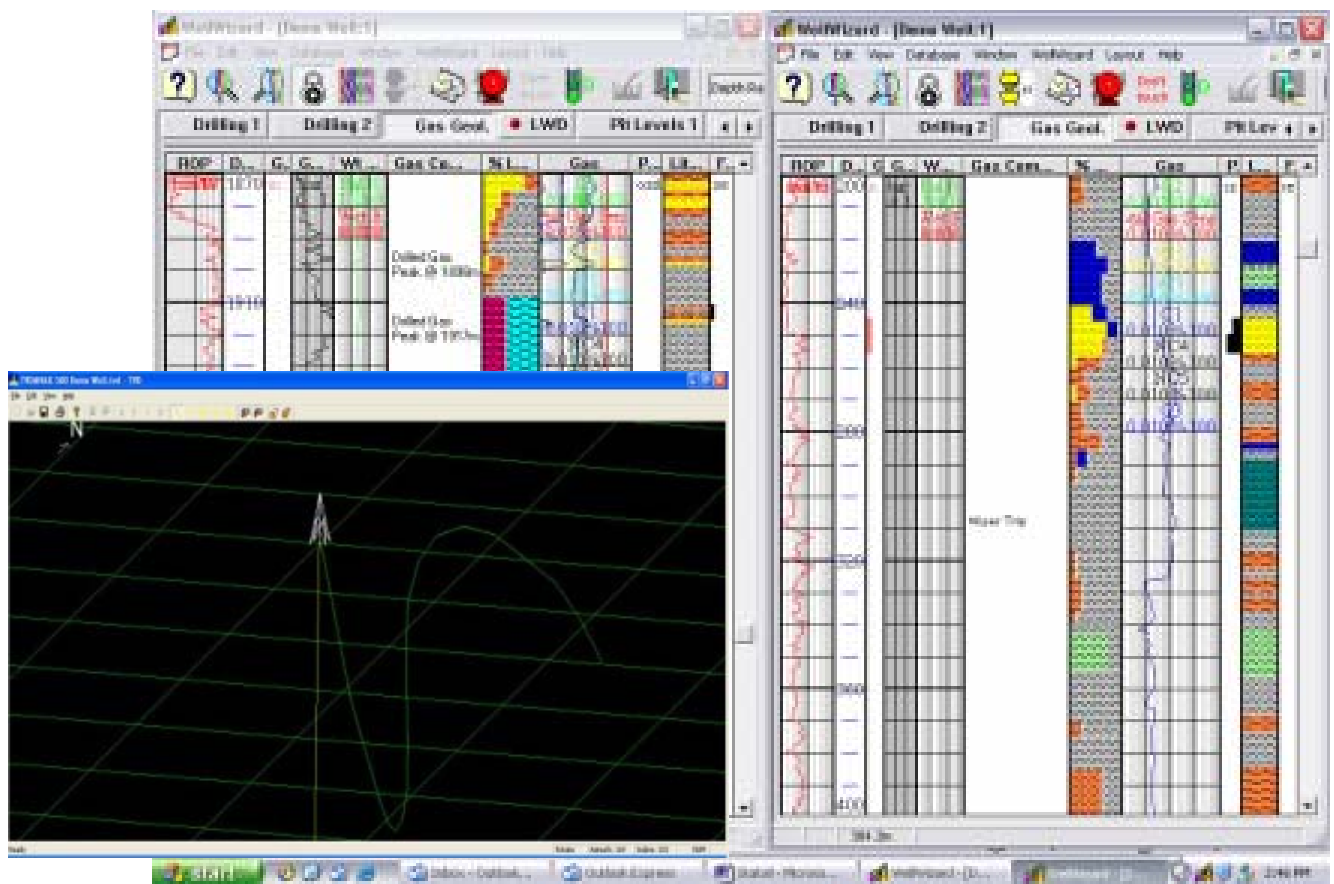


b)



- Capacidad para reportar y visualizar todos los datos de dirección de perforación, MWD y LWD.
- Registro en profundidad verdadera.
- Alarmas visuales y auditivas para todos los parámetros.
- Importar y exportar datos numéricos.
- Capacidad para almacenar, ver y mostrar imágenes digitales.
- Múltiples formatos para exportar datos (LAS 2.0, LAS 3.0, Excel y otros).
- Representación del pozo en 3D basado en los surveys (figura 28).

