



UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

ESCUELA DE PETRÓLEO

CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

**“ELABORACIÓN DE UN PROGRAMA DE INTERFAZ
GRÁFICA MATLAB PARA LA EVALUACIÓN PETROFÍSICA
DE UN YACIMIENTO EN EL ORIENTE ECUATORIANO”**

TESIS DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentado por:

BAZÁN TUMBACO JIM WALTER

Tutor:

Ing. Javier Francisco Montalván Tóala

La Libertad – Ecuador

2018

**UNIVERSIDAD ESTATAL
PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
ESCUELA DE PETRÓLEO
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**“ELABORACIÓN DE UN PROGRAMA DE INTERFAZ
GRÁFICA MATLAB PARA LA EVALUACIÓN PETROFÍSICA
DE UN YACIMIENTO EN EL ORIENTE ECUATORIANO”**

TESIS DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:
INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentado por:
BAZÁN TUMBACO JIM WALTER

Tutor:
Ing. Javier Francisco Montalván Tóala

La Libertad – Ecuador

2018

APROBACIÓN DEL TUTOR

Ing. Javier Francisco Montalván Tóala

TUTOR DE TESIS

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo, previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos elaborado por el Sr. JIM WALTER BAZÁN TUMBACO, egresado de la Escuela de Petróleos, Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena. Me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.

Ing. Javier Francisco Montalván Tóala

TUTOR

DECLARACIÓN

Yo Bazán Tumbaco Jim Walter, declaro bajo juramento que el presente trabajo es de mi autoría, además expreso que el mismo no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional y que he dispuesto de las referencias bibliográficas incluidas en este estudio.

Por medio de la presente declaración cedo los derechos de auditoría y propiedad intelectual correspondientes a este trabajo a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Santa Elena, Mayo 31 del 2018

Jim Walter Bazán Tumbaco

CERTIFICADO DE REVISIÓN GRAMATICAL

LICENCIADA EN CIENCIAS DE LA EDUCACIÓN
MÁSTER EN EDUCACIÓN Y DESARROLLO SOCIAL
DOCENTE NIVEL SUPERIOR EN LENGUAJE ESPAÑOL Y LEXICOLOGÍA

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

A petición del interesado tengo a bien certificar que he realizado la revisión y el análisis del contenido del proyecto de investigación con el tema:

"ELABORACIÓN DE UN PROGRAMA DE INTERFAZ GRÁFICA MATLAB PARA LA EVALUACIÓN PETROFÍSICA DE UN YACIMIENTO EN EL ORIENTE ECUATORIANO", del egresado **JIM WALTER BAZÁN TUMBACO** de la Carrera de Ingeniería en Petróleos de la Universidad Estatal Península de Santa Elena.

Que el mencionado proyecto, en el contexto general, cumple con los requisitos lingüísticos y normativos dados por la Real Academia Española para el uso del idioma español.

Certificación, que otorgo en la ciudad de Santa Elena a los veintiséis días del mes de junio del dos mil diecisiete, para fines académicos respectivos.

CERTIFICA


Lic. Narcisca Del Jesús García Cajape. MSc.

C.I. 1307095818

Nombre	GARCIA CAJAPE NARCISA DEL JESUS					
Identificación	1307095818					
Nacionalidad	EQUATORIANA					
Genero	FEMENINO					
Títulos de Cuarto Nivel						
Título	Institución de Educación Superior	Tipo	Reconocido Por	Número de Registro	Fecha de Registro	Observacion
MAGISTER EN EDUCACION Y DESARROLLO SOCIAL	UNIVERSIDAD TECNOLOGICA EQUINOCCIAL	NACIONAL		1032-13-86036224	03-06-2013	
Títulos de Tercer Nivel						
Título	Institución de Educación Superior	Tipo	Reconocido Por	Número de Registro	Fecha de Registro	Observacion
LICENCIADA EN CIENCIAS DE LA EDUCACION ESPECIALIDAD EDUCACION BASICA	UNIVERSIDAD TECNICA PARTICULAR DE LOJA	NACIONAL		1031-02-270083	27-09-2002	
PROFESORA DE SEGUNDA ENSEÑANZA ESPECIALIDAD EDUCACION BASICA	UNIVERSIDAD TECNICA PARTICULAR DE LOJA	NACIONAL		1031-02-270084	27-09-2002	

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

UNIVERSIDAD ESTATAL PENINSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERIA
Carrera de Ingeniería en Petróleo

La Libertad, 09 de febrero de 2018

Señor Ingeniero

CARLOS PORTILLA LAZO

DIRECTOR DE CARRERA DE INGENIERÍA EN PETROLEO

Ciudad.

De mis consideraciones:

De acuerdo a lo requerido en el Plan de Titulación, cumpla en informar del resultado obtenido en la revisión de la tesis "ELABORACIÓN DE UN PROGRAMA DE INTERFAZ GRÁFICA MATLAB PARA LA EVALUACIÓN PETROFÍSICA DE UN YACIMIENTO EN EL ORIENTE ECUATORIANO" del egresado **BAZÁN TUMBACO JIM WALTER**.

- **CONSIDERACIONES**

Para la revisión de la tesis se tomaron en consideración

- Porcentaje de coincidencia en el Sistema URKUND

- **RESULTADOS**

Criterio	Calificación
Porcentaje de coincidencia	2%

- **OBSERVACIONES**

El proceso de revisión en la plataforma URKUND, cuyo porcentaje de coincidencia es del 1%.

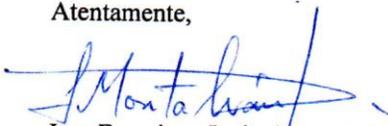
- **RECOMENDACION**

Pongo a su consideración se apruebe la tesis para su posterior sustentación.

Anexo al presente encontrará usted, señor Director el informe del tesista el cual contiene.

- Resultado de coincidencias URKUND

Atentamente,



Ing. Francisco Javier Montalván Toala.
TUTOR DE TESIS

DEDICATORIA

Quiero dedicar este proyecto de tesis a mis padres por ser el pilar fundamental en todo lo que soy hasta ahora, por brindarme educación moral y académica, enseñándome que siempre hay que ser agradecido con Dios y la gente que nos presta ayuda a lo largo de este maravilloso camino que es la vida.

También a todos y cada uno de los que en su momento me ayudaron a no flaquear y seguir adelante con la culminación de mi carrera.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar a Dios por haberme guiado por el camino correcto y haberme cuidado, bendecido con salud y una mente siempre positiva para los obstáculos a lo largo de mi vida y carrera hasta ahora que gozo de sus bendiciones; en segundo lugar a cada uno de los que son parte de mi familia a mi PADRE Walter Bazán Tómalá, mi MADRE Isabel Tumbaco Cruz, por siempre haberme dado su fuerza y apoyo incondicional en todo momento, y gracias a ello me han ayudado y llevado hasta donde estoy ahora.

TRIBUNAL DE GRADO

Ing. Juan Garcés Vargas, Mgp.
DECANO DE LA FACULTAD
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

Ing. Marllelis Gutiérrez, MSc.
DIRECTOR DE LA CARRERA
INGENIERÍA EN PETRÓLEOS

Ing. Javier Montalván Tóala, Mg.
PROFESOR TUTOR

Ing. Carlos Malavé Carrera, Mgs.
PROFESOR DE AREA

Abg. Lidia Lorena Villamar Moran. Mgt.
SECRETARIA GENERAL

Contenido

APROBACIÓN DEL TUTOR	iii
DECLARACIÓN	iv
CERTIFICADO DE REVISIÓN GRAMATICAL	v
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO	vi
DEDICATORIA.....	vii
AGRADECIMIENTOS	viii
TRIBUNAL DE GRADO.....	ix
CONTENIDO.....	x
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xii
ÍNDICE DE TABLAS	xiv
RESUMEN.....	1
ABSTRACT.....	2
CAPÍTULO 1.....	3
1 INTRODUCCIÓN	3
1.1 TÍTULO DEL PROYECTO.....	3
1.2 DESCRIPCIÓN DEL TEMA.....	3
1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.4 OBJETIVOS	4
1.4.1 OBJETIVO GENERAL	4
1.4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS:	5
1.5 METODOLOGÍA	5
CAPÍTULO 2.....	8
2 GENERALIDADES.....	8
2.1 GEOLOGÍA DE LA CUENCA ORIENTE.....	8
2.1.1 UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.	9
2.1.2 ESTRATIGRAFÍA DE LA CUENCA ORIENTE.....	11
2.1.3 CRETÁCICO	14
2.2 DESCRIPCIÓN DE PERFILES ELÉCTRICOS	19
2.2.1 REGISTRO DE POTENCIAL ESPONTÁNEO.....	19

2.2.2	CURVAS NORMALES DE RESISTIVIDAD	20
2.2.3	PERFIL DE INDUCCIÓN	22
2.2.4	CURVAS LATEROLOG.....	23
2.2.5	REGISTRO MICROLATEROLOG	25
2.2.6	REGISTRO DE GAMMA RAY.....	26
2.2.7	REGISTRO DE DENSIDAD	28
2.2.8	REGISTRO NEUTRÓN	31
2.2.9	REGISTRO SÓNICO	33
2.3	INTRODUCCIÓN A LA PETROFÍSICA	36
2.3.1	RESISTIVIDAD.....	37
2.3.2	TEMPERATURA DE LA FORMACIÓN	40
2.3.3	ARCILLOSIDAD.....	41
2.3.4	POROSIDAD	43
2.3.5	FACTOR DE CEMENTACIÓN	46
2.3.6	EXPONENTE DE SATURACIÓN	47
2.3.7	FACTOR DE TORTUOSIDAD	47
2.3.8	FACTOR DE FORMACIÓN	47
2.3.9	SATURACIÓN DE AGUA.....	48
2.3.10	PERMEABILIDAD	53
2.4	DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE “MATLAB”	55
2.4.1	DESARROLLO DE LAS APLICACIONES.....	56
2.4.2	VELOCIDAD Y PRECISIÓN.....	56
CAPÍTULO 3.....		58
3	DESARROLLO DEL PROGRAMA.....	58
3.1	LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN	58
3.2	PROGRAMACIÓN EN MATLAB	60
CAPÍTULO 4.....		84
4	ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	84
4.1	INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA EN EL POZO 008.....	84
4.2	INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA EN EL POZO 010.....	88

4.3	INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA EN EL POZO 014.....	92
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	96
	CONCLUSIONES.....	96
	RECOMENDACIONES	97
	REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	98

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1	Mapa Petrolero Ecuatoriano.....	9
Figura 2.2	Cuenca Oriente Ecuatoriana.....	10
Figura 2.3	Área de Estudio de la Cuenca Oriente	11
Figura 2.4	Facies Sísmicas de la Cuenca Oriente	13
Figura 2.5	Facies Sísmicas del Pre – Aptense	14
Figura 2.6	Edad Cretácica de la Cuenca Oriente.....	18
Figura 2.7	Ejemplo de registro de Potencial Espontáneo	19
Figura 2.8	Ejemplos de perfiles normales de resistividad.....	21
Figura 2.9	Principio físico de las herramientas de inducción.....	22
Figura 2.10	Esquema de dos bobinas para el registro de inducción	23
Figura 2.11	Principio de funcionamiento del Registro Laterolog.....	24
Figura 2.12	Diagrama de un dispositivo microlaterolog.....	25
Figura 2.13	Curvas dual laterolog y microspherical focused log (MSFL)	26
Figura 2.14	Diagrama de herramienta o equipo para los rayos gamma	27
Figura 2.15	Ejemplo de un registro Gamma Ray en una formación.....	28
Figura 2.16	Principio de funcionamiento del Registro de Densidad	29
Figura 2.17	Ejemplo de un registro de Densidad	31
Figura 2.18	Principio de funcionamiento del Registro Neutrón	32
Figura 2.19	Ejemplo de Registro Neutrón	33
Figura 2.20	Tipos de ondas y sus formas de desplazamiento.....	34
Figura 2.21	Presentación del registro Sónico	36

Figura 2.22	Set de Registros de Resistividad de la formación	38
Figura 2.23	Diagrama de Resistividad en diferentes medios geológicos	39
Figura 2.24	Modelo de roca invadida.....	40
Figura 3.1	Crear una interfaz en MATLAB	60
Figura 3.2	Configuración de la interfaz.....	61
Figura 3.3	Creación de la Interfaz para subir la data	62
Figura 3.4	Algoritmo para subir la Data.....	62
Figura 3.5	Opción para correr la Interfaz	63
Figura 3.6	Presentación de la Interfaz para la carga de datos	63
Figura 3.7	Asignación de parámetros de entrada	64
Figura 3.8	Opción para escoger los pozos	64
Figura 3.9	Algoritmo para escoger la ubicación del archivo.....	65
Figura 3.10	Visualización del Set de Registros del Pozo 008.....	65
Figura 3.11	Opción para ir a la Interfaz 2.....	66
Figura 3.12	Creación de interfaz #2 para cálculo de propiedades petrofísicas	67
Figura 3.13	Presentación de la Interfaz # 2	68
Figura 3.14	Escogimiento de parámetros para la Calculadora Petrofísica	68
Figura 3.15	Algoritmo creado para el cálculo de la Porosidad del Neutrón.....	69
Figura 3.16	Gráfica del Registro de Porosidad del Neutrón	70
Figura 3.17	Algoritmo creado para el Cálculo de la Porosidad del Density.....	71
Figura 3.18	Gráfica del Registro de Porosidad del Density	72
Figura 3.19	Algoritmo creado para el Cálculo de la Porosidad Absoluta	73
Figura 3.20	Gráfica del Registro de Porosidad Absoluta.....	74
Figura 3.21	Algoritmo creado para el Cálculo de la Porosidad Efectiva	75
Figura 3.22	Gráfica del Registro de Porosidad Efectiva.....	76
Figura 3.23	Algoritmo creado para el Cálculo del Volumen de Arcilla	77
Figura 3.24	Gráfica del Registro de Volumen de Arcilla	78
Figura 3.25	Algoritmo creado para el Cálculo de Saturación de Agua (1)	79
Figura 3.26	Algoritmo creado para el Cálculo de Saturación de Agua (2)	80
Figura 3.27	Gráfica del Registro de Saturación de Agua.....	81

Figura 3.28 Gráfica del Registro de Saturación de Petróleo	81
Figura 3.29 Algoritmo creado para el Cálculo de Permeabilidad.....	82
Figura 3.30 Gráfica del Registro de Permeabilidad	83
Figura 4.1 Set de Registros Primarios del Pozo 008	85
Figura 4.2 Registros de Propiedades Petrofísicas del Pozo 008	86
Figura 4.3 Set de Registros Primarios del Pozo 010	90
Figura 4.4 Registros de Propiedades Petrofísicas del Pozo 010	91
Figura 4.5 Set de Registros Primarios del Pozo 014	94
Figura 4.6 Registros de Propiedades Petrofísicas del Pozo 014	95

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Densidad estándar de diferentes tipos de fluidos y rocas.....	30
Tabla 2.2 Velocidad del Sonido en algunas formaciones	35
Tabla 2.3 Tipos de arenas de acuerdo al tamaño del grano	42
Tabla 3.1 Datos de Registros Eléctricos	58
Tabla 3.2 Datos de topes formacionales de pozos.....	59
Tabla 3.3 Designación de códigos de facies	60

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIA DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETROLEO
“ELABORACIÓN DE UN PROGRAMA DE INTERFAZ GRÁFICA
MATLAB PARA LA EVALUACIÓN PETROFÍSICA DE UN
YACIMIENTO EN EL ORIENTE ECUATORIANO”

Autor: Jim Walter Bazán Tumbaco

Tutor: Javier Montalván Tóala

RESUMEN

El propósito de este proyecto es la interpretación de los parámetros petrofísicos para cuantificar de manera más acertada posible el área productora del reservorio, En primera instancia considero que es un trabajo interesante para la aplicación rápida y práctica en la caracterización de los yacimientos petrolíferos.

Se considera que el conocimiento de la geología del área y la profundidad de los estratos productivos se deben conocer para la aplicación de la herramienta (programa MATLAB) que se diseñara.

Datos generales requeridos para el programa y sus algoritmos.

1. Geológicos: pozos y sus características de perforación tipo de litología de los estratos petrolíferos, características de los fluidos del yacimiento.
2. Algoritmos a ser utilizados en el programa para la determinación de cada una de la característica de los yacimientos.
3. Resultados y su interpretación

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIA DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETROLEO
“ELABORACIÓN DE UN PROGRAMA DE INTERFAZ GRÁFICA
MATLAB PARA LA EVALUACIÓN PETROFÍSICA DE UN
YACIMIENTO EN EL ORIENTE ECUATORIANO”

Autor: Jim Walter Bazán Tumbaco

Tutor: Javier Montalván Tóala

ABSTRACT

The purpose of this project is about the interpretation of the petrophysical parameters to quantify the best way of the reservoir producing area. In the first instance, I consider that this is an interesting work for the rapid and practical application in the characterization of the oilfields.

It is considered that the knowledge of the geology area and the depth of the productive strata should be known for the application of the tool to be designed (like MATLAB program).

For use this program we required general data like.

1. Geological: The wells and their drilling characteristics like the type of lithology and characteristics of reservoir fluids.
2. The Algorithms to be used in the program is for the determination of characteristics of the fields.
3. Results and their interpretation.

CAPÍTULO 1

1 INTRODUCCIÓN

1.1 TÍTULO DEL PROYECTO

“ELABORACIÓN DE UN PROGRAMA DE INTERFAZ GRÁFICA (MATLAB) PARA LA EVALUACIÓN PETROFÍSICA DE UN YACIMIENTO EN EL ORIENTE ECUATORIANO”.

1.2 DESCRIPCIÓN DEL TEMA

En la ingeniería de reservorios, la caracterización de las arenas productoras es de importancia para conocer el comportamiento y tipo de yacimiento en el cual se está estudiando, esta caracterización de manera convencional toma mucho tiempo y posee un mayor margen de error en la interpretación de datos.

En el siguiente proyecto de investigación se desarrollará un programa en el lenguaje de programación Matrix Laboratory (MATLAB), lo cual permitirá obtener datos más confiables de la interpretación petrofísica de un yacimiento de petróleo, como porosidad, permeabilidad, saturación de agua, volumen de arcilla, resistividad de la roca, proporcionando gráficas para mayor entendimiento. Este estudio ayudará a la caracterización de formaciones productoras de petróleo y gas, para así optimizar el tiempo de análisis de los reservorios y obtener de esta manera las reservas probadas del mismo.

1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En la evaluación de yacimientos petroleros, se ha determinado que sus diversas formas de deposición y el comportamiento de su producción y presión vienen dadas

por la distribución heterogénea de las características geológicas y petrofísicas, debido a ello la producción de cada pozo de un yacimiento es diferente según la calidad de la zona del yacimiento donde se encuentre localizado. La zonificación de los yacimientos según sus áreas óptimas, posee relación directa con las características sedimentológicas y petrofísicas. La identificación de dichas características, su representación en modelos geológicos, la definición de las zonas óptimas en el área del yacimiento, la determinación de los límites y la cuantificación del volumen de hidrocarburos son los principales objetivos de una evaluación petrofísica de un yacimiento.

En vista de los grandes avances tecnológicos que se han presentado en la industria del petróleo y en la búsqueda de un método que permita obtener datos petrofísicos de los yacimientos para mejorar la evaluación de los proyectos petroleros y estudios de la rentabilidad surge la necesidad de desarrollar un programa de computación para la interpretación petrofísica de los yacimientos, el cual será creado en el lenguaje Matrix Laboratory (MATLAB), una herramienta de alto nivel en el desarrollo de programas que integra análisis numéricos, cálculo matricial, visualización gráfica en un entorno complejo, el cual va a permitir obtener las propiedades de las rocas y estimar el cálculo de reservas, de esta forma reemplaza el sistema convencional por esta herramienta de fácil manejo y con un orden de magnitud de menor esfuerzo que permita agilizar la factibilidad de los proyectos en forma eficiente.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 OBJETIVO GENERAL

- Desarrollar una aplicación en lenguaje Matrix Laboratory (MATLAB) para la evaluación petrofísica de un yacimiento.

1.4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS:

- a) Recopilar la data necesaria para el cálculo de las Propiedades Petrofísicas de un yacimiento por medio de parámetros geofísicos.
- b) Realizar la secuencia de cálculos y algoritmos involucrados para la realización de la Interpretación Petrofísica de un Yacimiento, mediante la aplicación a realizarse.
- c) Programar las diferentes correlaciones para el cálculo de las propiedades Petrofísicas del yacimiento.

1.5 METODOLOGÍA

a) Tipo y diseño de la Investigación.

La evaluación petrofísica del yacimiento se desarrollará con la información que se obtendrá correspondiente a un campo petrolero ecuatoriano la cual constará de dos pozos con sus respectivos intervalos en profundidad, arena productora, datos de registros eléctricos.

Los tipos de investigación a aplicarse son:

b) Investigación descriptiva

Esta investigación se basa en la descripción y orden de datos importantes recolectados.

Consiste en la descripción de registros eléctricos, datos de pozos, arenas de intervalo, entre otros.

c) Investigación bibliográfica

Es la revisión bibliográfica del tema y se conocen temas relacionados mediante el cual permite apoyar la investigación.

En el cual se considerarán documentos referentes a modelación petrofísica, información proporcionada por diferentes autores del área de ingeniería de reservorios.

d) Método General:

- Método deductivo
- Método de analítico

e) Método específico:

- Método experimental

f) Modalidad:

- Descriptiva
- Bibliográfica

g) Técnicas:

- Recopilación de datos
- Procesamiento de datos

h) Instrumentos

- Libros
- Manuales
- Internet

- Datos petrofísicos de la Arena U
- Datos petrofísicos de la Arena T

i) Método Sintético

Este método consiste en la recopilación de elementos dispersos convirtiéndolos en una totalidad.