Figura 29. Visualización en 3D y parámetros de perforación (WEATHERFORD 2011).



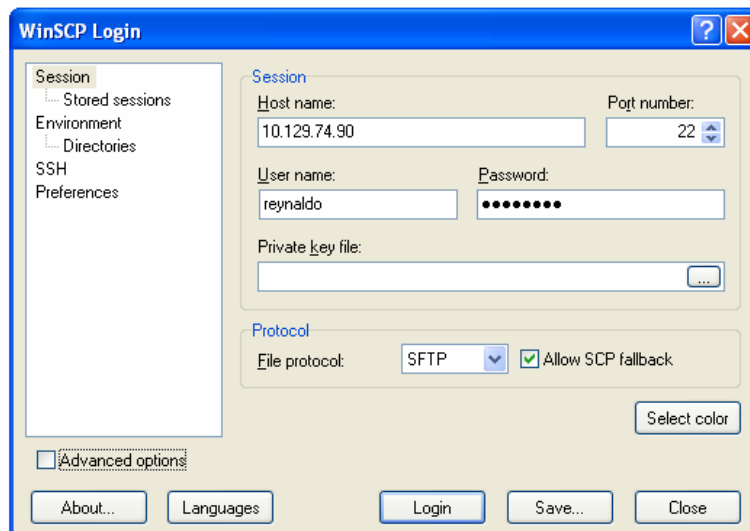
6.2. MONTAJE DE DATOS

La base de datos empleada para realizar el registro gráfico compuesto RGC viene en formato dbm, con el cual trabaja los programas WinSCP (su función es la transferencia segura de archivos entre dos sistemas informáticos, uno local y otro remoto), Putty (permite ingresar a un servidor remoto y controlarlo por medio de comandos) y WellWizard. Estas base de datos puede ser en tiempo, profundidad, y en tiempo y profundidad.

El proceso consta de los siguientes pasos:

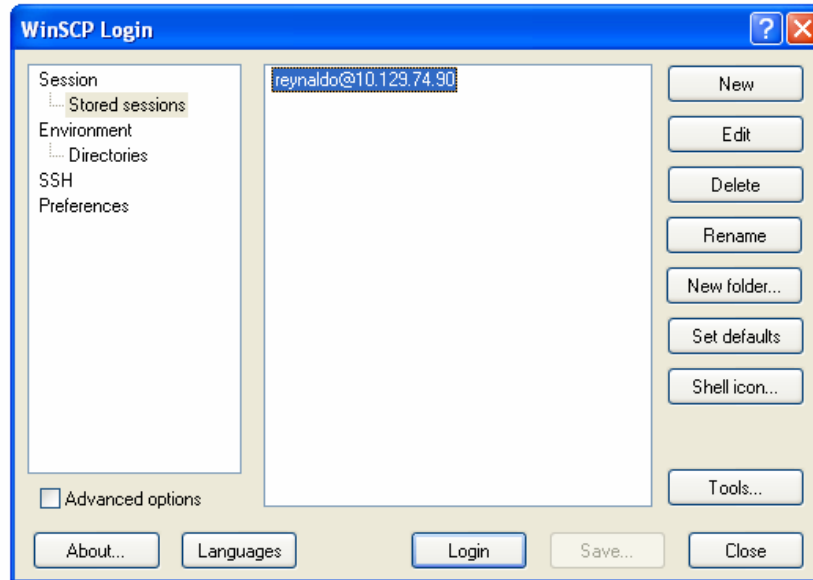
1. Ejecutando el programa WinSCP, el cual se usa para transferir los archivos entre Windows y el servidor, se carga la base de datos del pozo a interpretar en el servidor, introduciendo la dirección IP, usuario y clave, dando acceso al sistema (figura 29).

Figura 30. Acceso al WinSCP.



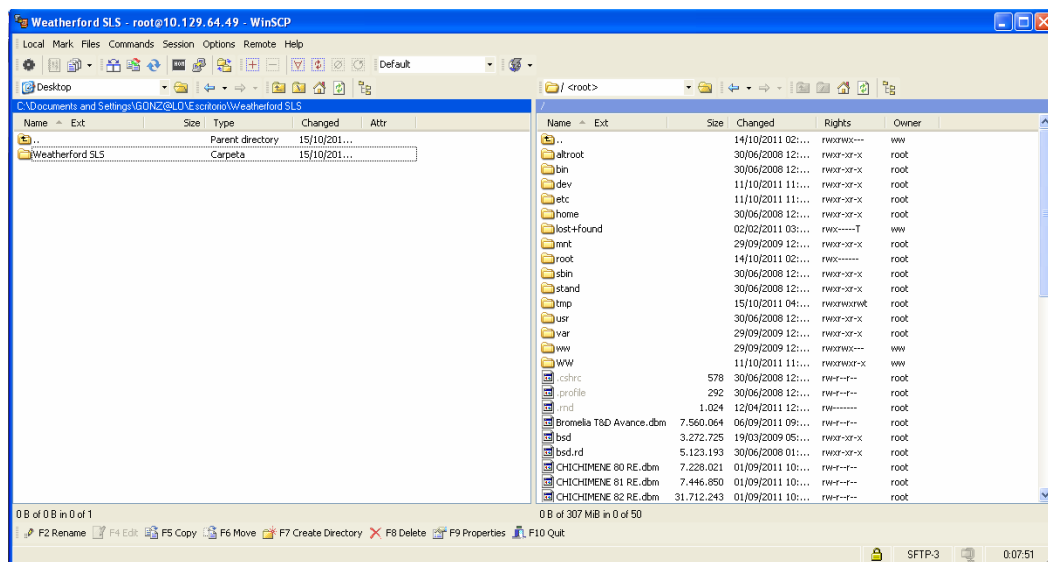
2. Para efectos de agilizar, el gran volumen de trabajo y tiempo, es muy útil guardar la sesión permitiendo acelerar el proceso de montaje de datos (figura 29).

Figura 31. Sección para un servidor determinado.



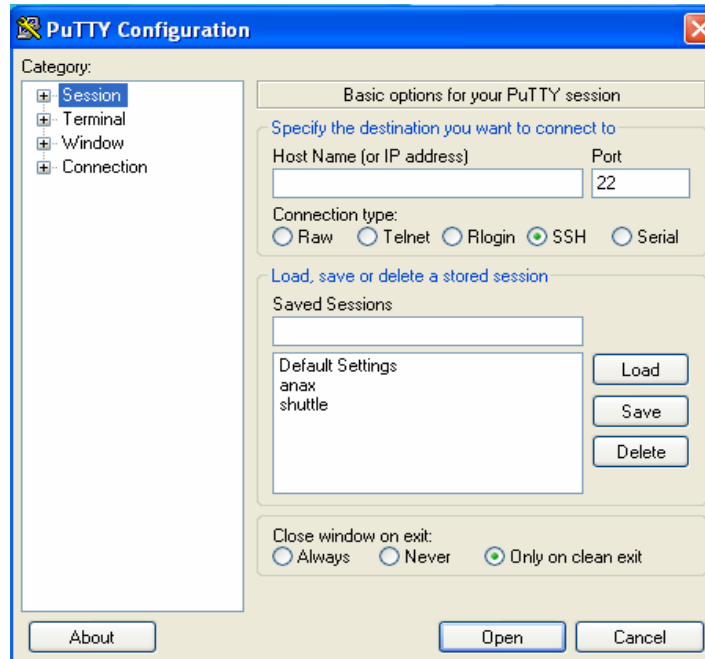
3. La base de datos debe estar guardada dentro del disco del computador utilizado, del cual se pasa por medio del WinSCP al servidor (figura 30), solicitando una copia del archivo.

Figura 32. Montaje de base de datos en WinSCP.



- Después que la base de datos ha sido subida al servidor, es necesario revisarla en el listado de base de datos del servidor y verificar si ha cargado correctamente por medio de comandos en el sistema, posteriormente se restaura en el PuTTY (figura 31) para así poder trabajar con esta.