Incorporando la información mediante un análisis se demostrará la efectividad del programa creado para la interpretación petrofísica.

j) Método de Análisis

Se identifican las características de la realidad y se puede establecer las relaciones de causa y efecto.

CAPÍTULO 2

2 GENERALIDADES

2.1 GEOLOGÍA DE LA CUENCA ORIENTE.

La Cuenca Oriente del Ecuador representa una de las cuencas subandinas más atractivas y complejas desde el punto de vista tanto científico como económico. Posee alrededor de 30 mil millones de barriles de petróleo crudo in situ, almacenados en cien campos. Forma parte de la cuenca pericratónica que está comprendida entre Los Andes y el Cratón Guayanés Brasileño. Se encuentra localizada al Este de la Cordillera Real del Ecuador. (Baby, et al., 1999)

Su morfología está caracterizada por altos relieves comprendidos en una altura entre 1000 y 2000 metros dentro de la zona andina y otros inferiores a los 200 metros en la planicie amazónica. (Baby, et al., 1999)

Los relieves subandinos están considerados dentro de la cuenca como los relieves de mayor importancia, los cuales corresponden al levantamiento Napo, localizado al Noroeste, y el de la Cordillera Cutucú, al Sureste en los cuales se desemboca el río Pastaza, el cual está considerado como uno de los abanicos aluviales más grandes del continente. (Baby, et al., 1999)

Estudios realizados ponen en evidencia tres dominios tectónicos los cuales son, Dominio Occidental, Levantamiento Napo y la Cordillera de Cutucú. Estos estudios fueron realizados para el centro de la cuenca principalmente, donde se establecieron las características sismo – estratigráficas a través de los datos del pozo Sacha Profundo, el cual fue el pozo con mayor información del Pre Aptense en la Cuenca Oriente. (Baby, et al., 1999)

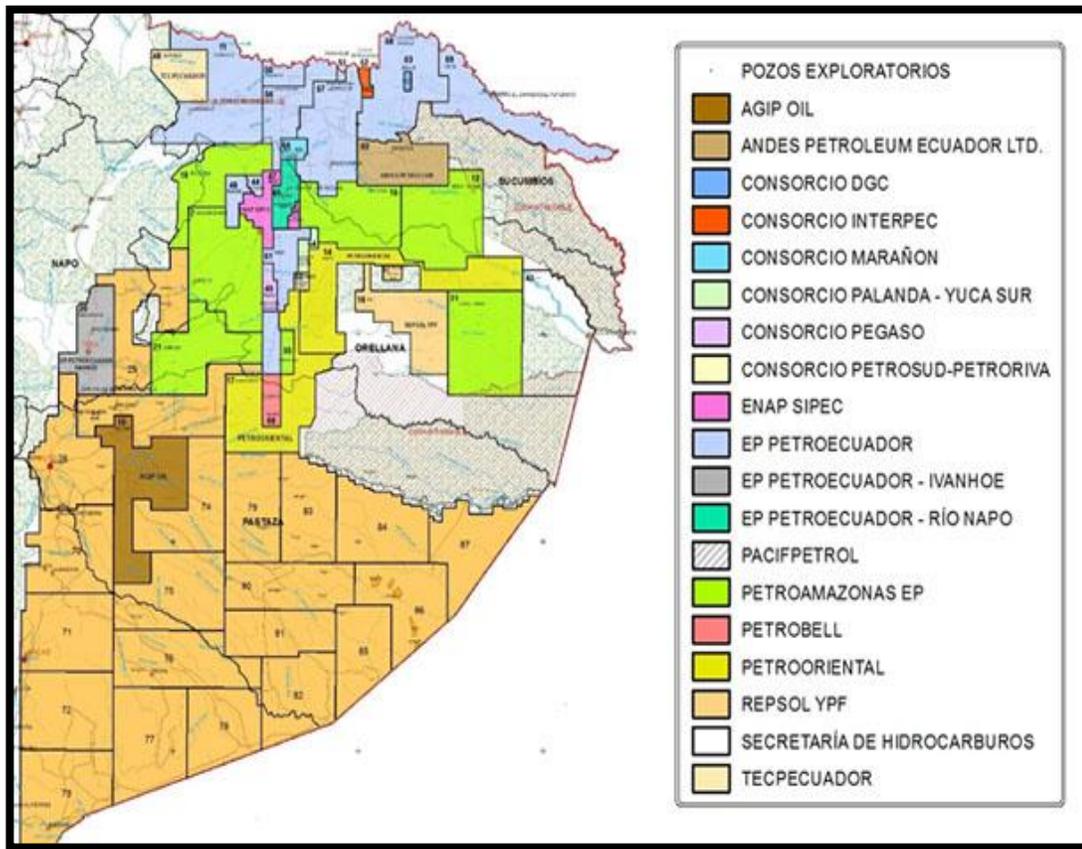


Figura 2.1 Mapa Petrolero Ecuatoriano.
Fuente: Revista Rupturas, 1999

2.1.1 UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.

La Cuenca Oriente del Ecuador cubre un área aproximada 1000000 Km², comprendida entre Los Andes y el Escudo de Guayanés, al Oeste y Este respectivamente. (Baby, et al., 1999)

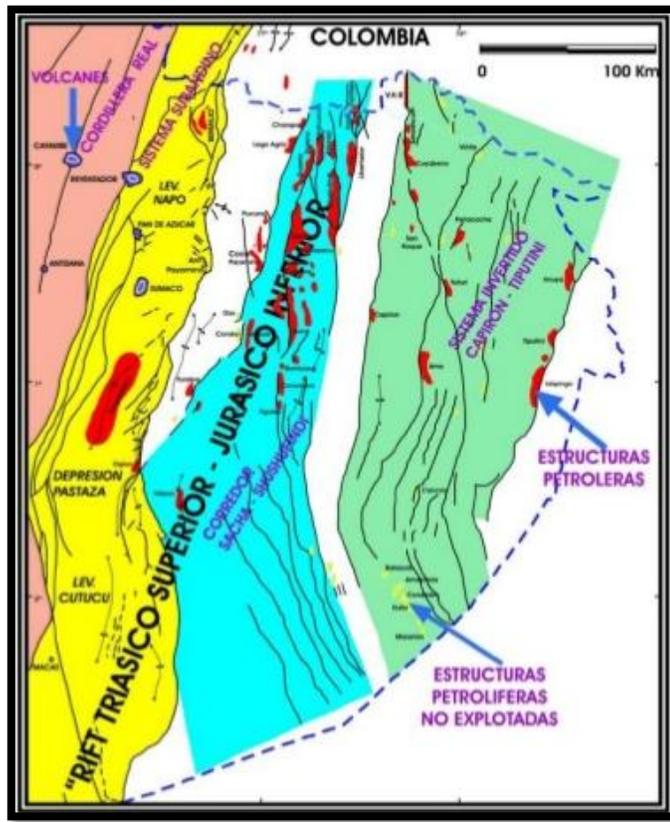


Figura 2.2 Cuenca Oriente Ecuatoriana

Fuente: La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo. (Baby, et al., 1999)

El área de estudio de este proyecto se encuentra ubicada en el Centro – Norte de la Cuenca Oriente, la cual posee ubicado los siguientes campos petroleros: Sacha, Shushufindi, Lago Agrio, Libertador, Auca.

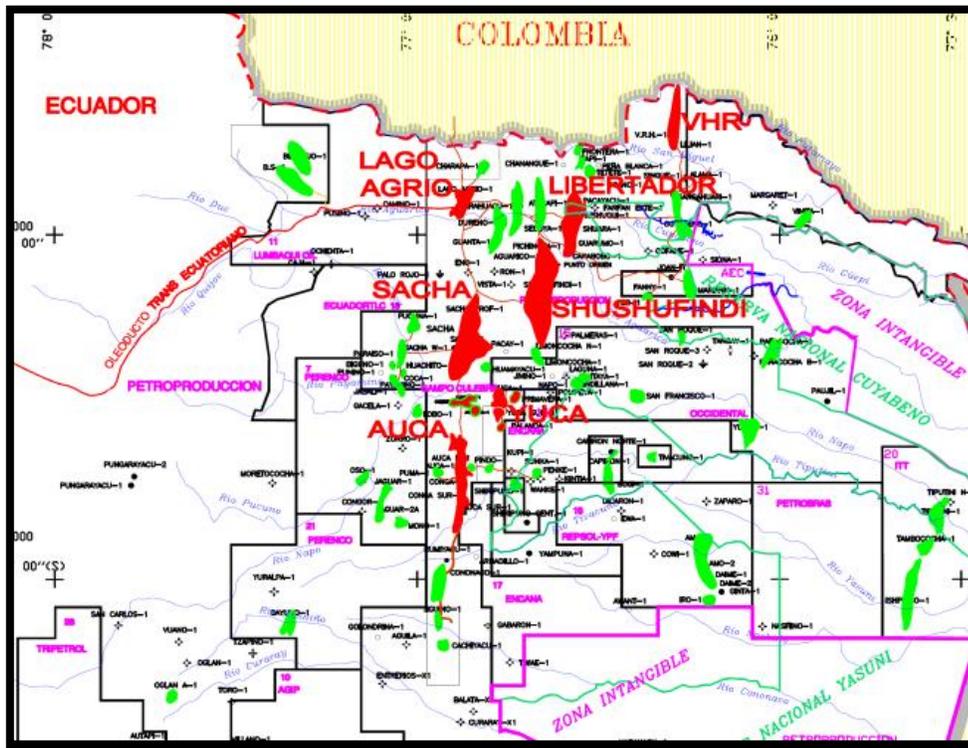


Figura 2.3 Área de Estudio de la Cuenca Oriente
 Fuente: La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo. (Baby, et al., 1999)

2.1.2 ESTRATIGRAFÍA DE LA CUENCA ORIENTE.

La sección cretácica de las formaciones Napo, Hollín y Basal Tena, presentan características bien definidas de un modo estratigráfico. Las actividades de exploración petrolera, especialmente dentro de los últimos 20 años, han proporcionado mucha información tanto geológica como geofísica, los cuales permiten definir los sistemas depositacionales y la evolución geodinámica de la cuenca. (Baby, et al., 1999)

La estratigráfica de la cuenca oriente, ha sido sub dividida en tres formaciones: Hollín, Napo y Basal Tena, la nomenclatura que se utilizará para sus miembros y unidades son aquellas establecidas por la empresa Texaco en los años 60. La formación Hollín ha sido subdividida en dos miembros. (Baby, et al., 1999)

El análisis estratigráfico se realizó para cada dominio estructural de la Cuenca Oriente, la cual establece las facies sísmicas que serán de gran importancia en el desarrollo del proyecto. (Baby, et al., 1999)

En el dominio Subandino, podemos encontrar únicamente dos facies.

FSS -1, la cual representa el basamento cristalino y metamórfico.

FSS -2, la cual se encuentra ubicada en la formación Misahuallí.

Esta última fue descrita a través de pozos que atraviesan la formación en los Campos Petroleros Bermejo y Pungarayacu.

Se asume que esta formación se encuentra debajo de la sección cretácica sobre el basamento pre cámbrico.

Dentro del corredor Sacha – Shushufindi, para la realización de este estudio se utilizó la información litológica de los pozos petroleros Sacha Profundo -1, y Shushufindi A-39, y se encontraron seis facies sísmicas. (Baby, et al., 1999)

FSC-1, la cual constituye el basamento cristalino y metamórfico relacionado al escudo Guayanés.

FSC-2, esta facie presenta dificultades en la equivalencia, pero lo más probable es que se trate de una formación más antigua.

FSC-3, se encuentra en la formación Pumbuiza y representa una superficie de erosión regional y produce cambios fuertes de espesor.

FSC-4, se caracteriza por tener reflectores sísmicos claros y continuos, corresponde a la formación Macuma y son considerados como buenos horizontes sísmicos.

FSC-5, representa a la formación Sacha, los reflectores de esta formación son difusos y podría constituir un equivalente lateral continental de la formación Santiago, aunque no esté comprobado, sus características litológicas describen afloramientos de la Cordillera de Curucú.

FSC-6, representa a la formación Chapiza y está integrada por depósitos volcánicos sedimentarios, presenta relectores claros y parece sellar el anticlinal Sacha Profundo.

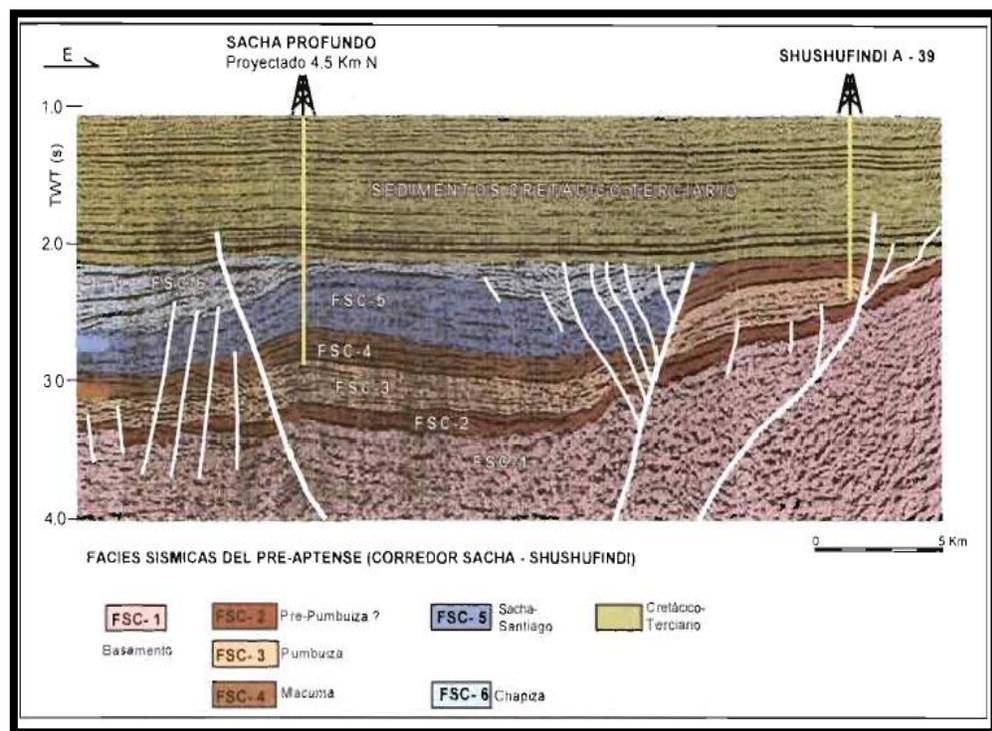


Figura 2.4 *Facies Sísmicas de la Cuenca Oriente*
Fuente: La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo. (Baby, et al., 1999)

Dentro del Sistema Capirón - Tiptuni, también se distinguen varias facies sísmicas, las cuales se han tratado de correlacionar con las unidades anteriormente estudiadas. (Baby, et al., 1999)

FSO-1, corresponde al basamento cristalino y metamórfico.

FSO-2, presenta reflectores muy claros y paralelos entre sí, por dicha claridad podría tratarse de la formación Macuma.

FSO-3, esta facie presenta algo de incertidumbre, parece corresponder a sedimentos depositados luego de un periodo de erosión.

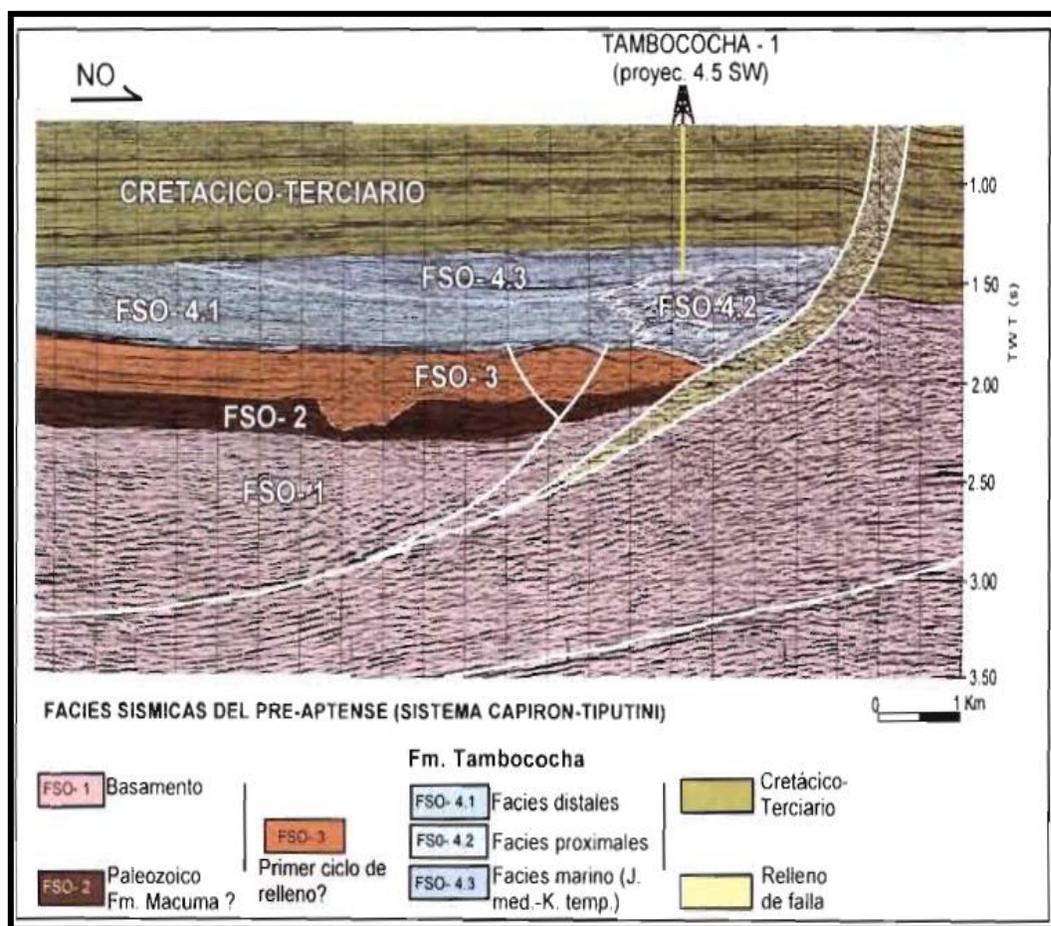


Figura 2.5 Facies Sísmicas del Pre – Aptense
 Fuente: La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo. (Baby, et al., 1999)

2.1.3 CRETÁCICO

Entre los ciclos tectono-sedimentarios definidos, se diferencian los del Pre-Cretácico, del Cretácico, del Paleógeno y del Neógeno.

2.1.3.1 FORMACIÓN NAPO

En la formación Napo, el ambiente de sedimentación se vuelve totalmente marino. La transición de la formación Hollín a la formación Napo es muy rápida y la superposición claramente concordante. La transgresión vino probablemente desde sur o suroeste, desarrollándose hacia el escudo cristalino. En base de las facies de los sedimentos Napo, se puede suponer que el mar Napo no tenía una comunicación abierta hacia el oeste. El Grupo empieza en el Albiano inferior y quizás es la secuencia más importante en el Oriente Ecuatoriano, consiste de una sucesión de lutitas negras y areniscas calcáreas. (Freire, V., 2012)

2.1.3.2 FORMACIÓN NAPO BASAL

La formación Napo Basal constituye una secuencia transgresiva y regresiva denominada Arenisca Basa y Caliza C, y Calizas y Areniscas T, respectivamente. Incluye la Arenisca Basal también conocida como Hollín Superior, las lutitas negras del Napo inferior y las Areniscas T. (Jaillard, 1997)

Su base está definida por el tope del último banco arenoso de la formación Hollín y su tope lo constituye el último banco de areniscas masivas de la arenisca "T". (Jaillard, 1997)

La edad de las Areniscas del Basal y Caliza "C", varía entre el Albiano Medio temprano y el Abiano tardío, y por este motivo no pueden ser utilizadas como líneas del tiempo. (Jaillard, 1997)

La parte inferior está marcada por depósitos muy finos de energía débil y medio confinado, sin glauconitas ni fauna marina. Los depósitos pueden corresponder a Lagoon o Pantano. (Jaillard, 1997)

La parte media está caracterizada por cuerpos arenosos con glauconita de granos y energía decrecientes asociados con niveles más finos. (Jaillard, 1997)

La parte superior presenta características de ambiente marino y secuencias granocrecientes de progradación, lo cual se atribuye a la migración de barras tidales arenosas. (Jaillard, 1997)

La Caliza C, consiste en calizas de ambiente marino confinado, y estas se define por dos miembros, en el estudio realizado en la parte superior presenta una anomalía en la curva de Rayos Gamma, debido a la condensación a partir de la cual empieza la depositación de las lutitas basales. (Jaillard, 1997)

Las Calizas "T", representan una alternancia de margas y calizas arenosas y glauconíticas, posee cuarzo detrítico y la glauconita se vuelve más abundante en la parte superior. Es probable lateralmente a formar parte de las Arenisca "T". (Jaillard, 1997)

Las Areniscas "T", las cuales son conocidas por toda la Cuenca. Posee una edad de Albiano Superior, parte inferior a mediana. Posee una base transgresiva la cual es una buena línea de tiempo, sin embargo, no está claro si su tope es considerado una línea de tiempo. No son fácilmente correlacionables de campo a campo, o de campos a afloramientos. (Jaillard, 1997)

Al momento de estudiar sus núcleos presentan dos tipos de medios.