Figura 33. Restauración de base de datos en PuTTY

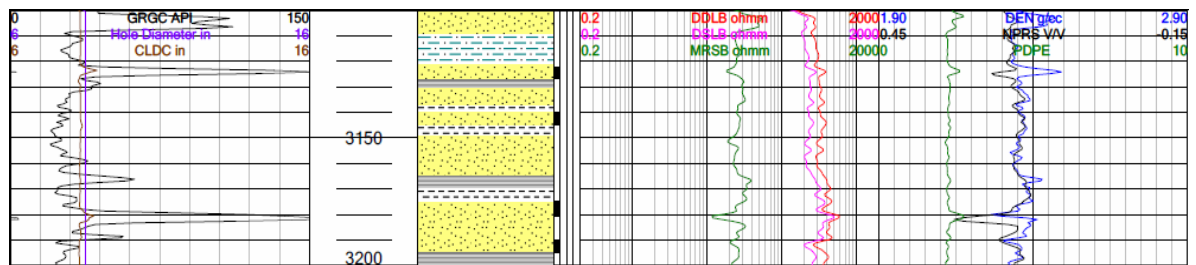


particulares de cada pozo. A continuación se presenta los resultados de la interpretación de registros para el pozo YR-226.

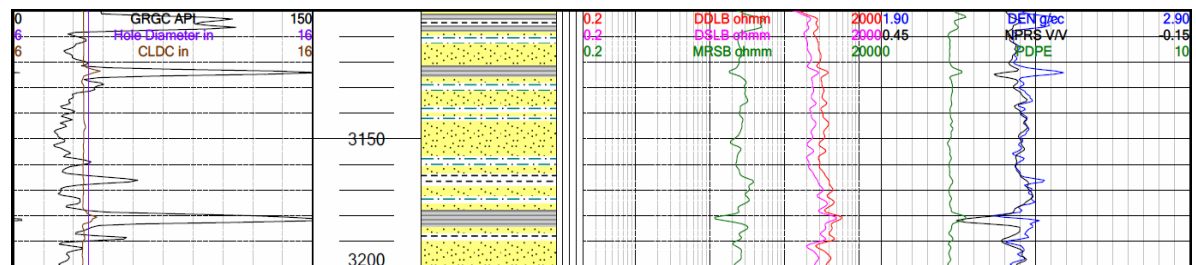
El registro GR (figura 33a y figura 33b) grafica el nivel de radioactividad contra la profundidad, mostrando claramente la presencia de lutita en los niveles 3121 – 3127 ft y 3178 – 3183 ft con valores GR de 152 y 153 API respectivamente. Arcillolita a 3167 ft y 3189 ft con valores GR de 62 y 58 API. Los valores más bajos entre 15 y 30 son registrados para las areniscas, aunque una gran reducción en el valor del GR puede ser atribuida a la presencia de areniscas.

Figura 35. Litología interpretada por medio de muestras de zanja.

a)



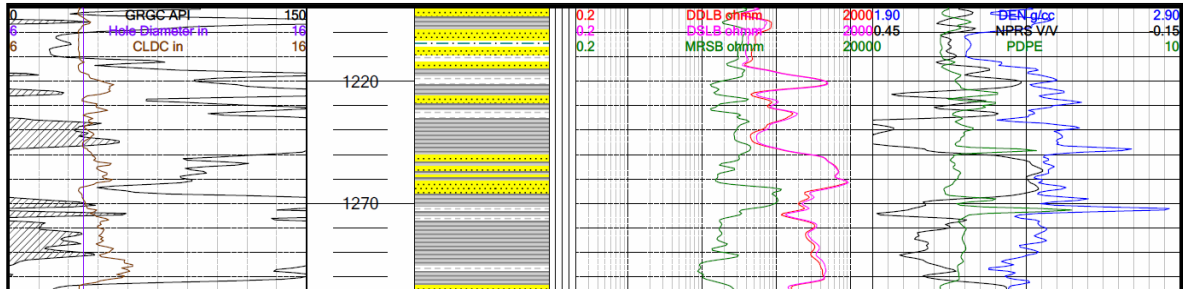
b)