Primeramente, presentan una depositación sin glauconitas, con predominios de restos vegetales, con secuencias regresivas, se pueden interpretar como sistemas deltaicos con escasos aportes detríticos, lo que indica poca frecuencia fluvial. (Jaillard, 1997)

Los segundos núcleos, muestran presencia glauconítica más gruesas, de una mayor energía con escasas de fauna marina, están interpretados como depósitos de playa en un ambiente más bien transgresivo. (Jaillard, 1997)

2.1.3.3 FORMACIÓN NAPO INFERIOR

Esta formación sobre yace a la formación Napo Basal, la cual incluye las Calizas “B”, las lutitas “U” y las Areniscas “U”. Su base está definida por el tope de único banco de masivos de arenisca de las Areniscas “T”, que coinciden con la base entre la Arenisca “T” y Calizas “B”. (Jaillard, 1997)

Las calizas “B”, son de edad Albiano superior parte mediana, están ubicadas con el tope de las Areniscas “T”, consisten de calizas masivas y bioturbadas, también contienen abundantes granos de glauconita. Expresan un medio de plataforma muy somera, abierta, de excelente energía y ambiente transgresivo. (Jaillard, 1997)

Las Lutitas “U”, son de edad Cenomaniano Inferior, también son conocidas en toda la Cuenca Oriente, corresponden a lutitas negras ligeramente calcáreas, se nota una aparición progresiva hacia el tope de areniscas finas glauconíticas, lutitas calcáreas. Tiene un ambiente de depositación marino de muy baja energía. (Jaillard, 1997)

La Arenisca “U”, posee una edad Cenomaniano Temprano, es una secuencia estrato grano decreciente que reposa sobre las lutitas U. Es una sucesión de areniscas cuarzosas, areniscas glauconíticas de grano fino.

2.1.3.4 FORMACIÓN NAPO SUPERIOR

Las calizas de la formación Napo, constituyen una secuencia de depósito, cuyo máximo de inundación parece estar constituido por la secuencia inferior. (Jaillard, 1997)

La Caliza “A”, posee una edad Turoniano Medio a Superior, está dividido en la parte inferior por una sección de calizas micríticas, masivas y laminadas. Contiene abundante pirita y poco o nada glauconita, y en la parte superior está constituida por calizas fosilíferas. (Jaillard, 1997)

El miembro Arenisca Basal, posee una edad Maastrichtiano Temprano, presenta micro conglomerados, brechas calcáreas y areniscas cuarzosas, su ambiente es considerado como relleno de paleovalles en la base de una importante transgresión eustática. (Jaillard, 1997)

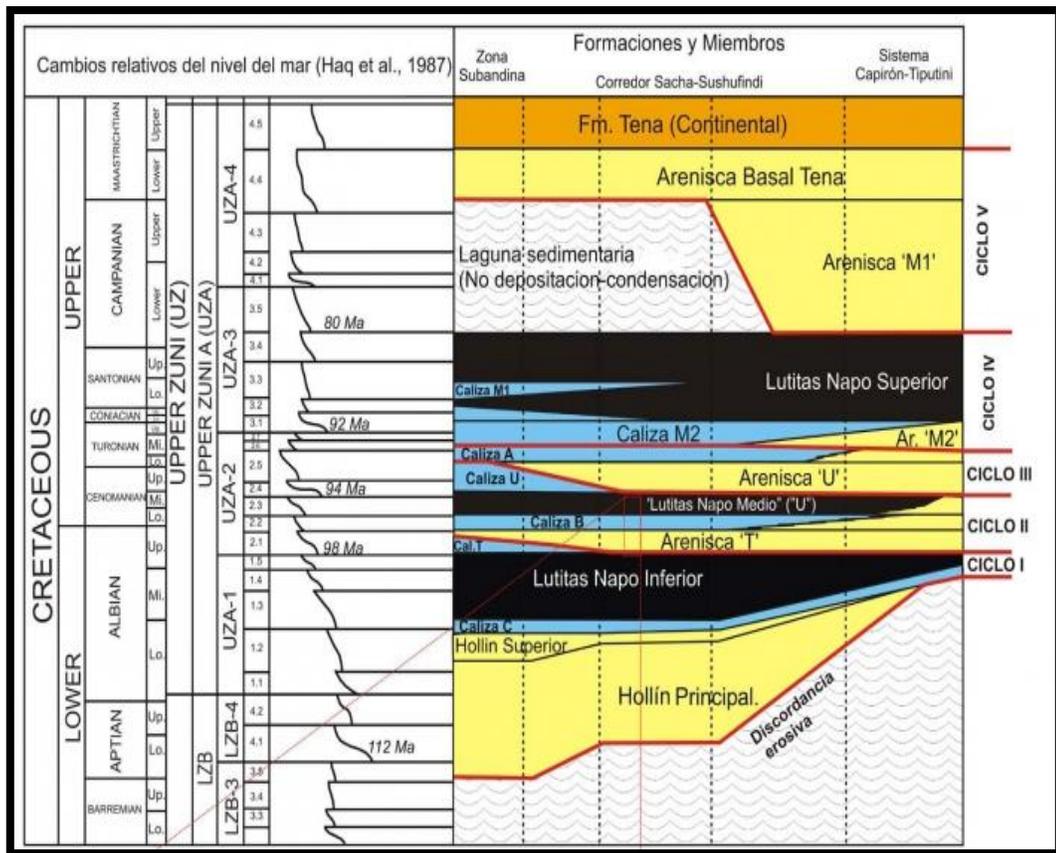


Figura 2.6 Edad Cretácica de la Cuenca Oriente
 Fuente: La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo. (Baby, et al., 1999)

2.2 DESCRIPCIÓN DE PERFILES ELÉCTRICOS

2.2.1 REGISTRO DE POTENCIAL ESPONTÁNEO

El registro de Potencial Espontáneo (SP) se basa en análisis del potencial eléctrico que puede haber en la superficie terrestre o el subsuelo por medio de un método eléctrico de prospección lo cual puede permitir interpretar las estructuras geológicas o criaderos minerales de la formación. (Alvarado, et al., 2013)

El potencial espontáneo se manifiesta cuando diferentes tipos de fluidos con diferentes salinidades están en contacto entre sí. La curva que se genera parte desde una línea base que es fijada aleatoriamente con deflexiones a la izquierda o derecha dependiendo de las salinidades del filtrado de lodo o del agua. (Figura 2.7) La curva que se forma a partir del registro de Potencial Espontáneo es en función de la profundidad del subsuelo mostrando la diferencia de potencial eléctrico existente entre un electrodo móvil en el yacimiento y uno fijo en la superficie, la unidad de medición viene dado en mili voltio (mv). (Alvarado, et al., 2013)

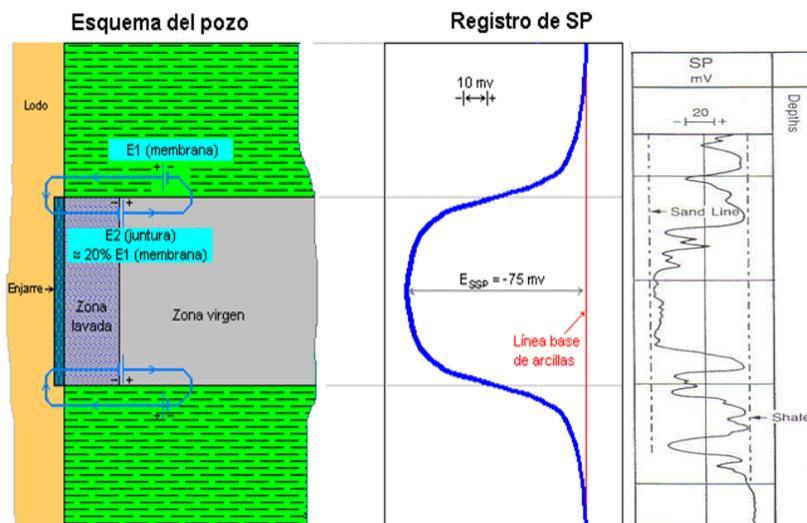


Figura 2.7 Ejemplo de registro de Potencial Espontáneo
Fuente: Interpretación de Perfiles de Pozos

Factores que afectan la curva SP

- Fluidos o lodos de perforación: cuando hay invasión del fluido en la formación el registro SP indica las inclusiones realizadas por el fluido en la zona contaminada. Otra manera de afectar es por la salinidad del lodo debido a que esto está relacionado con la resistividad.
- Temperatura de Formación
- Fallas transformacionales: la presencia de una falla genera un posible cambio de la litología, lo cual puede cambiar la tendencia en la curva del registro SP.
- Diámetro del pozo
- Permeabilidades bajas
- Espesor de estrato (h)
- Diámetro de la zona invadida por el lodo
- Saturación de fluidos: la deflexión en la curva del SP viene dado dependiendo el fluido que se encuentre presente en la formación. (Alvarado, et al., 2013)

Aplicaciones de la curva SP

- Permite obtener la resistividad del agua de formación (R_w).
- Ayuda a definir la litología de la formación o un modelo sedimentológico – estratigráfico.
- Permite verificar rangos de zonas porosas y permeables.
- Determina el contenido de arcilla que presenta la formación. (Alvarado, et al., 2013)

2.2.2 CURVAS NORMALES DE RESISTIVIDAD

Los perfiles de resistividad permiten la medición de propiedades eléctricas de las rocas, así como características acústicas y radioactivas. Se utilizan bobinas o electrodos en sensores de resistividad eléctrica, para acústicos se utiliza transductores

sónicos y se emplea detectores sensibles a la radioactividad en transductores radioactivos. Las curvas de resistividad se dividen en cuatro dependiendo la zona que se está evaluando:

Resistividad Normal Corta (SN) de 16”: Mide la resistividad en la zona que se encuentra invadida por el filtrado de lodo o conocida como zona lavada (Rxo).

Resistividad Normal Larga (NL) de 64”: Mide la resistividad en la zona que no ha sido perturbada por la invasión de fluidos o llamada zona virgen (Rt).

Resistividad Lateral de 18” // - 8”: Mide la resistividad verdadera de la formación (Rt) cuando no se puede obtener el valor real de la curva Normal Larga (NL).

Curva de Potencial Espontáneo (SP): Mide la diferencia de potencial eléctrico existente entre un electrodo móvil en el yacimiento y uno fijo en la superficie, como ya se explicó en la sección anterior. (Alvarado, et al., 2013)

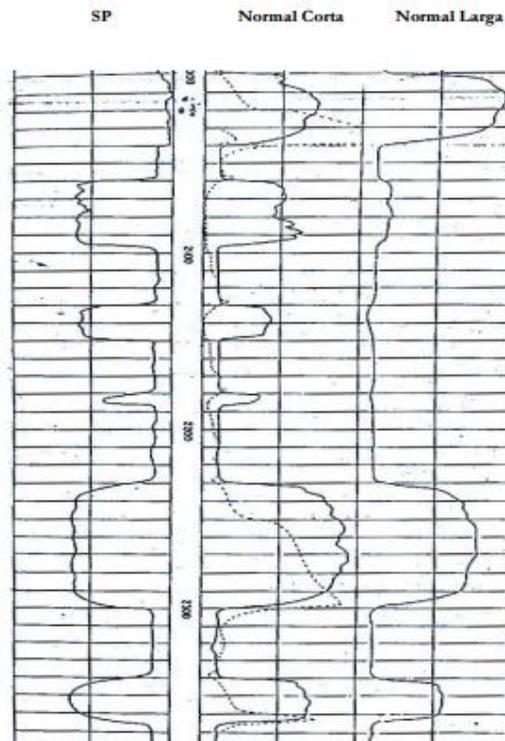


Figura 2.8 Ejemplos de perfiles normales de resistividad
Fuente: Interpretación de registros de pozos de petróleo. (Villegas, et al.)

2.2.3 PERFIL DE INDUCCIÓN

Los registros eléctricos que más se utilizan para reconocer la resistividad de la formación son los perfiles de inducción y el de conducción (electrodo). El más común entre los dos es la herramienta de inducción.

Esta herramienta de inducción se muestra como una o más bobinas transmisoras en las cuales hay circulación de corriente alterna de frecuencia alta e intensidad constante, en esta se forma un campo magnético el cual induce corriente secundaria en la formación, dichas corrientes circulan perpendicularmente como corrientes hacia el eje del pozo creando campos magnéticos que inducen señales hacia las bobinas receptoras. (Sánchez, J., 2012)

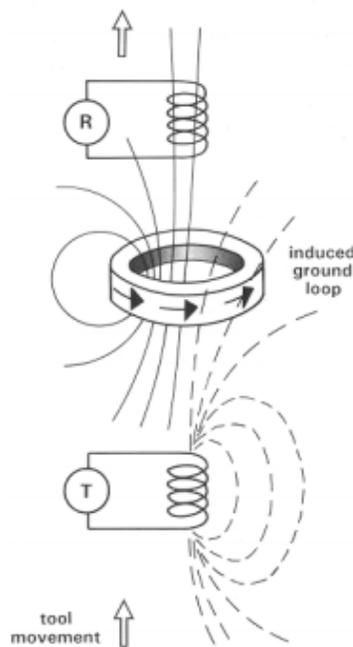


Figura 2.9 Principio físico de las herramientas de inducción
Fuente: Crain's Petrophysical Handbook

El receptor produce señales que son directamente proporcionales a la conductividad, es decir lo inverso a la resistividad, se usan muchas bobinas para poder reproducir la

medición de la resistividad de la formación, mientras más bobinas existan más se minimiza la acción de los materiales del pozo en alguna zona invadida o incluso de formaciones cercanas. A estos dispositivos de inducción se los reconoce como Perfil Eléctrico de Inducción y Perfil de Inducción Dual Enfocado. (Sánchez, J. 2012)

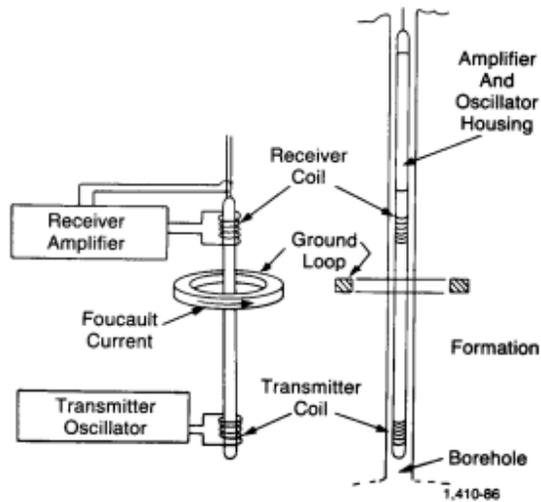


Figura 2.10 Esquema de dos bobinas para el registro de inducción
Fuente: Crain's Petrophysical Handbook

2.2.4 CURVAS LATEROLOG

El perfil de Laterolog se presenta generalmente en escala logarítmica de 0.2 a 2000 y mide la resistividad verdadera de la formación en (ohm-m). Para este registro se tiene en cuenta que las respuestas que reproducen sistemas eléctricos convencionales afectan considerablemente dependiendo del pozo y las formaciones cercanas, para esto existen herramientas específicas de resistividad que controlan el trayecto de la corriente de medición mediante electrodos especiales dentro de las sondas. (Alvarado, Khalil, 2013)

Estos electrodos de enfoque se pueden dividir en dos dispositivos que son el registro laterolog ya mencionada y el registro de enfoque esférico (SFL), teniendo ambos como objetivo calcular cuantitativamente los valores de R_t y R_{xo} .

Dependiendo la profundidad de la formación se presentan instrumentos específicos de lectura adecuados para la litología del yacimiento, estos son:

Instrumentos de lectura profunda:

- Laterolog 3
- Laterolog 7
- Laterolog profundo del registro doble laterolog DLL. (Alvarado, Khalil, 2013)

Instrumentos de lectura media a somera:

- Laterolog poco profundo de la herramienta DLL.
- SFL de las combinaciones de los registros ISF, DIL-SFL.
- Laterolog 8 de la herramienta de doble inducción- Laterolog DIL. (Alvarado, Khalil, 2013)

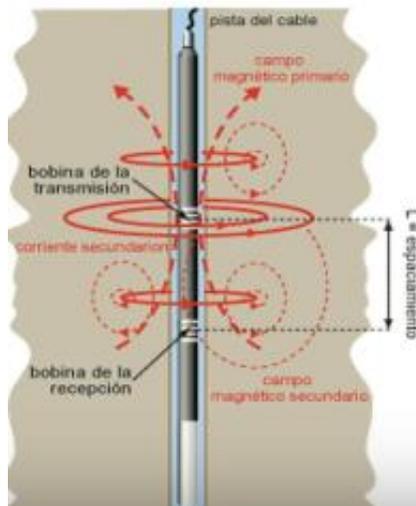


Figura 2.11 Principio de funcionamiento del Registro Laterolog

Fuente: <http://www-ig.unil.ch/cours/geophyse/dia32e.htm>

2.2.5 REGISTRO MICROLATEROLOG

Esta herramienta se encuentra localizada en un patín sobre las paredes del pozo. A partir de este registro se obtiene resistividades de micronormal 2" y de microinversa 1" x 1". El funcionamiento de este registro es muy parecido al del perfil eléctrico convencional. (Quevedo S. 2010)

La configuración de este dispositivo consiste en tres electrodos montados en un patín de hule como se muestra en la figura 2.12, en la cual se presiona la superficie contra la pared del hoyo mediante un sistema de presión hidráulica. Estos electrodos están distantes 1" entre sí y se pueden combinar en dos configuraciones que funcionan de modo simultáneo como ya se especificó anteriormente. (Quevedo S. 2010)

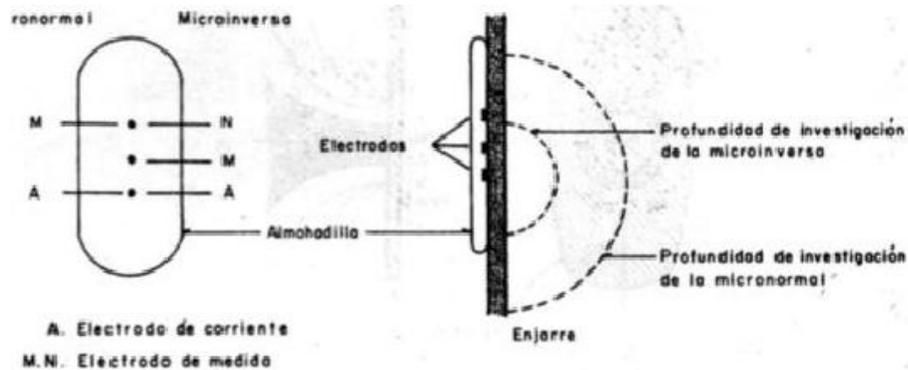


Figura 2.12 Diagrama de un dispositivo microlaterolog

Fuente: Crain's Petrophysical Handbook

En la figura 2.13 se visualiza un set de registros de resistividades a través de una zona productora de hidrocarburos en los que se observan las formas de los registros laterolog y microlaterolog para su interpretación.

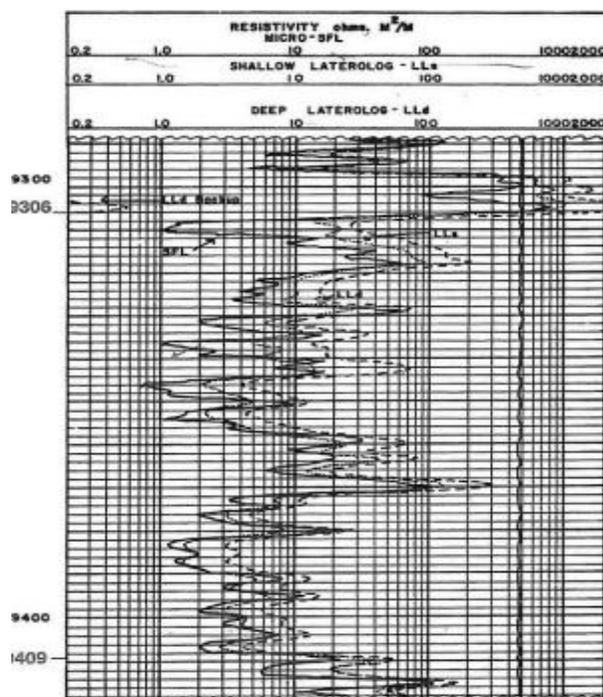


Figura 2.13 Curvas dual laterolog y microespherical focused log (MSFL)
Fuente: Crain's Petrophysical Handbook

2.2.6 REGISTRO DE GAMMA RAY

El registro de rayos gamma o Gamma Ray (GR) mide la radioactividad de las formaciones, especialmente en el contenido de arcilla y lutita que poseen los estratos sedimentarios que se concentran reflejados por elementos radioactivos, este registro se presenta en unidades API y por lo general viene en una escala con rango de 0 a 150 API. (La Comunidad Petrolera, 2009)

Las ondas electromagnéticas son impulsos que los rayos gamma emiten de manera espontánea por elementos radioactivos. Estos elementos radioactivos como el torio o el uranio así como el isótopo de potasio que cuenta con peso atómico = 40 contienen casi la totalidad de la radiación gamma que existe en la tierra.