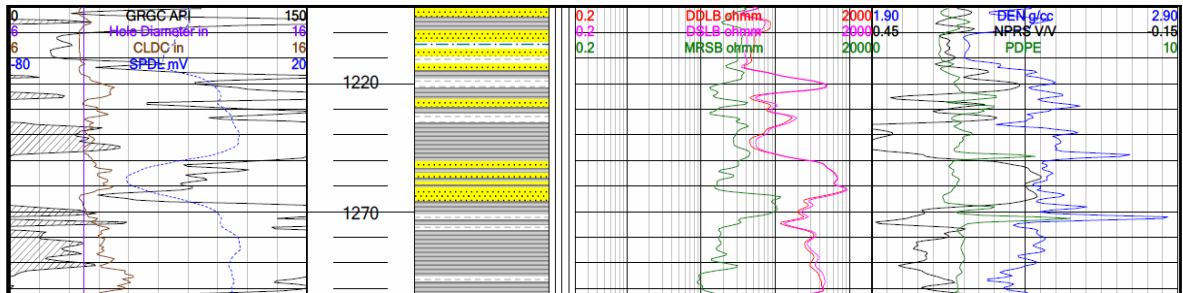
El comportamiento del potencial espontaneo SP es de esperar que sea similar al GR, como efectivamente se muestra en las profundidades 1200 a 1215 ft y 1250 a 1267 ft (figura 34a y 34b) en donde el SP se desplaza hacia la izquierda indicando la presencia de arenisca. El desplazamiento del SP hacia la línea base de lutitas (derecha) evidencia claramente el contenido de lutitas.

Figura 36. Litología interpretada sin SP.

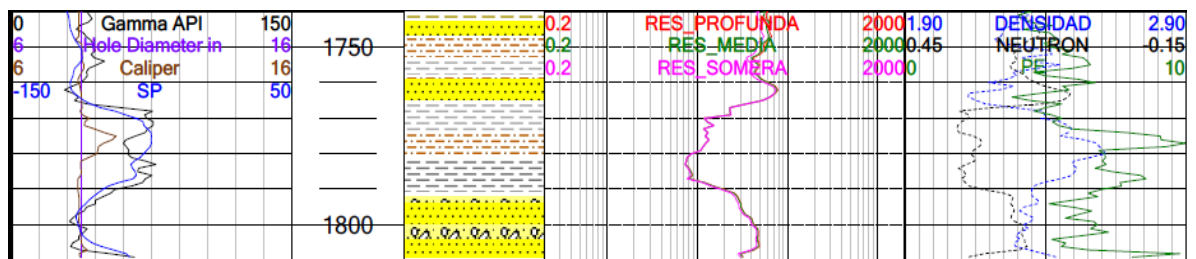
a)



b)



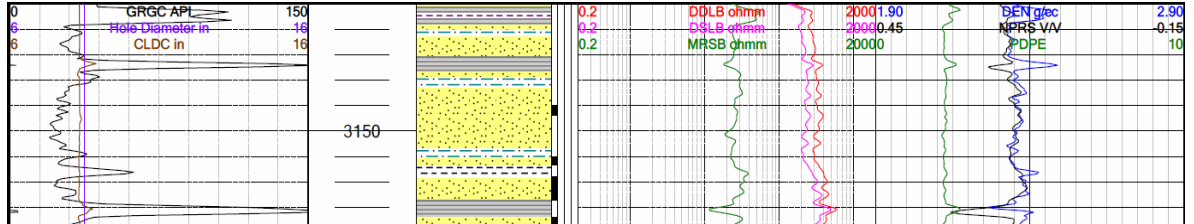
c)



Durante todo el intervalo 3110 – 3200 ft el registro caliper CLDC muestra un valor para el diámetro del pozo casi constante, inferior al tamaño de la broca, mostrando para esta zona que se ha formado la torta de lodo (mud cake) indicando la presencia de litología permeable (arenisca) al fluido de perforación. A profundidades de 3124 ft y 3180 ft se observa un aumento en el diámetro del pozo