El registro de Gamma Ray es utilizado muchas veces para correlacionarlo con el registro SP o para sustituirlo en pozos entubados para completaciones o terminación

de pozos o para pozos perforados con lodos en base aceite, lodo salado o aire. En cada caso sirve de igual manera para ubicar las capas o estratos con contenido o sin contenido de arcilla y para correlaciones entre pozos. (La Comunidad Petrolera, 2009)

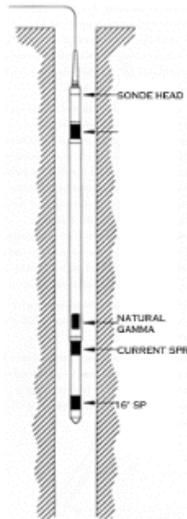


Figura 2.14 Diagrama de herramienta o equipo para los rayos gamma
Fuente: lizneg.net/2012/01/registro-de-gamma-ray.html

Equipo:

El Gamma Ray posee una sonda que tiene un detector el cual mide la radiación gamma originada en el interior de la formación cerca de donde se coloca la sonda. Actualmente se cuenta con contadores de centelleo en esta medición ya que son eficaces y solo requieren unas pulgadas de longitud para obtener buenas muestras de la formación. (Figura 2.15). (La Comunidad Petrolera, 2009)

Aplicaciones del Registro Gamma Ray

- Para determinar el volumen de lutitas
- Para evaluar minerales radioactivos
- Para correlación de pozos
- Definición de litología o litotipos
- Para determinar la posición de los cañones perforadores

- Para detectar trazadores radioactivos (La Comunidad Petrolera, 2009)

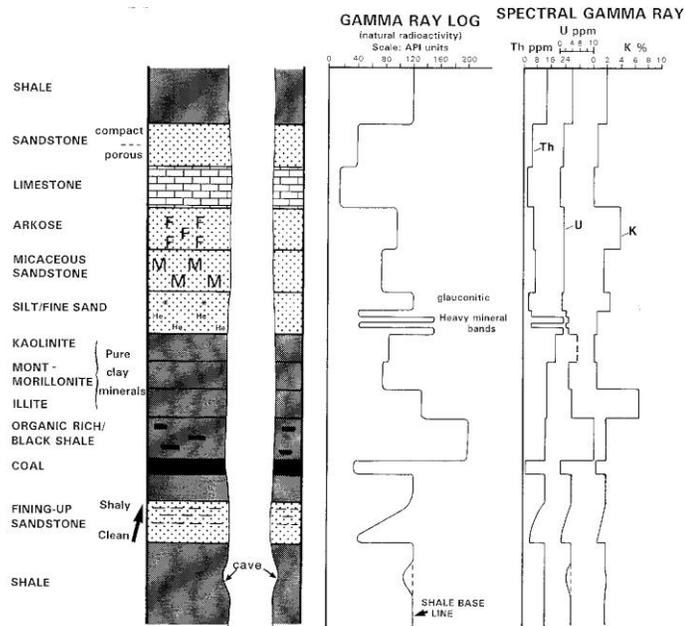


Figura 2.15 Ejemplo de un registro Gamma Ray en una formación
 Fuente: lizneg.net/2012/01/registro-de-gamma-ray.html

2.2.7 REGISTRO DE DENSIDAD

El registro de densidad es un registro de porosidad, el cual mide la densidad de la formación en gr/cm^3 . A partir de alguna fuente radioactiva que emita radiación gamma a la formación, desde la cual se genera una radiación secundaria que producen los átomos de la formación denominados rayos gamma de Compton, esta se crea debido a que la formación libera o cede energía a los átomos quedando estos en estado excitado. A estos rayos de Compton se los denomina como medidas de la densidad de formación. (Lizneg, 2012)

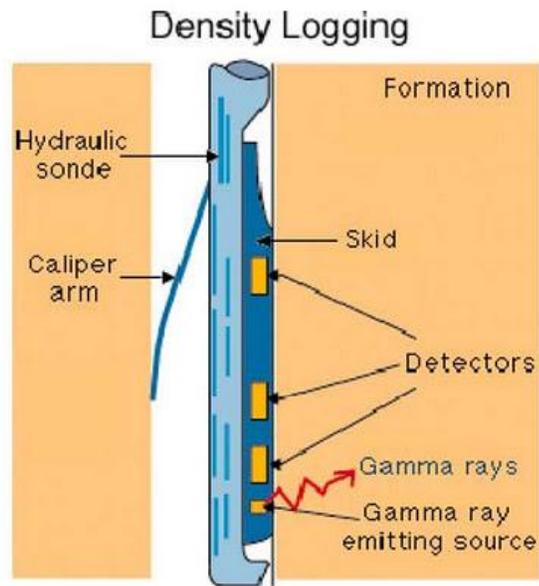


Figura 2.16 Principio de funcionamiento del Registro de Densidad
 Fuente: <http://www.lizneg.net/2012/01/registro-de-densidad.html>

Aplicaciones del Registro de Densidad

- Para calcular la densidad de los hidrocarburos
- Para calcular la porosidad de la formación
- Para detectar posibles zonas de gas
- Para identificar minerales en reservorios evaporíticos
- Para evaluación de formaciones de arena con arcilla o litologías completas
- Para el cálculo de presión de sobrecarga y propiedades mecánicas de las rocas (Lizneg, 2012)

En la siguiente tabla se relaciona la densidad con diferentes tipos de roca y fluidos que se encuentran en las formaciones de los yacimientos.

Matriz	Densidad (gr/cc)
Arena	2.65
Arena Calcárea	2.68

Caliza	2.71
Dolomita	2.87
Anhidrita	2.92
Arcillas	2.20 – 2.85
Fluidos	
Agua Fresca	1
Agua salada (200 kppm)	1.1
Petróleo	0.60 – 0.90
Gas	0.01 – 0.35

Tabla 2.1 Densidad estándar de diferentes tipos de fluidos y rocas
Modificado de: <http://www.lizneg.net/2012/01/registro-de-densidad.html>

Estos valores son ingresados para determinar la porosidad a partir del registro de densidad utilizando la ecuación 2.6 la cual se explicará más adelante.

La figura 2.17 muestra el comportamiento de la curva de densidad en diferentes estratos litológicos.

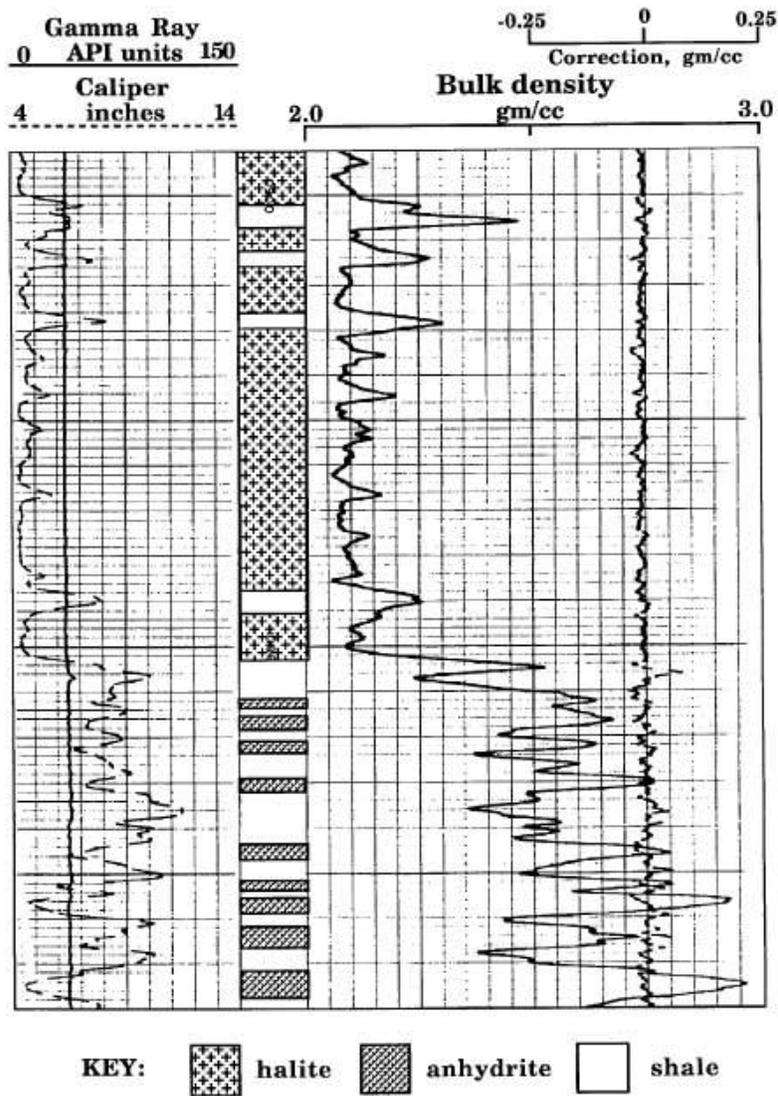


Figura 2.17 Ejemplo de un registro de Densidad
 Fuente: <http://www.lizneg.net/2012/01/registro-de-densidad.html>

2.2.8 REGISTRO NEUTRÓN

Este registro también es un registro que mide la porosidad de la formación, dependiendo la cantidad de hidrogeno existente en el medio poroso de la formación. Cuando se cuenta con formaciones limpias con los poros saturados con un porcentaje considerable de aceite o agua, el registro neutrón defleca el valor de la porosidad saturada del fluido. (Halliburton, 2007)

Este registro también permite identificar zonas de gas, esto al correlacionar el registro neutrón con el de densidad o mediante análisis de tomas de muestras. La correlación o combinación de registros de porosidad como del densidad-neutrón o neutrón-sónico permiten visualizar de mejor manera la litología de las formaciones o incluso permite una evaluación del contenido de arcilla. (Halliburton, 2007)

El funcionamiento de este registro se da en la sonda por medio de una fuente radioactiva la cual produce neutrones de alta energía, dichos neutrones se chocan con el núcleo de los materiales provocando colisiones elásticas en la formación o efecto de bola de billar, el neutrón va perdiendo energía a medida que va colisionando. (Halliburton, 2007)

La masa del núcleo con el que colisiona el neutrón depende de la cantidad de energía que se pierde por el choque, si el neutrón choca con un núcleo de igual masa provocará la mayor pérdida de energía posible, por ejemplo un núcleo de hidrógeno. Cuando se cuenta con núcleos pesados las colisiones no desacelerarán mucho al neutrón, esto quiere decir que la desaceleración de neutrones va de la mano con la cantidad de hidrógeno existente en la formación. (Halliburton, 2007)

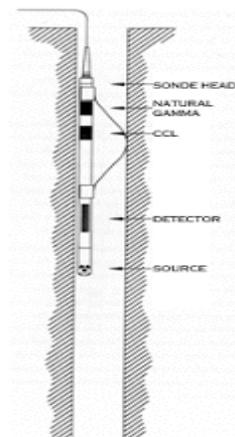


Figura 2.18 Principio de funcionamiento del Registro Neutrón
Fuente: Schlumberger. Aplicaciones de la interpretación de registros

El registro Neutrón al combinarse con otros registros se usa para el análisis y la interpretación de la litología, tal y como se muestra en la siguiente figura:

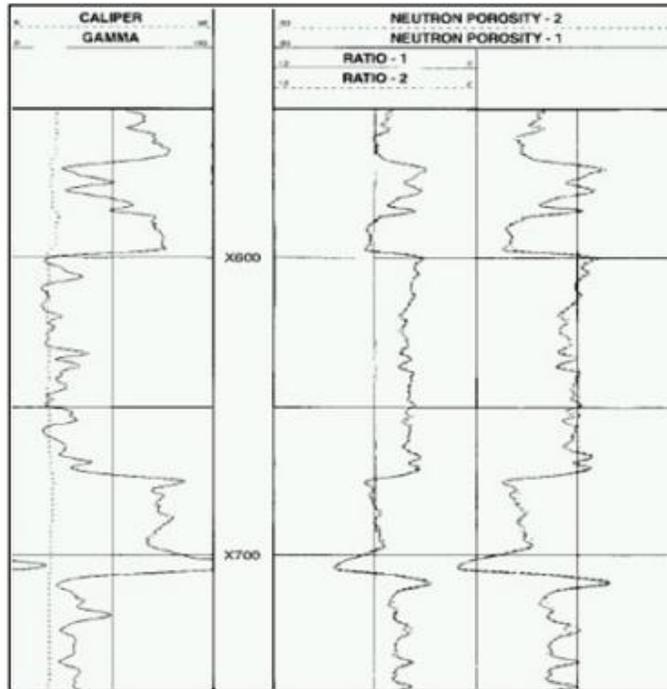


Figura 2.19 Ejemplo de Registro Neutrón
Fuente: (Halliburton, 2007)

2.2.9 REGISTRO SÓNICO

El registro sónico sirve para determinar la litología y la porosidad de una formación, consiste en un registro que está función del tiempo (t) requiriendo una onda acústica para recorrer un pie de la formación. Este tiempo es denominado tiempo de tránsito. La herramienta sónica contiene un transmisor que emite impulsos acústicos y de un receptor que se encarga de captar y registrar dichos impulsos. (Díaz, 2007)

Este registro también es utilizado para interpretar registros sísmicos a través de los tiempos de tránsito integrados. El registro sónico al igual que los otros registros descritos aquí puede correrse simultáneamente en la formación. (Díaz, 2007)

Principio Fundamental del Registro Sónico:

Dentro del pozo la reproducción del sonido es un fenómeno que está relacionado con las propiedades mecánicas de diferentes ambientes acústicos como por ejemplo la columna de fluidos, las herramientas de los registros y la formación. El transmisor emite un sonido el cual colisiona con las paredes del pozo, lo cual produce ondas de compresión y cizallamiento en la formación, en la pared del hoyo se producen ondas de superficie y ondas dirigidas en el interior de la columna de fluido. (Díaz, 2007)

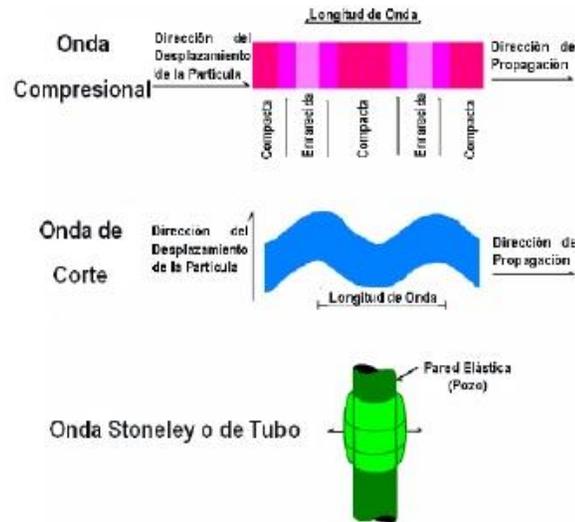


Figura 2.20 Tipos de ondas y sus formas de desplazamiento
Fuente: Baker Atlas; "Acoustic Theory Principles"

La ecuación para calcular la porosidad a partir del registro Sónico en formaciones de arenas limpias y consolidadas con los poros distribuidos uniformemente se presenta a continuación:

$$\phi_N = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad Ec. (2.1)$$

Donde:

ϕ_N = Porosidad a partir del Registro Neutrón

Δt = Tiempo de tránsito leído del registro neutrón

Δt_{ma} = Tiempo de tránsito de la matriz

Δt_f = Tiempo de tránsito del fluido

Los valores de tiempo de tránsito vienen dados en micro segundos por pie ($\mu\text{seg}/\text{pie}$).

En la tabla 2.2 se encuentran los principales valores de tiempo de tránsito para las formaciones litológicas que se puedan presentar en el medio.

Material	V (pie/seg)	Δt ($\mu\text{seg}/\text{pie}$)
Arena no consolidada	17.000	58,8
Arena consolidada	18.000	55,5
Calizas	21.000-23.000	47,6 - 43,5
Dolomitas	23.000-26.000	43,52
Lutitas	6.000-16.000	167 – 62,5
Yeso	19.000	52,6
Cuarzo	18.000	55,6
Anhidrita	20.000	50,0
Sal	15.000	66,7
Tubería (acero)	17.500	57,0
Agua con 20% de NaCl	5.300	189
Agua con 15% de NaCl	5.000	200
Agua con 10% de NaCl	4.800	208
Agua pura	4.600	218
Petróleo	4.200	238
Metano	1.600	626
Aire	1.100	910

Tabla 2.2 Velocidad del Sonido en algunas formaciones
Fuente: Jorge Bendeck Olivella “Perfiles Eléctricos”

El perfil de velocidad puede contener variaciones dependiendo de las rocas no consolidadas o en subsuelos congelados. Para pozos que posean un diámetro grande del agujero puede haber en el receptor una llegada de onda de lodo antes que se emita la señal de la formación. Esto ocurre principalmente en pozos someros donde los registros sínicos se corren con depósitos sísmicos. (Díaz, 2007). En la figura 2.21 se visualiza como se presenta el registro sínico en la formación.

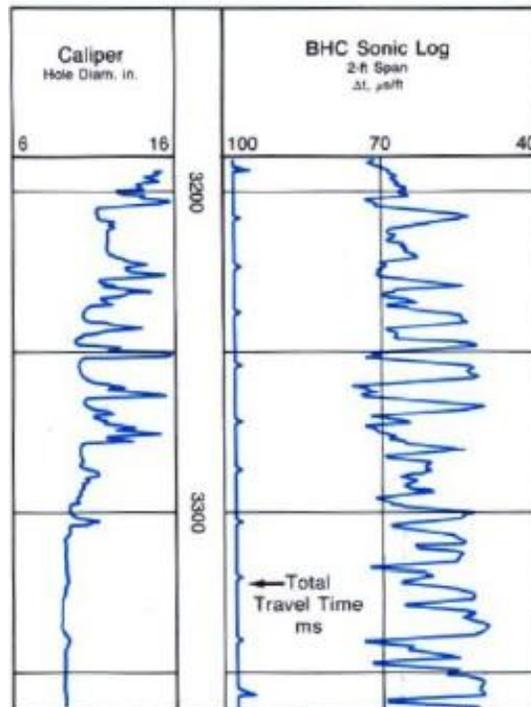


Figura 2.21 Presentación del registro Sínico
Fuente: Baker Atlas; “Acoustic Theory Principles”

2.3 INTRODUCCIÓN A LA PETROFÍSICA

El término Petrofísica se refiere a una variedad de conocimientos principalmente de geología, geofísica y perfiles eléctricos o como su nombre lo supone viene relacionado con el estudio de la física de las rocas, o en este caso se refiere concretamente al análisis de las rocas y los fluidos presentes en el yacimiento. Un

análisis petrofísico permite obtener los parámetros de los fluidos que se desplazan a través del medio poroso que compone la roca en el reservorio.

Una evaluación petrofísica parte de información de varias fuentes (registros eléctricos, muestras de núcleos, secciones sísmicas, etc.) con la finalidad de calcular los parámetros elementales como la porosidad (Φ), contenido de arcilla (Vsh), permeabilidad (K) y saturación de agua (S_w), para determinar el tipo de sedimentos que posee la roca así como el volumen de fluidos que la componen, lo cual permite al petrofísico encontrar las mejores zonas productoras para hacer rentable la producción de pozos.

2.3.1 RESISTIVIDAD

El registro de Resistividad indica la capacidad que poseen las rocas para oponerse al paso de la corriente eléctrica inducida, es decir, lo opuesto a la conductividad. Esto es fundamental en la evaluación de formaciones debido a que el petróleo no conduce electricidad al contrario del agua de formación. La resistividad de la formación se expresa en ohm-m y generalmente se muestra en escala logarítmica entre 0,2 a 2000 ohm-m debido a las variaciones en la lectura de los valores para facilitar la interpretación, tal y como se muestra en la figura 2.22, ya que la resistividad depende de la sal disuelta en los fluidos del medio poroso. (Freire, 2012)

La ecuación general de la resistividad se expresa de la siguiente manera:

$$R = r \frac{A}{L} \quad Ec. (2.1)$$

Dónde:

R = Resistividad eléctrica del conductor (ohm-m).

A = Área de sección transversal del conductor (m^2).

L = Longitud del conductor (m).

r = Resistencia eléctrica del conductor (ohm)

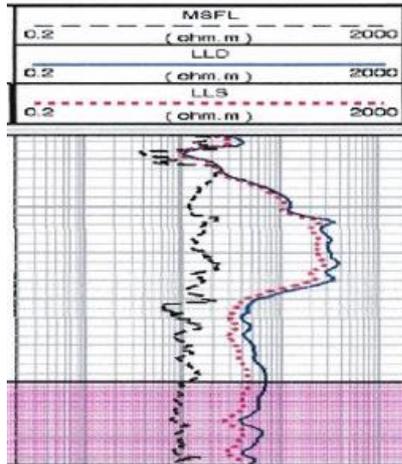


Figura 2.22 Set de Registros de Resistividad de la formación
Fuente: scribd.com/doc/231296337/Examenes-de-Registro-de-Pozos

2.3.1.1 RESISTIVIDAD VERDADERA DE LA FORMACIÓN

Es la que considera partes de la formación que no han sido perturbadas, ya sea por efectos de pozo, de invasión, capas adyacentes o efectos ambientales. Se basa en referencias a análisis de núcleos y se deriva de registros de resistividad que fueron corregidos debido a los efectos ambientales. Se la menciona con el símbolo de R_t y se considera como propiedad no alterada o intrínseca de la formación. (Sánchez, 2012)

2.3.1.2 RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN

El agua de formación muestra un menor o mayor grado de conductividad dependiendo la salinidad que posee, mientras que el hidrocarburo es un buen aislante y no permite el paso de la corriente eléctrica. La disociación de sales en solución en iones negativos y positivos refiere que el agua de formación es conductiva.

La resistividad del agua de formación se muestra con el símbolo R_w y se la obtiene directamente de muestras de agua o de análisis y cálculos realizados utilizando la curva de Potencial Espontáneo SP. (Sánchez, 2012)

2.3.1.3 RESISTIVIDAD DE LA ROCA

La resistividad de las rocas constituye un medio heterogéneo donde los poros de las rocas están abundantes de electrolitos, su comportamiento es como de un aislante eléctrico con rangos de resistividades que van de 10^5 - 10^7 (ohm-m). Las soluciones salinas que las rocas tengan la capacidad de alojar a través de sus poros favorecen la conducción eléctrica por medio de iones en solución, es decir que las rocas no son dependientes solo de su marco litológico; en la figura 2.23 se presenta un diagrama de resistividades de diferentes medios geológicos. (Acevedo, 2007)

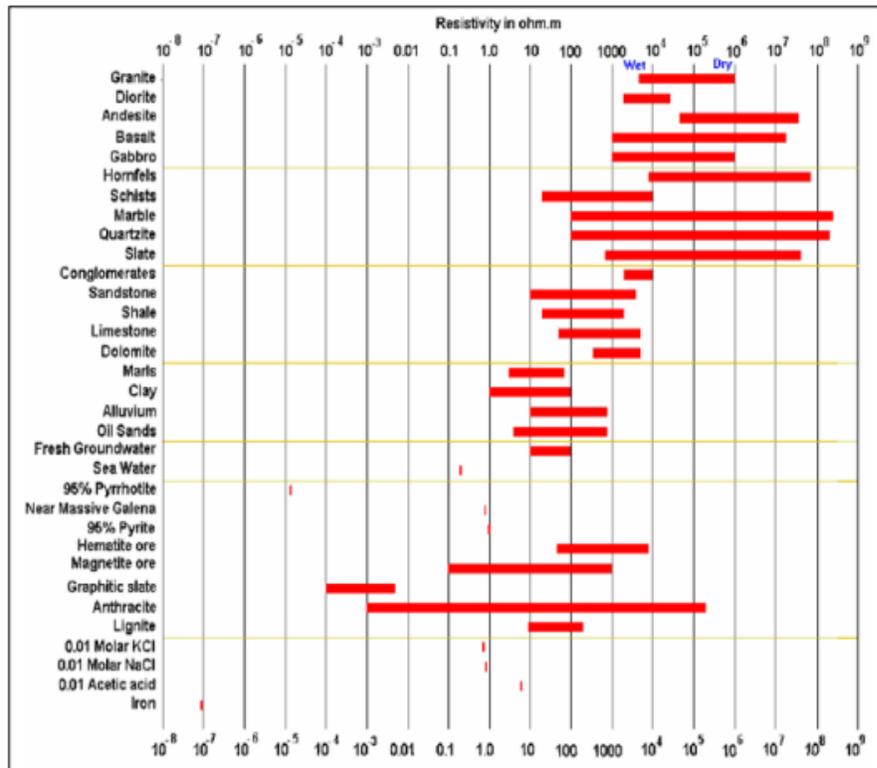


Figura 2.23 Diagrama de Resistividad en diferentes medios geológicos

Fuente: http://mct.dgf.uchile.cl/AREAS/geo_mod0.pdf

2.3.1.4 RESISTIVIDAD DE LA ZONA DE LAVADO

La resistividad de la zona de lavado se denomina R_{xo} y conforma una zona de la formación que contiene filtrado de lodo o en varios casos hidrocarburo residual que no se desplazó debido al filtrado. La pérdida por filtrado de lodo dado por la invasión del medio poroso frente a formaciones permeables representa un serio problema para el análisis e interpretación de perfiles eléctricos. Por lo general el espesor de la zona de lavado varía entre 3 y 4 pulgadas, en la figura 3.3 se muestra un esquema de cómo se compone el yacimiento con las tres zonas: de lavado, de transición y virgen. (Sánchez, 2012)

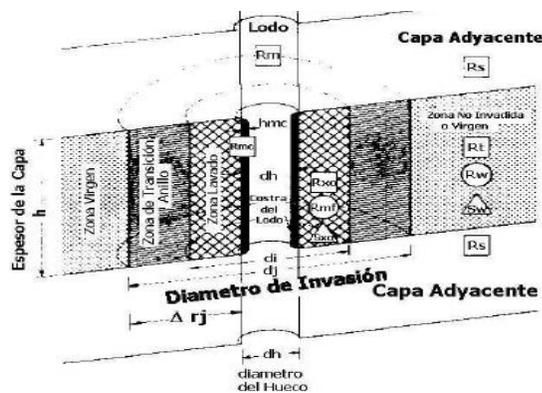


Figura 2.24 Modelo de roca invadida
Fuente: <http://www.petroleoamerica.com>

2.3.2 TEMPERATURA DE LA FORMACIÓN

El cálculo de la temperatura de formación (T_f) sirve para muchos procesos de fondo del yacimiento como por ejemplo para registrar el desarrollo de los pozos de producción, para calcular las contribuciones de flujo, evaluación de registros de inyección de agua, monitoreo de efectividad de operaciones de fracturamiento, etc. Los registros de temperatura utilizan el gradiente de referencia (gradiente geotérmico) para observar las anomalías o desviaciones de dicho gradiente. El cálculo se lo realiza

utilizando una ecuación que involucra el gradiente geotérmico a la profundidad deseada. (Quevedo, 2010)

$$\Delta G = \frac{BHT - T_s}{TVD} \quad Ec. (2.2)$$

$$T_f = T_s + \frac{BHT - T_s}{TVD} \quad Ec. (2.3)$$

Dónde:

ΔG = Gradiente Geotérmico (°F/100Ft)

T_f = Temperatura de la formación (°F)

T_s = Temperatura de superficie (°F)

BHT = Temperatura de fondo del pozo (°F)

TVD = Profundidad total del pozo (ft)

2.3.3 ARCILLOSIDAD

La arcillosidad de una formación se refiere al contenido de mineral arcilloso o lutita presente en el yacimiento, esto quiere decir que la arcillosidad indica que tan limpia se encuentra la arena que se está evaluando. La presencia de este mineral arcilloso dificulta la estimación para el cálculo de reservas y también complica la facilidad de producir los hidrocarburos en el yacimiento, la arcillosidad se representa en porcentaje de arcilla o lutita presente en la formación y genera problemas ya que disminuye la porosidad efectiva y permeabilidad, además altera otra propiedad petrofísica importante como la saturación de fluidos. (Acevedo, 2007)

2.3.3.1 DETERMINACIÓN DEL TIPO DE ARCILLA

Para determinar el tipo de arcilla existen herramientas que son indicadores de arcillosidad como por ejemplo los registros eléctricos de Gamma Ray (GR), Potencial

Espontáneo (SP), también otros métodos como pruebas de núcleos, ripios o crossplot densidad-neutrón, densidad-sónico, M-N. (Acevedo, 2007)

Las partículas que se encuentran en las formaciones por lo general se clasifican de acuerdo al tamaño de su granulometría en: arena, arcilla y limo. Para medir esta granulometría se pueden usar set de tamices de distintos tamaños de celda. En la tabla 2.3 se presenta la clasificación de los suelos de acuerdo al tamaño del grano utilizando el sistema internacional y el sistema americano. (Acevedo, 2007)

Fracción	Sistema Internacional (mm)	Sistema Americano (mm)
Arena muy gruesa	-----	2.00 – 1.00
Arena gruesa	2.00 – 0.20	1.00 – 0.50
Arena media	-----	0.50 – 0.25
Arena fina	0.20 – 0.02	0.25 – 0.10
Arena muy fina	-----	0.10 – 0.05
Limo	0.02 – 0.002	0.05 – 0.002
Arcilla	< 0.002	< 0.002

Tabla 2.3 Tipos de arenas de acuerdo al tamaño del grano
Modificado de: matdeconstruccion.wordpress.com

2.3.3.2 DETERMINACIÓN DEL VOLUMEN DE ARCILLA

Como ya se mencionó anteriormente uno de los métodos para calcular el volumen de arcilla es con el registro de Gamma Ray que indica con la deflexión de la curva las zonas de mayor interés, es decir los intervalos de arenas productoras y arcillas o lutitas. El Volumen de arcilla (V_{sh}) es un valor en fracción adimensional el cual se calcula con la siguiente ecuación: (Acevedo, 2007)

$$V_{sh} = \frac{GR - GR_{clean}}{GR_{sh} - GR_{clean}} \quad Ec. (2.4)$$

Dónde:

V_{sh} = Volumen de arcilla (adimensional).

GR = Valor del Registro de Gamma Ray en la zona de interés.

GR_{clean} = Valor del Registro de Gamma Ray en una zona limpia y libre de arcilla.

GR_{sh} = Valor del Registro de Gamma Ray en una zona que tenga el mayor porcentaje de arcilla.

2.3.4 POROSIDAD

La porosidad se define como la capacidad que posee la roca para contener o almacenar fluidos. La porosidad (ϕ) se expresa en porcentaje como la fracción del volumen poroso sobre el volumen total de la roca mediante la siguiente ecuación: (Sánchez, 2012)

$$\phi = \frac{V_P}{V_T} * 100 \quad Ec. (2.5)$$

Dónde:

ϕ = Porosidad (adimensional)

V_P = Volumen poroso

V_T = Volumen total

2.3.4.1 CÁLCULO DE LA POROSIDAD TOTAL

Dado que el concepto anterior de porosidad representa un valor muy disperso el cual no considera los fluidos presentes en los espacios porales de la formación y tampoco la relación de la densidad de estos fluidos con la de los minerales de las rocas

sedimentarias se presenta una ecuación más precisa para reconocer la porosidad de la arena evaluada utilizando el registro de Densidad. (Sánchez, 2012)

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad Ec. (2.6)$$

Dónde:

ϕ_D = Porosidad medida usando el perfil de densidad

ρ_{ma} = Densidad de la matriz

ρ_b = Densidad leída del registro Densidad a una cierta profundidad.

ρ_f = Densidad del fluido

Luego se calcula la porosidad total o absoluta que representa el espacio poroso respecto al volumen total de la roca pero sin tomar en cuenta que los poros se encuentren interconectados entre sí. Se utiliza la ecuación 2.7 para calcular la porosidad absoluta la cual se muestra a continuación: (Sánchez, 2012)

$$\phi_{Abs} = \frac{\phi_D + \phi_N}{2} \quad Ec. (2.7)$$

Dónde:

ϕ_{Abs} = Porosidad Absoluta o total de la formación

ϕ_D = Porosidad del Density

ϕ_N = Porosidad leída del registro Neutrón

2.3.4.2 POROSIDAD EFECTIVA

La porosidad efectiva es aquella que toma en cuenta el volumen de los poros que se encuentran interconectados entre sí para permitir la circulación del fluido. Se utiliza la ecuación 2.8 para el cálculo de la Porosidad Efectiva: (Sánchez, 2012)

$$\phi_E = \phi_{Abs} (1 - V_{sh}) \quad Ec. (2.8)$$

Dónde:

ϕ_E = Porosidad Efectiva

ϕ_{Abs} = Porosidad Absoluta

V_{sh} = Contenido de arcilla

2.3.4.3 FACTORES QUE AFECTAN LOS PERFILES DE POROSIDAD

Los factores principales que afectan los registros de porosidad son:

Temperatura: Se realiza la lectura de los registros de densidad y neutrón frente a una arena limpia de agua para la corrección por efecto de temperatura. La separación de las dos arenas indicará la corrección a efectuarse, mientras que la diferencia se suma a la porosidad que da el registro de densidad. (Acevedo, 2007)

Efecto de hoyo: Utilizando el registro de densidad, se realizan correcciones cuando el diámetro del agujero es mayor a 10", mientras que para los registros sónico y neutrón cuando el diámetro es mayor a 8 1/2". El registro de densidad posee una corrección por efectos de la geometría del pozo que calibra muy bien la lectura de porosidad. (Acevedo, 2007)

Litología: Definir la litología o los litotipos presentes en el yacimiento es indispensable para obtener la porosidad real de la formación, esto al momento de definir parámetros como la densidad de la matriz que se utiliza en el registro de densidad o del tiempo de tránsito de la matriz en el registro sónico. (Acevedo, 2007)

Arcillosidad: La presencia de minerales arcillosos en el yacimiento provoca una mínima disminución de la densidad, lo que tiende a que aumente el valor de porosidad leída en el registro de densidad. (Acevedo, 2007)

Efecto de Hidrocarburos: Las lecturas que ofrecen los registros de porosidad, por lo general se dan cerca a las paredes del hoyo (zona lavada) compuesta por hidrocarburo residual y filtrado de lodo lo cual afecta mínimamente cuando se tiene porosidades altas mientras este efecto es despreciable si se tiene petróleo liviano o gas. (Acevedo, 2007)

2.3.4.4 POROSIDAD DE LA ARCILLA

La porosidad de la arcilla puede ser determinada mediante los siguientes métodos:

- Utilizando el registro neutrón y midiendo las lecturas de porosidad de lutitas cercanas.
- Mediante análisis de muestras de núcleos.
- Mediante resultado del registro de densidad. (Acevedo, 2007)

2.3.5 FACTOR DE CEMENTACIÓN

Exponente de cementación (m), representa el tipo y grado de cementación de los granos de la roca. El rango en que varían estos valores está de 1.8 a 2.0. Se puede utilizar el método de Pickett para normalizar los valores en las zonas de agua. Construyendo una gráfica Log-Log de la resistividad vs Porosidad se obtiene una recta en la que la pendiente indica el valor del factor de cementación. (Sánchez, 2012)

El factor de cementación (m) es un exponente de la porosidad que se define como una propiedad intrínseca de la roca y se relaciona directamente con el factor de formación. (Sánchez, 2012)

2.3.6 EXPONENTE DE SATURACIÓN

El exponente de saturación (n) se lo toma en cuenta en la ecuación que involucra la saturación de agua con el índice de resistividad, es decir que el valor varía de acuerdo a la humectabilidad de la roca en un rango de 1.80 a 2.20, en rocas preferentemente mojadas por agua el valor a usarse de $n = 2$, mientras para rocas preferentemente mojadas por petróleo $n > 2$. La ecuación 2.9 del índice de resistividad muestra la relación con el exponente de saturación. (Sánchez, 2012)

$$I = \frac{1}{S_w^n} \quad \text{Ec. (2.9)}$$

Dónde:

I = Índice de Resistividad

Sw = Saturación de agua

n = Exponente de saturación

2.3.7 FACTOR DE TORTUOSIDAD

El factor de tortuosidad (a) es una constante que depende del tipo de roca o de litología de la formación. Es determinada de forma empírica para compensar variaciones en compactación, estructura y tamaño de los poros, el rango en que se encuentra la constante está entre 0.6 y 1.0. (Sánchez, 2012)

2.3.8 FACTOR DE FORMACIÓN

El factor de formación F es la relación entre la resistividad de la roca llena de agua (Ro) respecto a la resistividad del agua (Rw), es decir la resistividad de una

formación limpia proporcional a la solución salina la cual se encuentra completamente saturada. (Sánchez, 2012)

$$F = \frac{R_o}{R_w} \quad Ec. (2.10)$$

Dónde:

F = Factor de formación (adimensional)

R_o = Resistividad de la roca saturada 100% por fluido mojante (ohm-m)

R_w = Resistividad del agua de formación (ohm-m)

También se calcula el factor de formación (F) usando la siguiente ecuación de Archie la cual es independiente de R_w y es exclusiva de la geometría de los poros:

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad Ec. (2.11)$$

Dónde:

F = Factor de formación

a = Constante que depende del tipo de roca

m = Factor de cementación

2.3.9 SATURACIÓN DE AGUA

Saturación de agua (S_w) es la fracción o porcentaje de agua de un espacio poral ocupado por agua en la zona no perturbada. Si se toma en cuenta el espacio poroso

total, entonces se dice que es la saturación de agua total, y si se toma en consideración la porosidad efectiva, entonces se la llama saturación de agua efectiva. La ecuación general de saturación se muestra a continuación: (Sánchez, 2012)

$$S_x = \frac{V_x}{V_t} \quad Ec. (2.12)$$

Dónde:

S_x = Saturación de la fase x

V_x = Volumen ocupado por la fase x

V_t = Volumen poroso total de la roca

La sumatoria de todas las saturaciones existentes en los espacios porosos de la formación debe ser igual a 1, las saturaciones que se encuentran en los yacimientos petrolíferos son de agua, petróleo y gas como se muestra en la ecuación 2.13.

$$S_w + S_g + S_o = 1 \quad Ec. (2.13)$$

Dónde:

S_w = Saturación de agua

S_g = Saturación de gas

S_o = Saturación de petróleo

2.3.9.1 CÁLCULO DE SW EN ARENAS LIMPIAS

Para calcular la saturación de agua en formaciones limpias se basa en registros eléctricos en zonas de la formación con porosidad intergranular homogénea y limpia, se utiliza la ecuación de Archie's la cual relaciona las proporciones de las

resistividades del agua respecto a la resistividad verdadera de la formación y el factor de formación los cuales se reflejan así:

$$S_w^n = \frac{R_w * F}{R_t} \quad Ec. (2.14)$$

Dónde:

S_w^n = Saturación de agua en formaciones limpias

R_w = Resistividad del agua de formación

F = Factor de formación

R_t = Resistividad verdadera de la formación

2.3.9.2 CÁLCULO DE SW EN ARENAS ARCILLOSAS

Los métodos para calcular la saturación de agua en arenas arcillosos son muy diversos y de vital importancia para la evaluación petrofísica. Los métodos que se describirán consideran parámetros como la arcilla laminar, dispersa y estructural, la resistividad de la formación, de la arcilla, etc. Cada método se aplica de acuerdo a las condiciones existentes en la formación para que la interpretación petrofísica resulte bien elaborada y confiable. (Acevedo, 2007)

Método de Simandoux

Se utiliza para el cálculo de saturación de agua con presencia de arcilla laminar. La ecuación expresada en términos de resistividades se muestra a continuación:

$$S_w = \left(\frac{a * R_w}{2 * \phi e^2} \right) \left[\left(\left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)^2 + \left(\frac{4 * \phi e^2}{a * R_w * R_t} \right) \right)^{\frac{1}{2}} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right] \quad Ec. (2.15)$$

Dónde:

S_w = Saturación de agua

R_w = Resistividad del agua

a = Constante que depende del tipo de arcilla

ϕ_e = Porosidad efectiva

V_{sh} = Contenido de arcilla

R_{sh} = Resistividad de la arcilla

R_t = Resistividad verdadera de la formación

Método de Waxman Smits

Este método se desarrolló para cálculos en formaciones con presencia de arcilla dispersa. Se obtiene usando la ecuación 2.16:

$$S_w^{-n*} = \left(\frac{R_t}{F \times R_w} \right) \left(1 + \frac{R_w \times B \times Q_v}{S_w} \right) \quad Ec. (2.16)$$

Dónde:

S_w = Saturación de agua

R_t = Resistividad verdadera de la formación

F = Factor de formación

R_w = Resistividad del agua

B = Conductividad específica de los cationes

Q_v = Capacidad de intercambio catiónico por unidad de volumen poroso

n = Exponente de saturación

El término B se lo puede determinar como un índice de la movilidad de los cationes absorbidos sobre la superficie arcillosa, mientras el Q_v se lo halla con la siguiente ecuación:

$$Q_v = \frac{CEC(1 - \phi)\rho_{ma}}{100 * \phi} \quad Ec. 2.17$$

Dónde:

CEC = Capacidad de intercambio catiónico (se obtiene mediante análisis de muestras de núcleos en el laboratorio).

ϕ = Porosidad

ρ_{ma} = Densidad de la matriz

Método de Indonesia (Poupon – Leveaux)

Este método se utiliza para calcular la saturación de agua en arcillas laminares. Se aplica la siguiente ecuación:

$$\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left[\frac{V_{sh}^{(1 - \frac{V_{sh}}{2})}}{\sqrt{R_{sh}}} + \frac{\phi^{\frac{m}{2}}}{\sqrt{aR_w}} \right] S_w^{\frac{n}{2}} \quad Ec. (2.18)$$

Dónde:

R_t = Resistividad verdadera de la formación

V_{sh} = Contenido de arcilla

R_{sh} = Resistividad de la arcilla

ϕ = Porosidad de la formación

m = Factor de cementación

a = Constante que depende del tipo de arcilla

R_w = Resistividad del agua

S_w = Saturación del agua

n = Exponente de saturación

2.3.10 PERMEABILIDAD

La permeabilidad se define como la facultad que posee la roca para permitir la circulación de los fluidos a través de los espacios porales interconectados. La ley de Darcy descubierta mediante experimentos en el año 1856 se define como una ecuación para el flujo lineal: (Sánchez, 2012)

$$K = \frac{\mu Q L}{A \Delta P} \quad Ec. (2.19)$$

Dónde:

K = Permeabilidad de la muestra (Darcy o milidarcys md)

μ = Viscosidad de la muestra a cierta temperatura (centipoise cp)

Q = Tasa de flujo (cm^3/seg)

L = Longitud de los núcleos (cm)

A = Área de sección transversal (cm^2)

ΔP = Diferencial de Presión (atm)

Existen otros métodos empíricos para obtener la permeabilidad, uno de ellos es utilizando la saturación de agua irreductible S_{wirr} en función de la porosidad, esta ecuación es propuesta por Willie y Rose.

$$CK = S_{wirr} * \phi \quad Ec. (2.20)$$

Donde CK es una constante de permeabilidad para un tipo de roca en particular o por tamaño del grano.

Tres de los métodos empíricos más utilizados se detallan a continuación:

Ecuación de Timur:

Timur propone la siguiente ecuación para calcular la permeabilidad:

$$K = 8.58102 \frac{\phi^{4.4}}{S_{wirr}^2} \quad Ec. (2.21)$$

Dónde:

K = Permeabilidad (md)

ϕ = Porosidad

S_{wirr} = Saturación de agua irreductible

Ecuación de Morris – Biggs

Expresa dos ecuaciones para deducir la permeabilidad dependiendo el tipo de yacimiento:

Para yacimientos de petróleo:

$$K = 62.5 \left(\frac{\phi^3}{S_{wc}} \right)^2 \quad Ec. (2.22)$$

Para yacimientos de gas:

$$K = 2.5 \left(\frac{\phi^3}{S_{wc}} \right)^2 \quad Ec. (2.23)$$

Donde S_{wc} representa la saturación de agua connata de la formación.