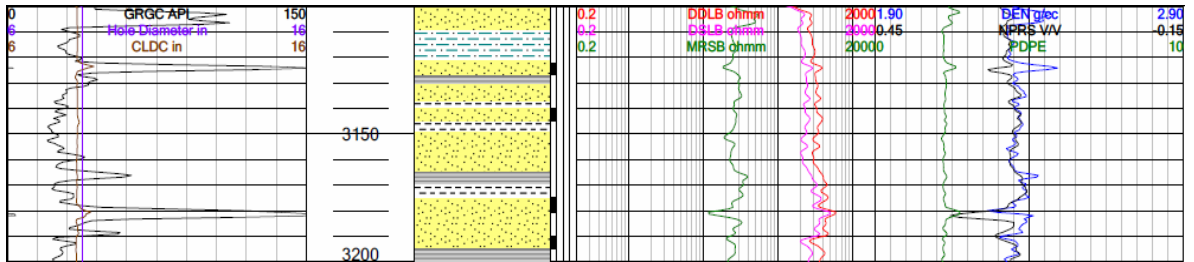
superior al de la sección de perforación, causado posiblemente por litologías menos competentes como shales.

Figura 37 Interpretación de registro caliper.

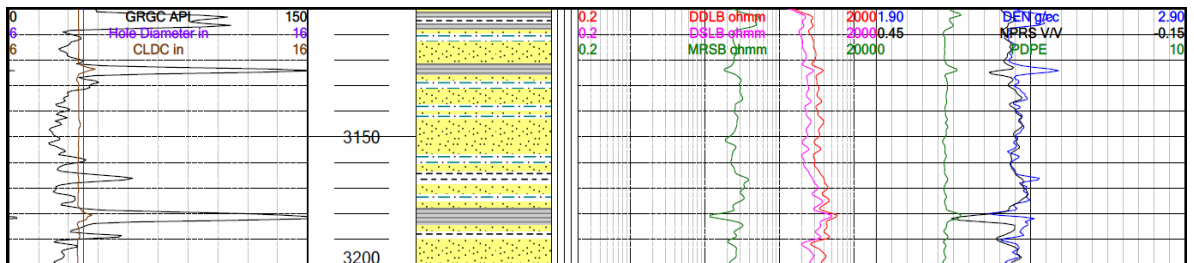


En el intervalo de 3110 ft – 3210 ft (figura 36), la presencia de hidrocarburos se interpreta teniendo en cuenta el manchamiento descrito en las muestras, la cromatografía completa (C1, C2, C3, iC4, nC4, iC5, nC5) y comportamiento de los registros resistivos, densidad y registro neutrón. En los niveles donde el registro neutrón se desplaza hacia la derecha y el registro densidad hacia la izquierda, se identifica la presencia de hidrocarburos.

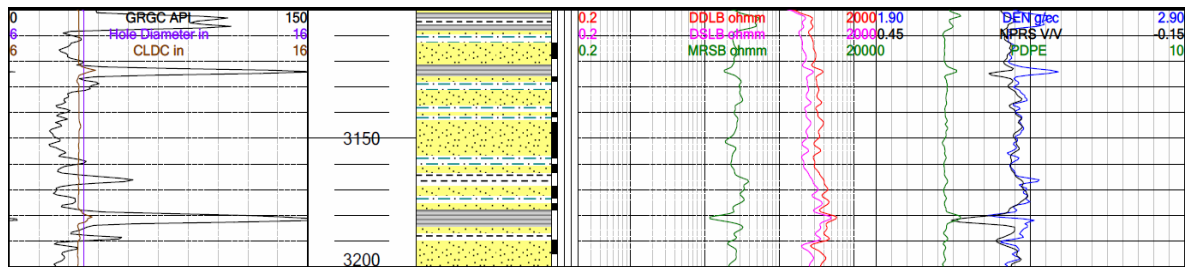
Figura 38 Interpretación de presencia de hidrocarburos.



a)



b)



c)

En el pozo YR-226, se observa la presencia de litologías como lutita, arcillolita, limolita y areniscas, también las manifestaciones de hidrocarburos que han sido identificadas y descritas por medio de muestras de zanja teniendo en cuenta los parámetros de perforación y la cromatografía.