Ecuación de Tixier

Utiliza relaciones empíricas entre la resistividad, presión capilar y saturación de agua, se determina la permeabilidad a través de los gradientes de resistividad, en la siguiente ecuación se observa la relación de parámetros como la porosidad y saturación de agua irreductible para calcular la permeabilidad:

$$K^{\frac{1}{2}} = 250 \frac{\phi^3}{S_{wirr}} \quad \text{Ec. (2.24)}$$

2.4 DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE “MATLAB”

La plataforma de trabajo MATLAB denominada así de la abreviatura “Matriz Laboratory” es una herramienta de trabajo para computación numérica con vectores y matrices además de facilitar la visualización de datos. Dado a su versatilidad y la capacidad que posee para resolver problemas en matemática aplicada, química, finanzas, economía, física es ampliamente usado por ingenieros que se dedican al control, análisis y diseño. (Manual de Matlab)

Se basa en un software de matrices que permiten analizar sistemas de ecuaciones, también para realizar problemas numéricos complicados sin ser necesario transcribirlo a un programa, además de permitir la visualización gráfica de sus valores. Esta plataforma de trabajo es muy práctica debido a que el entorno que ofrece y sus soluciones prácticas se expresan de igual manera que se haría con un lenguaje de programación tradicional. (Manual de Matlab)

En un ambiente ingenieril MATLAB se ha desarrollado como una herramienta indispensable para los profesionales de esta rama así como para los investigadores o docentes en áreas como álgebra lineal, ingeniería de control, procesos digitales de imágenes, sistemas de ecuaciones, etc.; mientras que en la industria esta herramienta permite la aplicación de modelos matemáticos, prototipos, algoritmos. Por último posee un programa llamado Simulink que permite visualizar los gráficos interactivos que facilitan la interpretación, análisis, crear los modelos y simulaciones de sistemas no lineales. (Manual de Matlab)

Para este trabajo permitirá desarrollar las diferentes ecuaciones para el cálculo de los registros eléctricos que servirán para el análisis petrofísico planteado.

2.4.1 DESARROLLO DE LAS APLICACIONES

Utilizando la MATLAB C Math Library el uso de esta librería ofrece amplias perspectivas con el dominio apropiado de su operatividad. Esta librería se divide en dos categorías:

Librería (Built-in Library): que posee versiones de funciones de MATLAB en lenguaje C del tipo lógico, numérico y utilidades.

Librería de toolboxes (Toolbox library): Posee versiones con recopilaciones de la mayor parte de ficheros M de MATLAB usados para cálculos numéricos, análisis de información y funciones de acceso a ficheros y matrices. (Manual de Matlab)

2.4.2 VELOCIDAD Y PRECISIÓN

La MATLAB C Math Library utiliza algoritmos desarrollados por grupos de renombrados expertos en lenguaje de programación de algoritmos usando funciones matemáticas (álgebra lineal y cálculo numérico). Se obtienen las funciones de álgebra

lineal de las librerías más reconocidas como LINPACK Y EISPACK. La MATLAB C Math Library cuenta con más de 300 funciones numéricas, lógicas y de utilidad; este conjunto de funciones permite la operación de datos vectoriales, escalares o matriciales con la misma facilidad sintáctica. (Manual de Matlab)

CAPÍTULO 3

3 DESARROLLO DEL PROGRAMA

Para ejecutar el desarrollo de la programación en MATLAB hay que especificar que se pudo contar con datos de tres pozos localizados en la Cuenca Oriente Ecuatoriana. De dichos pozos se obtuvieron los registros eléctricos primarios necesarios para el cálculo de las propiedades petrofísicas y sus topes y bases formacionales que definen el rango de interpretación.

3.1 LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN

Como ya se habló en el capítulo uno, los pozos pertenecen a campos localizados en la Amazonía Ecuatoriana, en las provincias de Sucumbíos y Orellana de donde se obtuvieron los siguientes datos de registros eléctricos mostrados en la tabla 3.1 donde por nomenclatura se tienen los registros Gamma Ray (GR), Potencial Espontáneo (SP), Registro de Densidad (RHOB), Registro Neutrón (NPHI), Registro Sónico (DT), Resistividad Profunda (RESD), Resistividad Media (RESM), Resistividad Corta (RESS) y Litología (LITH).

Pozos	Registros Eléctricos									
	GR	SP	RHOB	NPHI	DT	RESD	RESM	RESS	MINV	LITH
Pozo 008	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Pozo 010	X	X	X	X		X	X	X		X
Pozo 014	X	X	X	X	X	X	X	X		X

Tabla 3.1 Datos de Registros Eléctricos

Elaborado por: Jim Bazán Tumbaco

De la misma manera se detallan los datos de los topes y bases de las formaciones en la cual se tienen 4 formaciones de interés que son la Arena U Superior que va desde el tope de U Superior hasta el tope de U Inferior, la arena U Inferior que se muestra

desde el tope de U Inferior hasta la base de U Inferior, la arena T Superior que se obtiene desde el tope de T Superior hasta el tope de T Inferior y por último la arena T Inferior que se lee desde el tope de T Inferior hasta la base de T Inferior, los valores obtenidos se presentan en la siguiente tabla:

POZO	TOPE FORMACIONAL	PROFUNDIDAD MEDIDA
POZO-008	Tope U Superior	9615
POZO-008	Tope U Inferior	9693
POZO-008	Base U Inferior	9739
POZO-008	Tope T Superior	9860
POZO-008	Tope T Inferior	9932
POZO-008	Base T Inferior	9993
POZO-010	Tope U Superior	10044
POZO-010	Tope U Inferior	10120
POZO-010	Base U Inferior	10204
POZO-010	Tope T Superior	10313
POZO-010	Tope T Inferior	10385
POZO-010	Base T Inferior	10448
POZO-014	Tope U Superior	9878
POZO-014	Tope U Inferior	9950
POZO-014	Base U Inferior	10028
POZO-014	Tope T Superior	10130
POZO-014	Tope T Inferior	10208
POZO-014	Base T Inferior	10289

Tabla 3.2 Datos de topes formacionales de pozos

Fuente: Elaboración propia

Por último se codificaron las facies obtenidas de estos pozos, con la finalidad de facilitar la interpretación de los registros petrofísicos, ya que estas afectan directamente ciertos cálculos, por ejemplo en el cálculo de la porosidad con el

registro de densidad, puesto que está en dependencia de la densidad de la matriz y los valores variarán según cada código de facie. En la siguiente tabla se muestran los códigos utilizados en estos pozos:

Facie litológica	Código Asignado
Arenisca fina	1
Arena de grano medio	2
Arenisca glauconita	3
Arena de grano grueso	4
Caliza	5
Lutita	6

Tabla 3.3 Designación de códigos de facies

Fuente: Elaboración propia

3.2 PROGRAMACIÓN EN MATLAB

El desarrollo de la programación en MATLAB comienza con la elaboración de una interfaz donde se van a ingresar los datos de entrada que se tienen, es decir los registros eléctricos y como estos tienen que ser graficados se escoge una interfaz gráfica, tal como se muestra en las figuras a continuación:

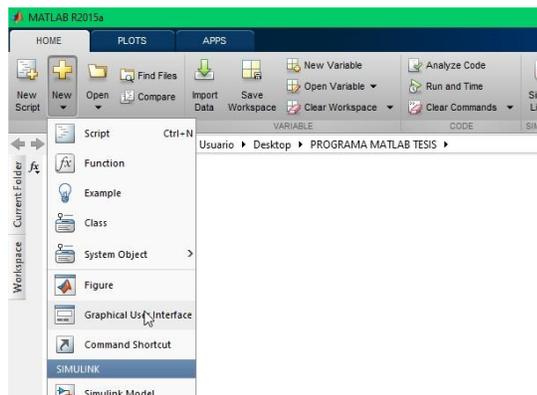


Figura 3.1 Crear una interfaz en MATLAB

Fuente: Elaboración propia **Software:** MATLAB

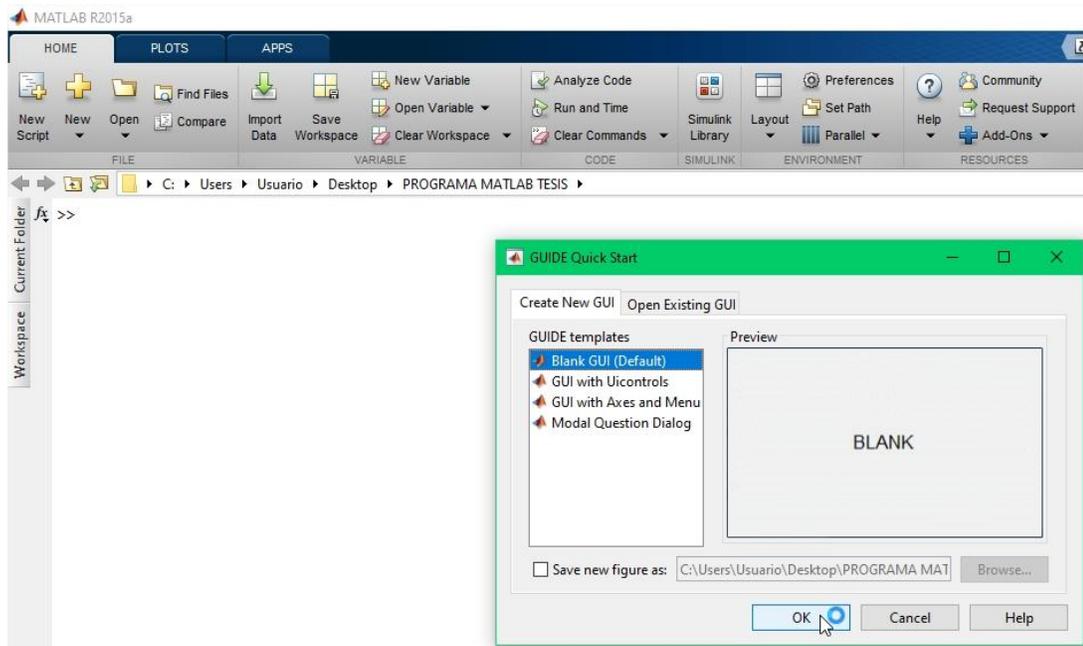


Figura 3.2 Configuración de la interfaz
Fuente: Elaboración propia **Software:** MATLAB

Una vez que se tiene la interfaz para subir la data, se crean botones según el tipo de operaciones que se vaya a realizar; en la figura 3.3 se observan los botones que se han creado: se visualiza un cuadro que dice “Intervalo de Investigación”, en el cual se establece los límites o rangos de operación, en este caso los topes formacionales de cada pozo.

También se crea otro botón llamado “Cargar Data” el cual sirve para colocar los datos de los registros eléctricos originales que servirán para la interpretación; cabe recalcar que se linkea o adjunta con el archivo original el cual debe estar en formato .prn o xlsx.

Por último se tiene un botón llamado “Ir a Calculadora” que va a ser la herramienta principal la cual genera los registros de las propiedades petrofísicas propuestas en este trabajo.

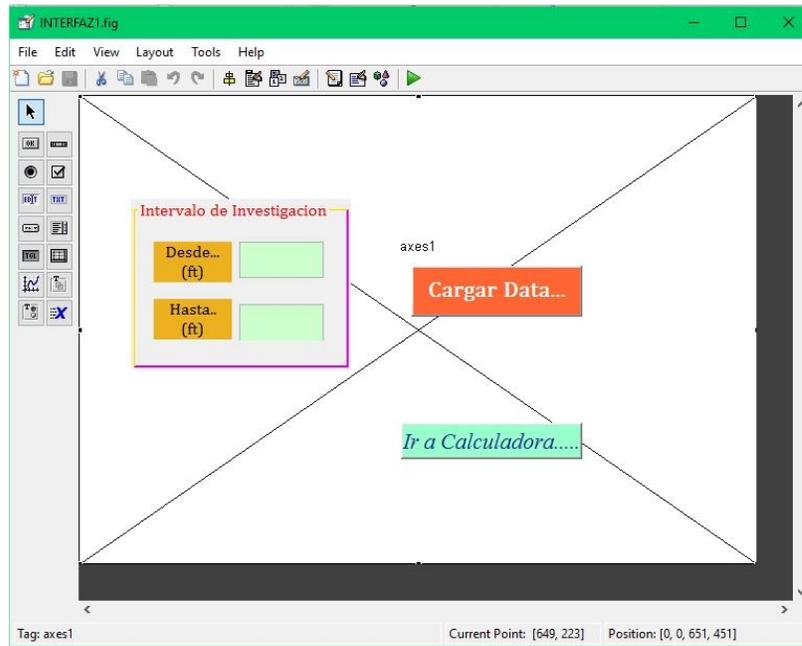


Figura 3.3 Creación de la Interfaz para subir la data

Fuente: Elaboración propia **Software:** MATLAB

En la figura 3.4 se muestra el algoritmo utilizado en MATLAB para subir la Data de la interfaz gráfica.

```
function pushbutton1_Callback(hObject, eventdata, handles)
    Tope=str2double(get(handles.edit1,'string'));Base=str2double(get(handles.edit2,'string')); %SELECCIONAR INTERVALO DE INVESTIGACION
    wlog=read_las_file; %LEE LOS FILES EXISTENTES
    plot(wlog,{'depths',Tope,Base},{'curves','rhob','nphi','gr','sp','dt','resd','resm','ress','minv','lith'});
```

Figura 3.4 Algoritmo para subir la Data

Fuente: Elaboración propia **Software:** MATLAB

Para poder ejecutar la interfaz gráfica, se da click en la opción “Run” de la barra de Editor en MATLAB (Figura 3.5), quedando el diseño listo para la ejecución, como se muestra en la figura 3.6.



Figura 3.5 Opción para correr la Interfaz
Fuente: Elaboración propia **Software:** MATLAB



Figura 3.6 Presentación de la Interfaz para la carga de datos
Fuente: Elaboración propia **Software:** MATLAB

Para cargar los datos se va a escoger el Pozo 008 en el intervalo de 9800 a 9900 ft, asumiendo que ese sea el rango que se va a interpretar; el diseño y la ejecución de los parámetros de entrada se visualizan en las figuras que se muestran a continuación:



Figura 3.7 Asignación de parámetros de entrada
Fuente: Elaboración propia **Software:** MATLAB

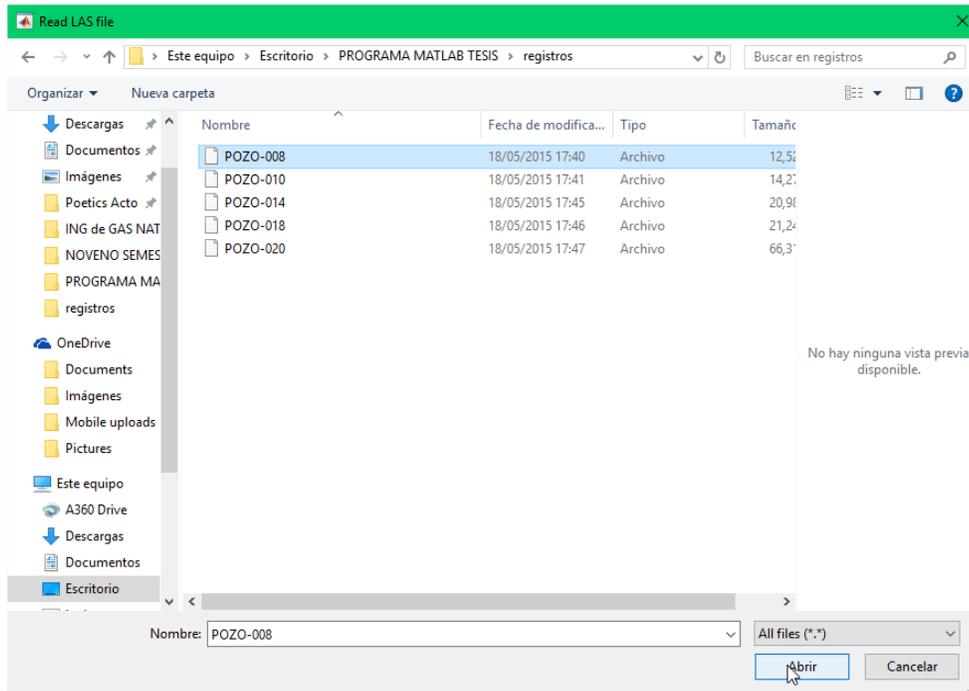


Figura 3.8 Opción para escoger los pozos
Fuente: Elaboración propia **Software:** MATLAB

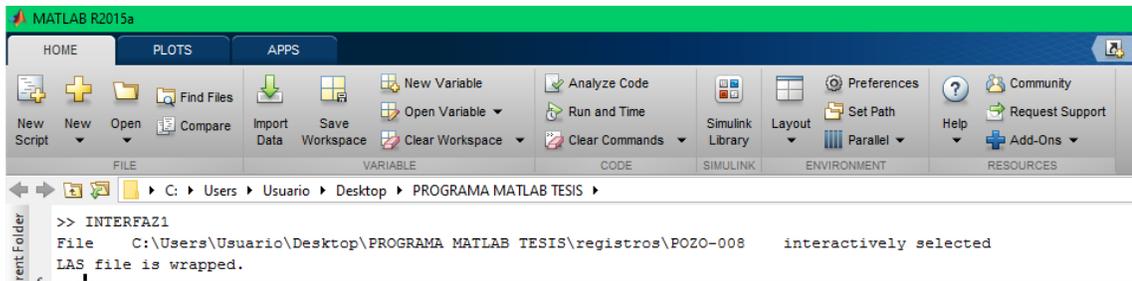


Figura 3.9 Algoritmo para escoger la ubicación del archivo

Fuente: Elaboración propia **Software:** MATLAB

En la figura 3.10 se muestra como se presenta el set de registros en la pequeña región escogida; cabe resaltar que en cada columna de registro se observa que se designó una escala según el tipo de perfil eléctrico y a los extremos se muestra la profundidad a la que se están evaluando dichos datos.

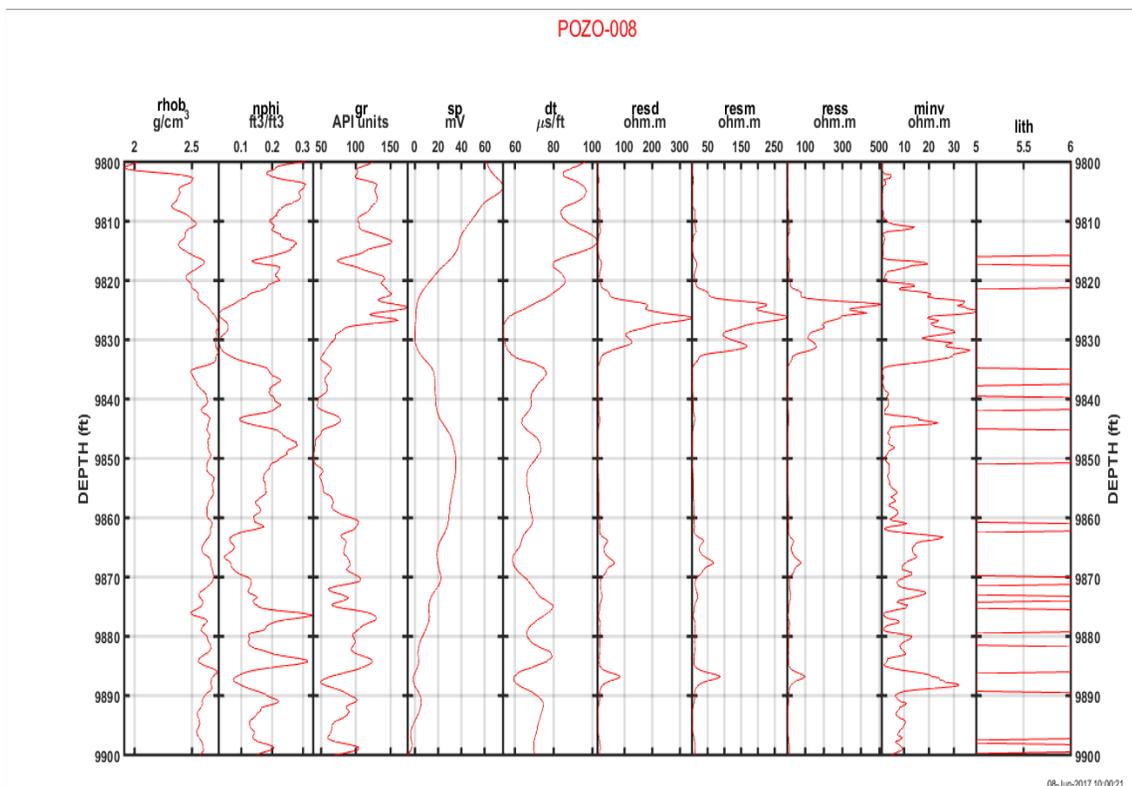


Figura 3.10 Visualización del Set de Registros del Pozo 008

Fuente: Elaboración propia **Software:** MATLAB

Los datos que se cargaron corresponden a la primera fase del programa o Interfaz # 1 que consistía en cargar los datos de entrada. El Pushbutton “Ir a la Calculadora” ejecuta el Interfaz # 2, el cual va servir para la segunda parte del programa que consiste en la elaboración de los registros de propiedades petrofísicas del yacimiento, usando una calculadora de dichas propiedades.



Figura 3.11 Opción para ir a la Interfaz 2
Fuente: Elaboración propia **Software:** MATLAB

En el modelo que se creó (figura 3.12) se observa que se crearon algunos botones, los cuales se explican de la siguiente manera:

Primero existe un cuadro que indica “Pozos” donde se puede escoger el pozo a evaluar, se escoge uno a la vez y aparecerán todos los pozos que se han cargado al proyecto.

Otro cuadro indica “Escala” en donde se escoge el rango de los topes formacionales del pozo escogido para evaluar todos los intervalos productores o solamente los que el usuario requiera.

Y finalmente el tercer cuadro “Calculadora Petrofísica” contiene las ecuaciones de las propiedades petrofísicas que el usuario desea calcular, en la calculadora se muestra Porosidad del Registro Neutrón (ϕ_N), Porosidad del Density (ϕ_D), Porosidad Absoluta (ϕ_{abs}), Porosidad Efectiva (ϕ_{ef}), Contenido de Arcilla (Vsh), Saturación de Agua (Sw), Saturación de Petróleo (So), y Permeabilidad (Kh). Las ecuaciones que se utilizaron se detallan en el Capítulo 2.

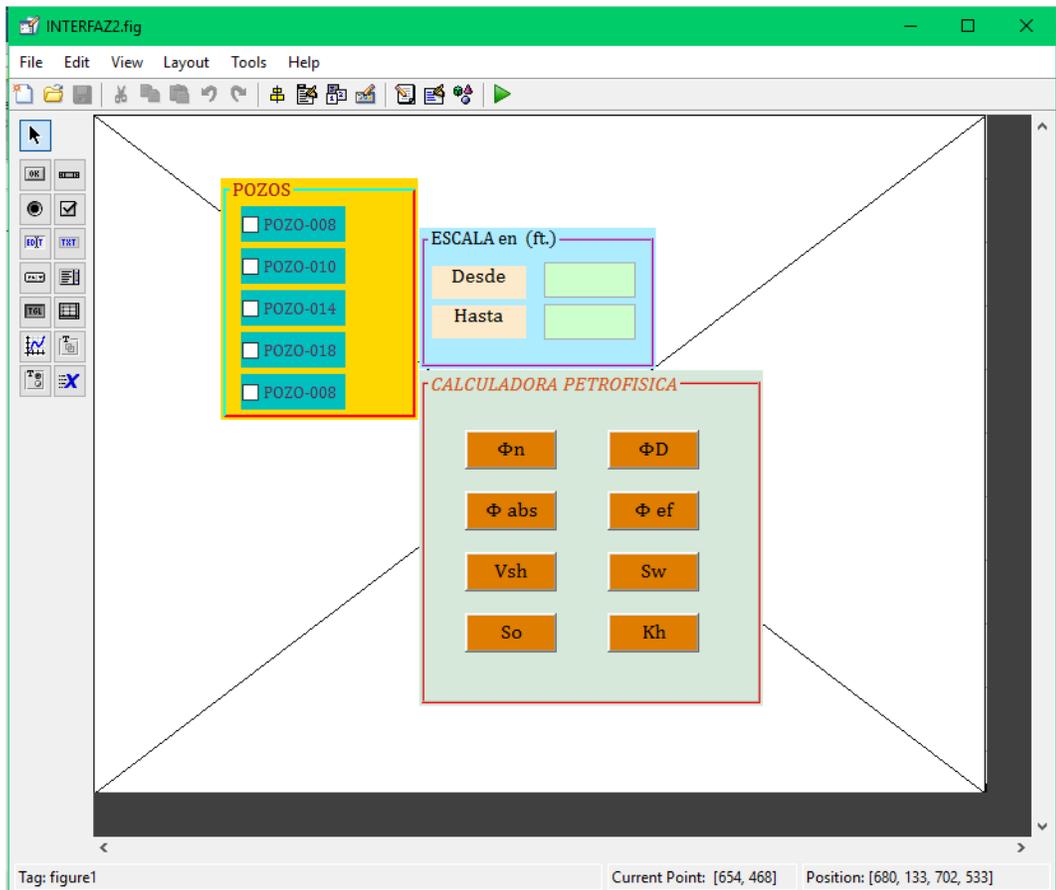


Figura 3.12 Creación de interfaz #2 para cálculo de propiedades petrofísicas

Fuente: Elaboración propia **Software:** MATLAB

Al ejecutar la interfaz # 2, el diseño queda de la siguiente manera:

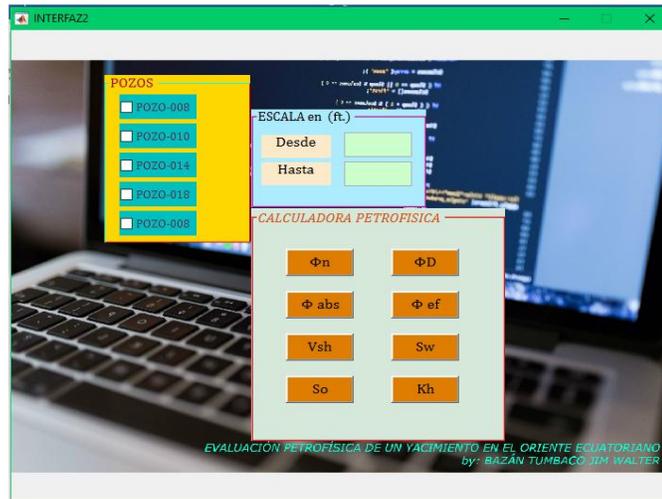


Figura 3.13 Presentación de la Interfaz # 2
Fuente: Elaboración propia **Software:** MATLAB

En las siguientes gráficas que se van a mostrar a continuación se muestra la ejecución de cada botón de la calculadora de parámetros petrofísicos con su respectiva gráfica utilizando de ejemplo el Pozo 008 en el intervalo de 9800 a 9900 ft y mostrando el algoritmo creado en MATLAB para llevarlo a cabo.

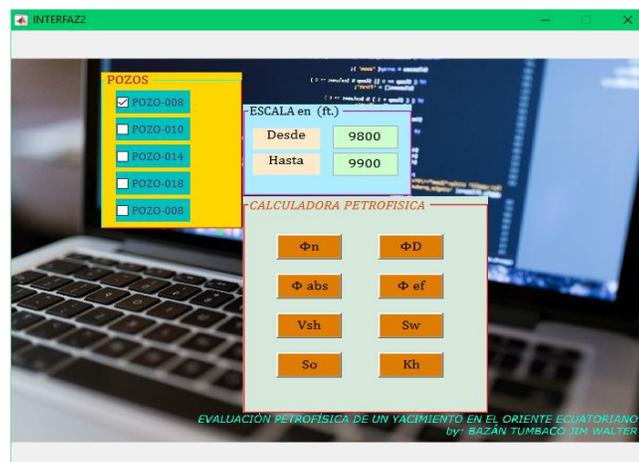


Figura 3.14 Escogimiento de parámetros para la Calculadora Petrofísica
Fuente: Elaboración propia **Software:** MATLAB

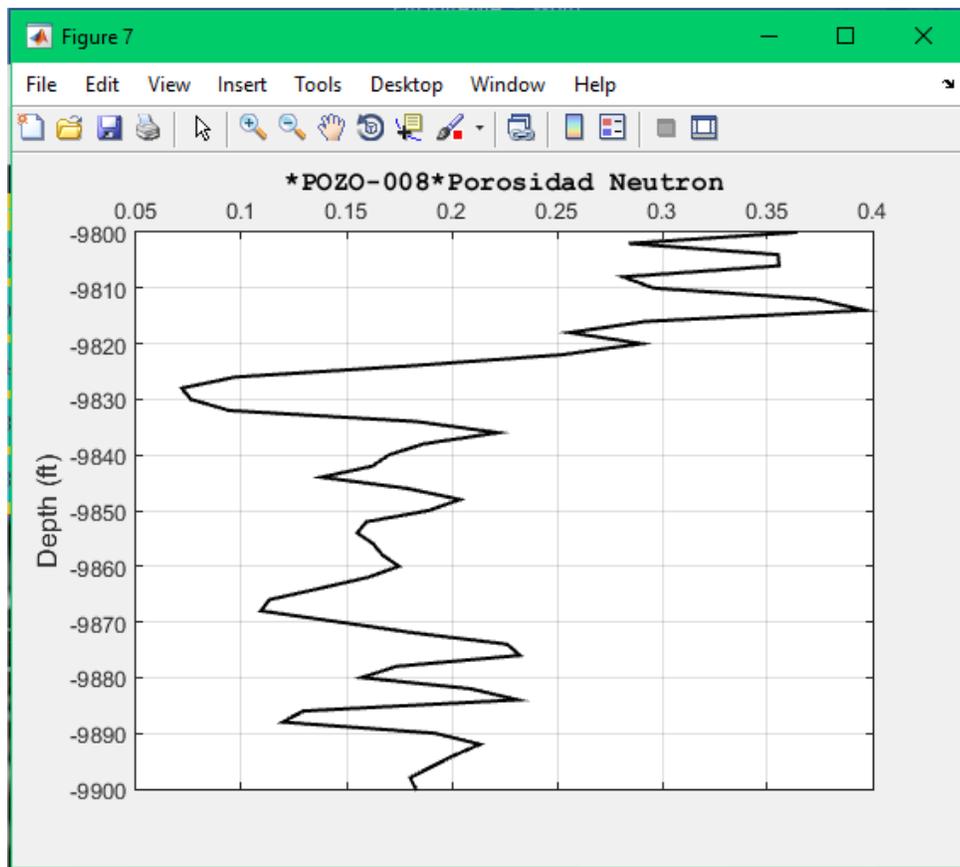


Figura 3.16 Gráfica del Registro de Porosidad del Neutrón
Fuente: Elaboración propia **Software:** MATLAB

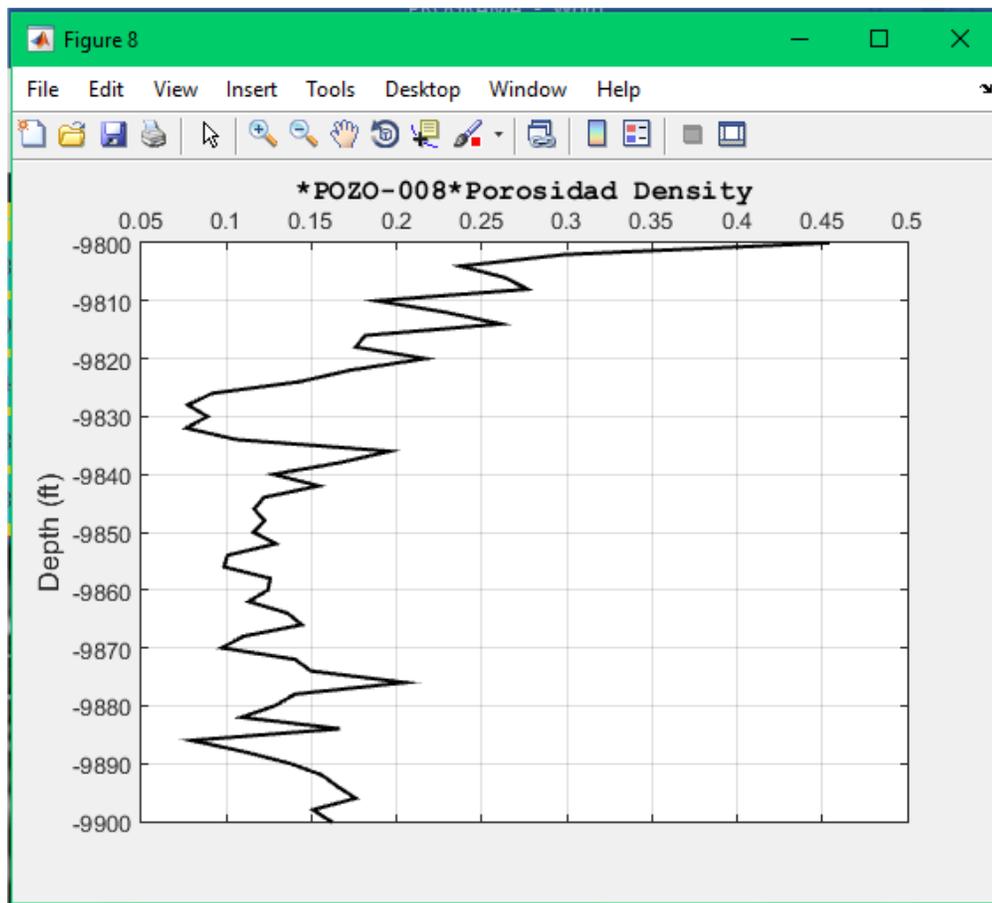


Figura 3.18 Gráfica del Registro de Porosidad del Density
Fuente: Elaboración propia **Software:** MATLAB

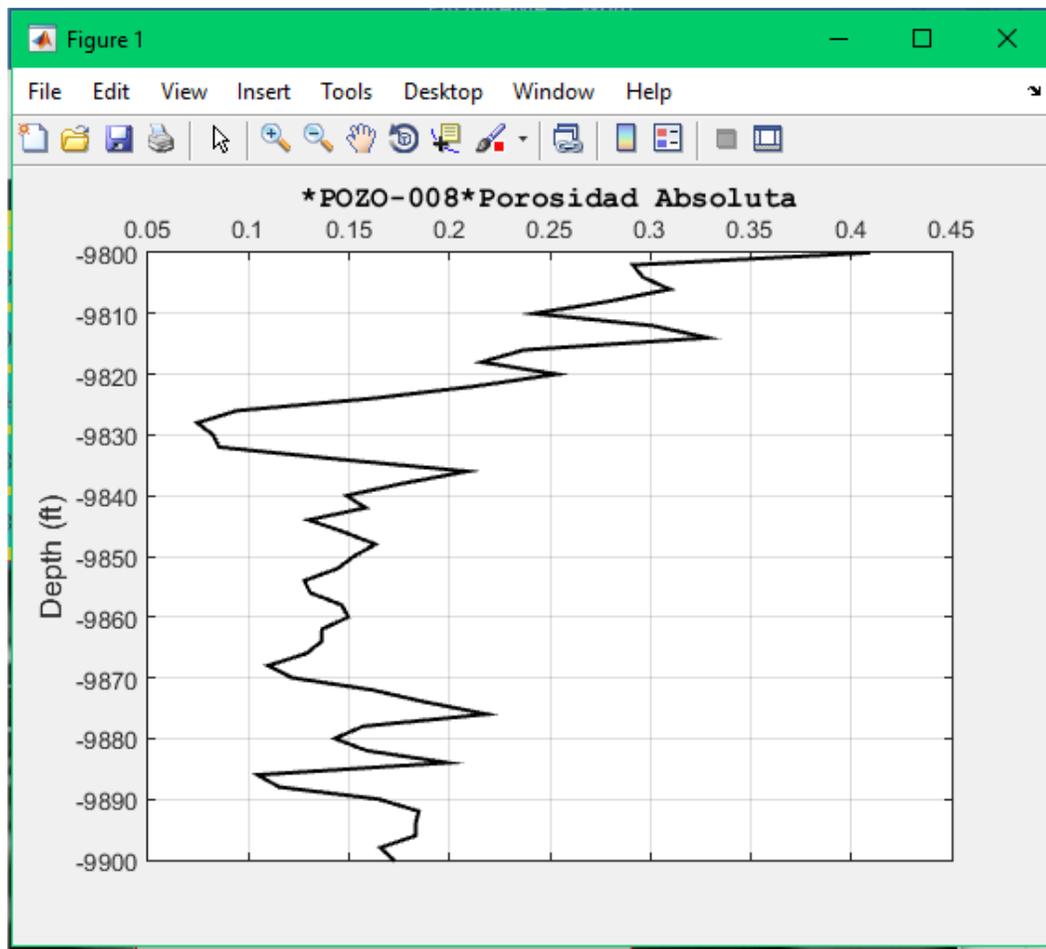


Figura 3.20 Gráfica del Registro de Porosidad Absoluta
Fuente: Elaboración propia **Software:** MATLAB

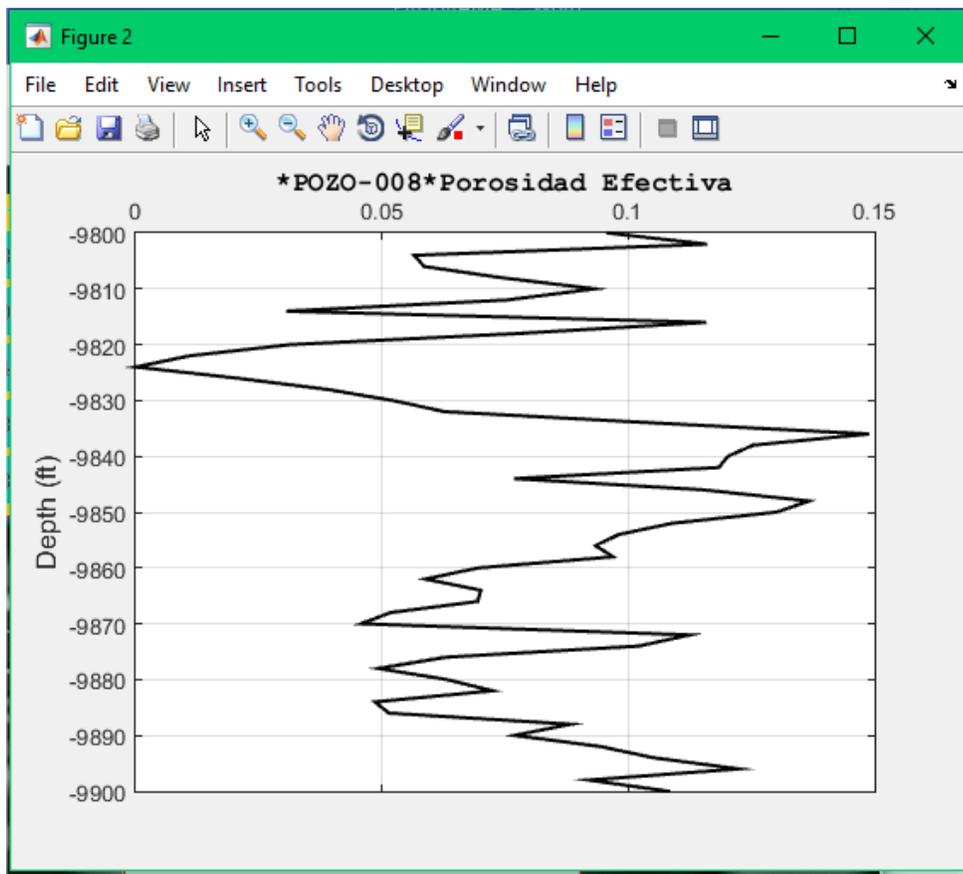


Figura 3.22 *Gráfica del Registro de Porosidad Efectiva*
Fuente: Elaboración propia **Software:** MATLAB

```

function pushbutton3_Callback(hObject, eventdata, handles) % CALCULO DE VOLUMEN DE ARCILLA VSH
A1=get(handles.checkbox1,'value');A2=get(handles.checkbox2,'value');A3=get(handles.checkbox3,'value');A4=get(handles.checkbox4,'value');
A5=get(handles.checkbox5,'value');
clear Depth1 Vsh;
if A1==1; %POZO-008

    edit1=str2double(get(handles.edit1,'string'));edit2=str2double(get(handles.edit2,'string'));
    %DATOS DE EXCEL
    Depth=[9610 9612 9614 9616 9618     9620     9622     9624     9626     9628     9630     9632     9634     9636     9638     9640     9642     9644     9646     9648
    GR=[82.89810181 52.44869995 83.68370056 52.88570023 100.1715012 91.186203   84.00530243 40.0705986   31.89299965 52.93970108 74.33509827 39.28250122 94.68

    [s1 p1]=ismember(edit1,Depth);
    [s2 p2]=ismember(edit2,Depth);
    GRmax=max(GR); %gamma ray maximo
    GRmin=min(GR); %gamma ray minimo

    Vsh=[];Depth1=[];
    for i=p1:p2;
    Vshale=(GR(i)-GRmin)/(GRmax-GRmin); %ECUACION PARA CALCULO DE VOLUMEN DE ARCILLA
    Vsh=[Vsh,Vshale];
    Depth1=[Depth1,Depth(i)];
    end;
    Depth1=-1*Depth1;
    figure(3);
    hold(axes('Parent',figure(3),'XAxisLocation','top'));%EJE X EN LA PARTE SUPERIOR
    plot(Vsh,Depth1,'k-','LineWidth',1.5);
    ylabel('Depth (ft)','FontSize',12);title('\bf*POZO-008*Volumen de arcilla x100','FontName','Courier','FontSize',12);
    box on
    grid on
    hold off;
end

```

Figura 3.23 Algoritmo creado para el Cálculo del Volumen de Arcilla
Fuente: Elaboración propia **Software:** MATLAB