La descripción de muestras junto con la interpretación de los registros (figuras 33b, 34b, 34c, 35 y figura 36b), muestra las variaciones litológicas a lo largo del pozo YR-226, este análisis utilizado en la elaboración del registro gráfico compuesto RGC, mejora el entendimiento del pozo y del reservorio, aumentando el conocimiento de la cuenca y contribuyendo a mejorar la toma de decisiones en la perforación y correlación de siguientes pozos en el área de interés.

7. CONCLUSIONES

- Se interpretaron los registros eléctricos para el pozo de ejemplo YR-226, permitiendo identificar la presencia y ubicación de litologías como lutita, arcillolita, limolita, arenisca, así como la manifestación de hidrocarburos, relacionando de esta forma la litología interpretada a partir de muestras de zanja con la litología interpretada a partir de registros.
- En intervalos de muestreo relativamente grandes, donde las muestras recogidas para su descripción no son tan representativas del intervalo analizado, la interpretación de los registros eléctricos es una muy buena opción para complementar y determinar la litología presente en el pozo.
- Los registros de pozo y las muestras de zanja proporcionan valiosa información, que sumado a análisis de laboratorio y pozo, permiten evaluar mejor las formaciones.
- El RGC es un registro fundamental en la evaluación del pozo, ya que integra información muestras, gases y registros, siendo de gran aplicabilidad para el control de pozos cercanos.
- Es necesario una cuidadosa revisión de la información de registros para cargar y posteriormente interpretar, evitando la pérdida de tiempo y confusiones en la interpretación de los registros.
- El análisis de las condiciones de perforación deben ser estudiadas con la intención de encontrar factores que puedan afectar la toma de registros.

- El proceso de montaje de datos debe ser muy minucioso ya que el programa Wellwizard es muy estricto con el manejo de comandos y formato de la información al momento cargarlos.
- Wellwizard es un programa muy versátil; tanto en campo, permitiendo la visualización y utilización de los parámetros de perforación en el pozo, como en oficina al proporcionar el estado del pozo en tiempo real.
- Debido a que Wellwizard es la herramienta implementada para la elaboración de los registros gráficos compuestos RGC, se adquirió gran conocimiento en su manejo y funcionamiento, lo cual es muy útil para posteriores aplicaciones en pozo.
- Aunque el Wellwizard tiene gran cantidad de aplicaciones, su mejoramiento continuo a permitido cumplir con los requerimientos específicos de cada compañía en la elaboración de los registros de pozo.
- El desarrollo de la práctica permitió adquirir conocimiento sobre registros de pozo y de la industria de los hidrocarburos, desde el punto de vista de una de las mejores empresas prestadoras de servicios petroleros como lo es WEATHERFORD.

BIBLIOGRAFIA

- ANH. (2012). Eastern Llanos. Poster técnico
- ASSAAD F. (2009). Field methods for petroleum geologists
- BARRERO D., Et al. (2007). Colombian sedimentary basins
- BASSIOUNI Z. (1994). Theory, measurement, and interpretation of well logs.
- COOPER M., ADDISON F. T, ALVAREZ R, HAYWARD A. B, HOWE S, PULHAM A. J, TABORDA A (1995). Basin Development and tectonic history of the Llanos Basin, Colombia.
- ELLIS D., SINGER J. (2008). Well logging for earth scientists.
- PDVSA. (1997). Registros de pozos.
- PEMEX. (2000). Registros geofísicos.
- PINEDA J., NUNCIRA S. (2005). Análisis de zonas fracturadas mediante el uso de registros eléctricos, para la Formación Mirador, en un campo del Piedemonte Llanero Colombiano. Tesis UIS.
- RODAS D., DELGADO J. (2009). Registro y monitoreo de dirección e inclinación durante la perforación MWD. Tesis Universidad Nacional de Colombia. Sede Medellín.

- SUAREZ D., SUAREZ M. (2005). Correlación de registros eléctricos y características geoquímicas para la predicción de ocurrencia de crudos pesados en el sector sur de la Cuenca de los Llanos. Tesis UIS.
- VARGAS C. (2008). Características Cuenca de los Llanos Orientales y descripción de bloques.
- WEATHERFORD. (2011). Wellwizard software.
- Blue ridge group inc. (2004). Oil and gas: Characteristics and occurrence.
<www.blueridgegroup.com>