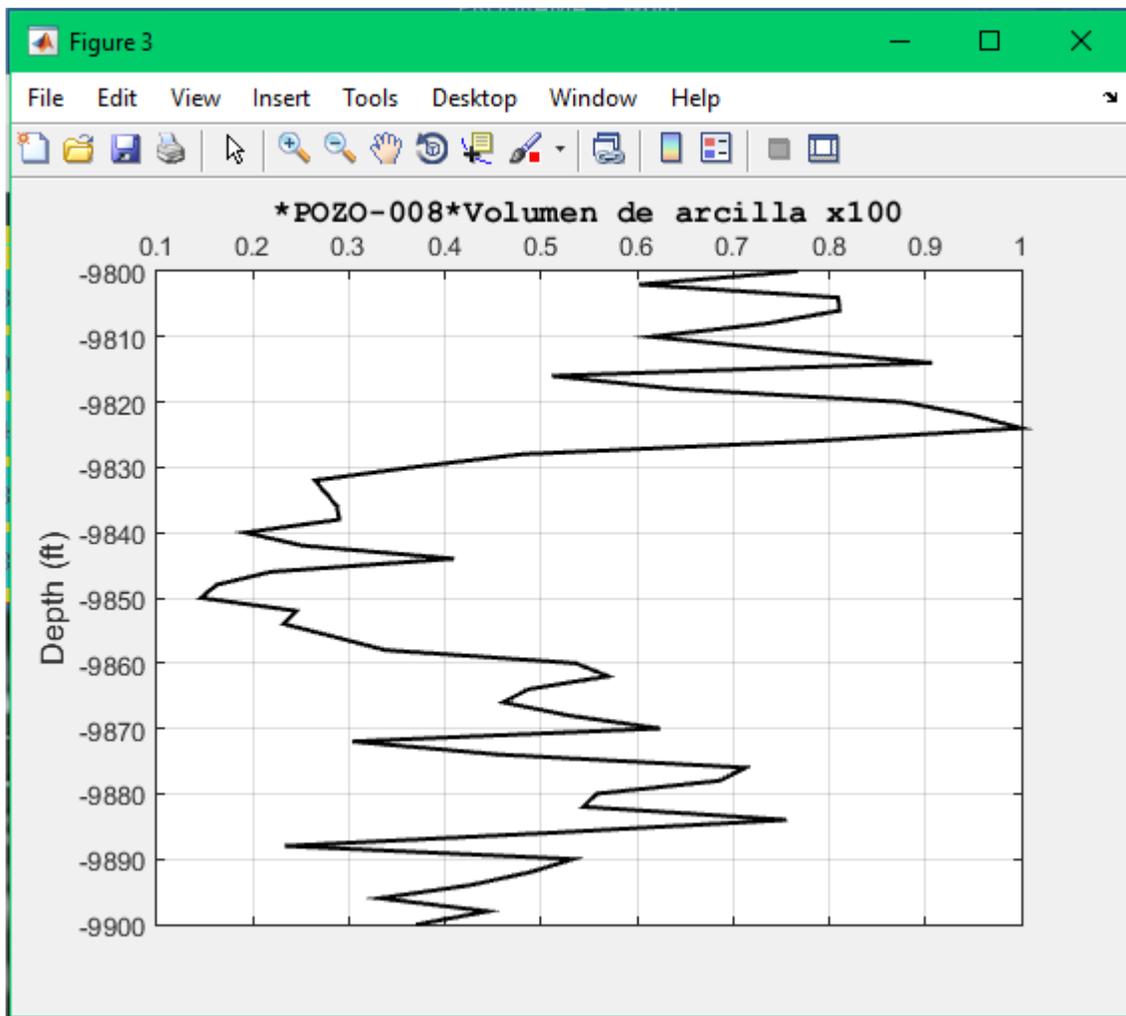


Figura 3.24 Gráfica del Registro de Volumen de Arcilla
Fuente: Elaboración propia **Software:** MATLAB


```

Rmfe=Rmf*(Ts+7)/(T2+7); %CALCULO DE RMF
on=(Dt(i)-tma(Lito(i)))/(tf-tma(Lito(i)));
od=(pma(Lito(i))-Pb(i))/(pma(Lito(i))-pf);
o_abs=(on+od)/2; %POROSIDAD ABSOLUTA
ex=SP(i)/(61+0.133*T2); % SP (POTENCIAL ESPONTANEO)
Rw=Rmfe*10^(ex); %Rw DEL AGUA
a=(Vshale^(1-Vshale/2))/sqrt(Rsh(i)); %Rsh (RESISTIVIDAD DE ARCILLA)
b=(o_abs^(m/2))/sqrt(at*Rw);
Sw1=(sqrt(Rt(i))*(a+b))^-1; %ECUACION PARA CALCULO DE Sw (EC.DE INDONESIA)
Sw=[Sw,Sw1];
end;
n=length(Sw);
Sw1=[];
for i=1:n;%EN EL CASO DE QUE SW SEA >1.0
    if Sw(i)>=1;
        Sw_1=1;
    elseif Sw(i)<1;
        Sw_1=Sw(i);
    end;
    Sw1=[Sw1,Sw_1];
end

Depth1=-1*Depth1;
figure(4);
hold(axes('Parent',figure(4),'XAxisLocation','top'));%EJE X EN LA PARTE SUPERIOR
plot(Sw1,Depth1,'k-','LineWidth',1.5);
ylabel('Depth (ft)','FontSize',12);title('\bf*POZO-008*Saturacion de Agua x100','FontName','Courier','FontSize',12);
box on
grid on
hold off;
end

```

Figura 3.26 Algoritmo creado para el Cálculo de Saturación de Agua (2)
Fuente: Elaboración propia **Software:** MATLAB

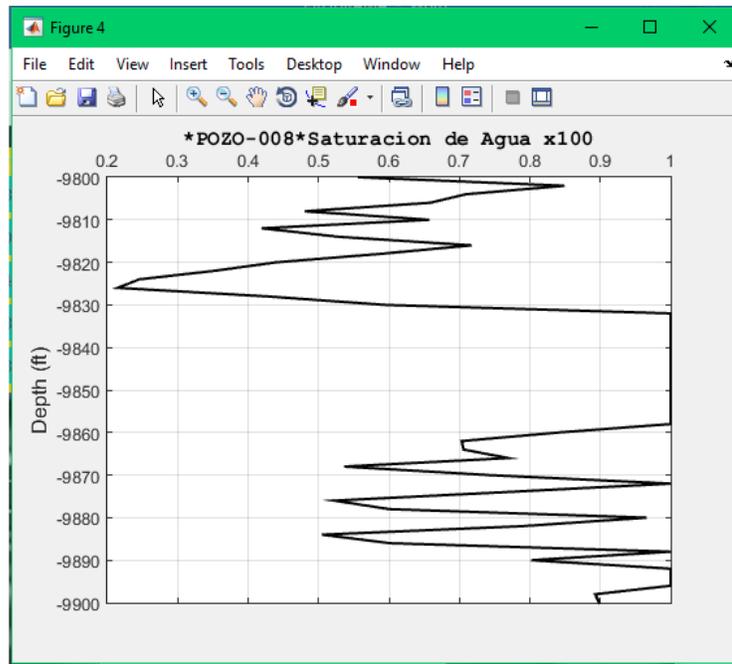


Figura 3.27 Gráfica del Registro de Saturación de Agua
Fuente: Elaboración propia **Software:** MATLAB

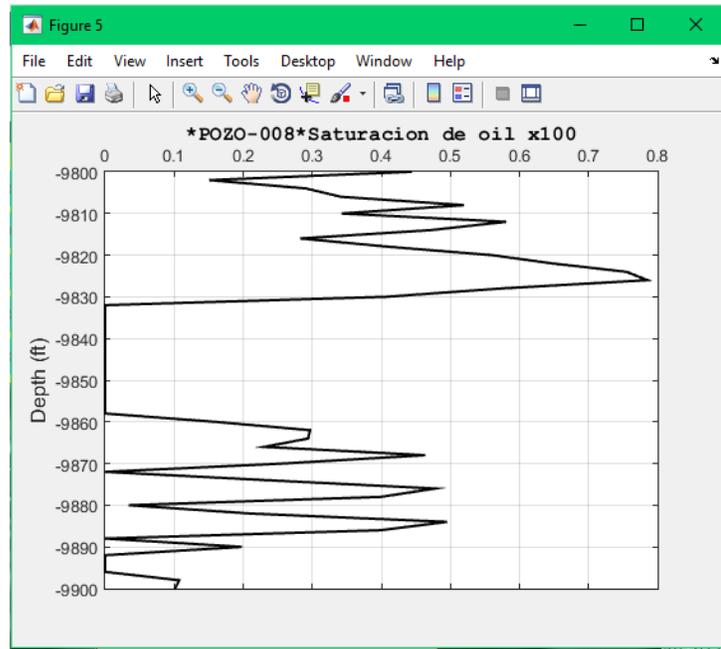


Figura 3.28 Gráfica del Registro de Saturación de Petróleo
Fuente: Elaboración propia **Software:** MATLAB

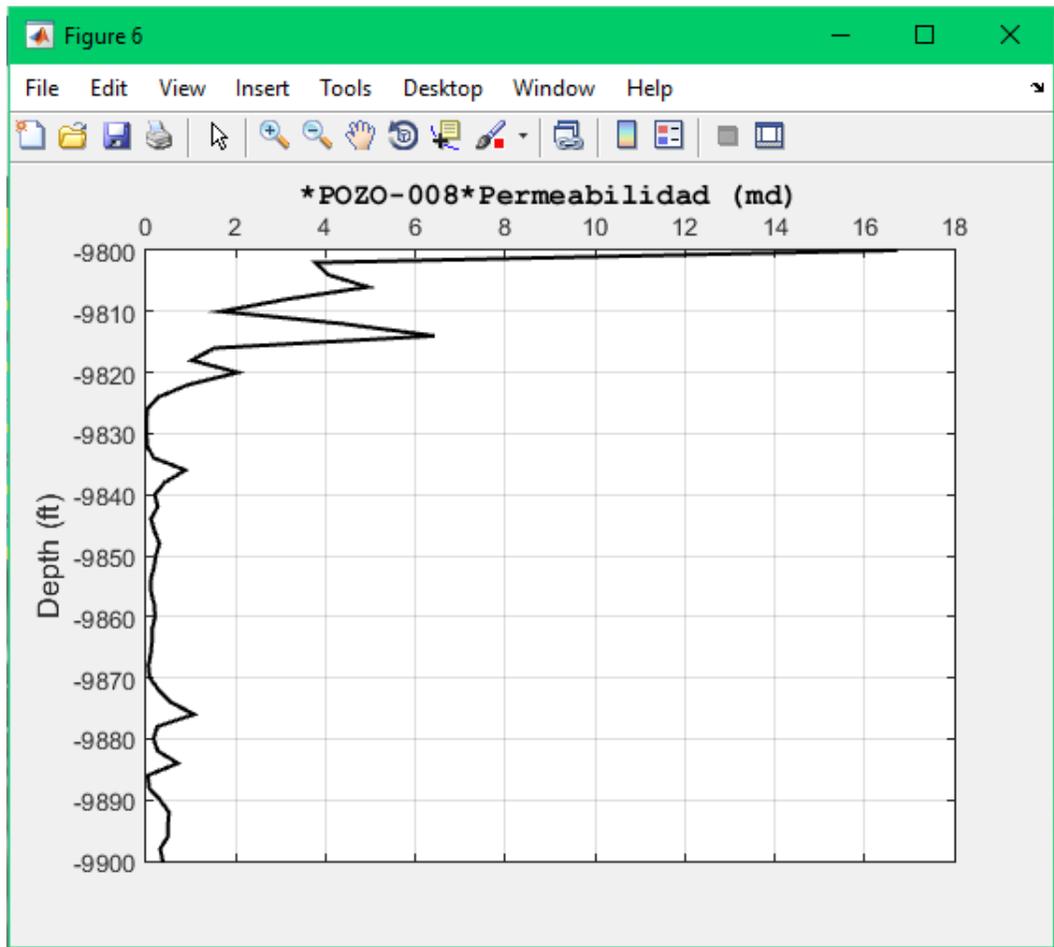


Figura 3.30 Gráfica del Registro de Permeabilidad
Fuente: Elaboración propia **Software:** MATLAB

CAPÍTULO 4

4 ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se realiza una interpretación realizada con los resultados obtenidos de cada pozo propuesto, cabe recalcar que se siguieron los mismos procedimientos para obtener los resultados en cada uno de los pozos.

Los registros primarios constituyen la base del cálculo partiendo de la asignación de los topes formacionales, al final se obtienen los registros petrofísicos del Volumen de Arcilla (Vsh) construido con la ecuación que incluye el índice de Gamma Ray, la Porosidad Efectiva (PHIE) utilizando la porosidad absoluta con la corrección que muestra el volumen de arcilla, la Permeabilidad (Kh) usando la ecuación de Timur y la Saturación de Agua (Sw) usando la Ecuación de Indonesia.

Cada pozo es evaluado según los topes formacionales correspondientes, los mismos que se describieron en el capítulo anterior, esto con la finalidad de definir los datos solo en las secciones de interés donde se encuentran las capas productoras.

4.1 INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA EN EL POZO 008

(9600-10000 ft)

En la figura 4.1 se visualiza el set de registros primarios o datos de entrada para el Pozo 008 con sus topes formacionales correspondientes; mientras que en la gráfica 4.2 se presenta los registros petrofísicos obtenidos en el siguiente orden desde la primera columna contando desde la izquierda a la derecha: Porosidad efectiva, Contenido de Arcilla, Saturación de Agua y Permeabilidad.

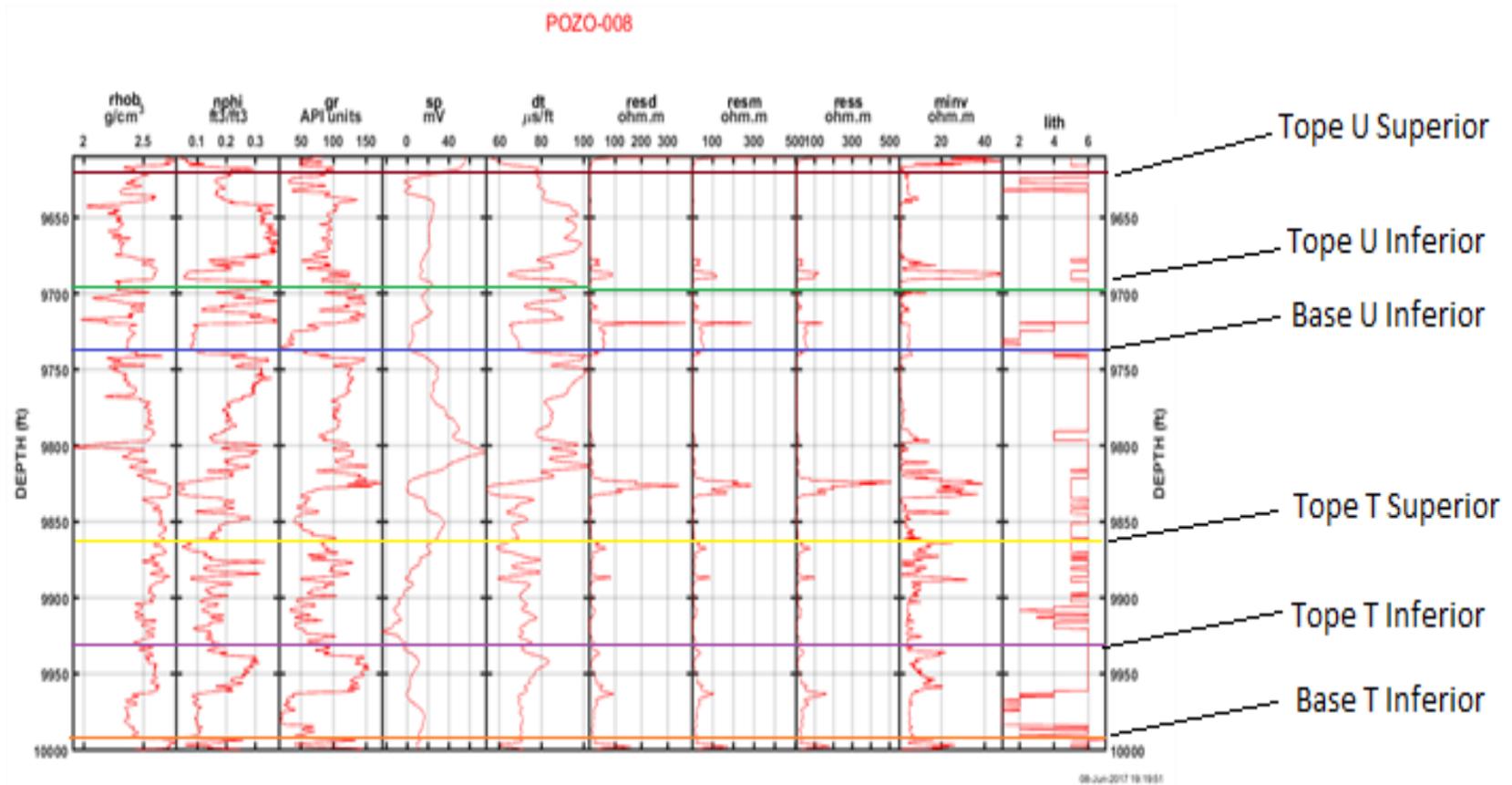


Figura 4.1 Set de Registros Primarios del Pozo 008
Fuente: Elaboración propia **Software:** MATLAB

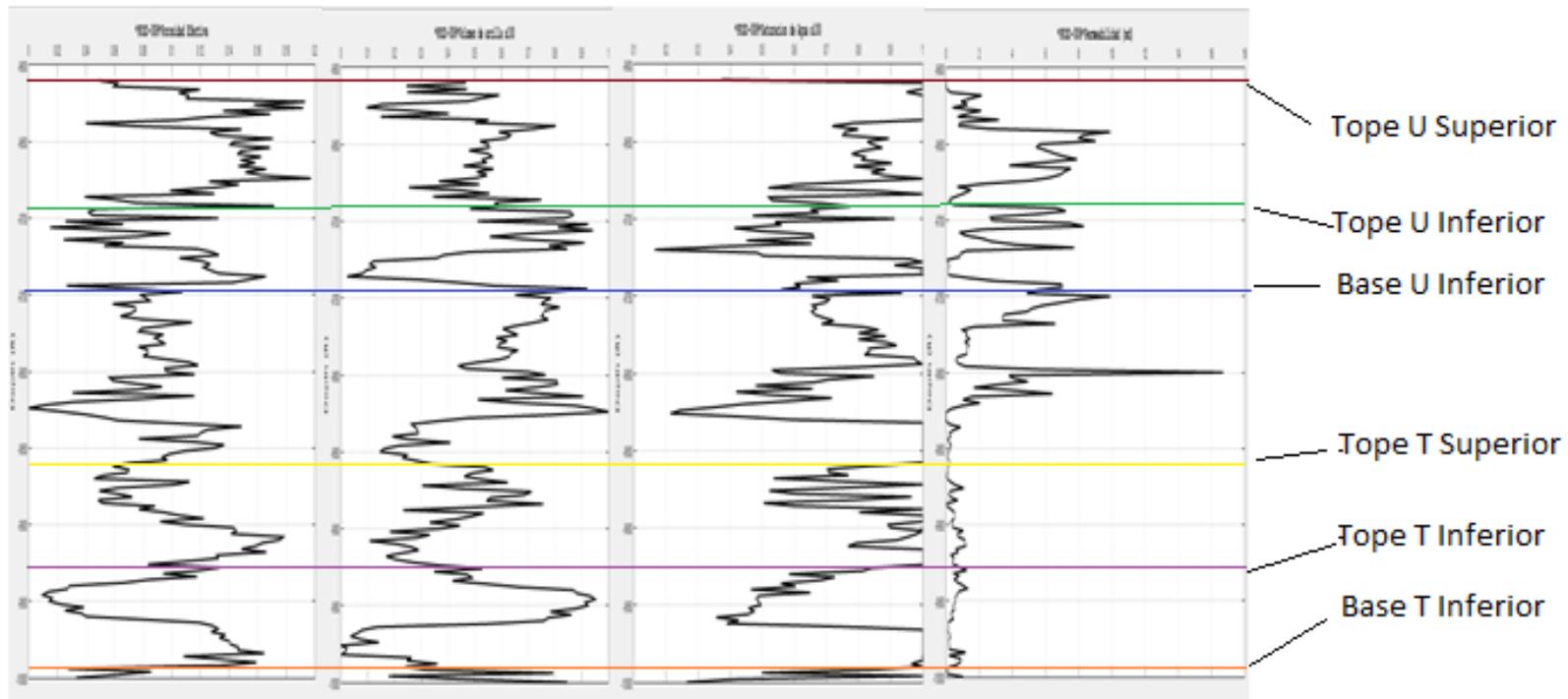


Figura 4.2 Registros de Propiedades Petrofísicas del Pozo 008
Fuente: Elaboración propia **Software:** MATLAB

De los resultados obtenidos se tiene para cada formación:

Arena U Superior (9615-9693 ft):

En la arena U Superior del Pozo 008 se observa en un intervalo de 9615 a 9630 ft una posible zona de interés, puesto que el registro Gamma Ray tiene un valor promedio de 30, también se observa que el registro de litología muestra zonas con arena de medio grano y arenisca fina, una porosidad promedio de 0,15, contenido de arcilla de 0,20, sin embargo existe una saturación de agua de 0,95 y permeabilidad muy baja casi 0; por lo tanto no es recomendable cañonear en esta sección.

Arena U Inferior (9693-9739 ft):

En este intervalo, se presenta una buena zona de interés que posee un espesor neto de 15 pies en el rango de 9724 a 9739 ft en el cual se muestra buen porcentaje de arena fina a arena media; el valor del registro Gamma Ray es 25 y los registros de resistividad tienen un pronunciamiento en este rango; así mismo se registra una porosidad de 0,13, contenido de arcilla de 0,13, saturación de agua de 0,45; sin embargo la permeabilidad es muy baja en esa zona.

Arena T Superior (9860-9932 ft):

La arena T Superior muestra un posible intervalo productor que va de 9907 a 9928 ft con valores bajos de Gamma Ray, sin embargo el perfil de litología presenta porcentajes de arena de medio grano, arena glauconita y arena de grano grueso, además el registro de porosidad muestra un promedio de 0,16, un promedio de volumen de arcilla de 0,20, y saturación de agua promedio de 0,90, el valor de la permeabilidad en este rango es despreciable.

Arena T Inferior (9932-9993 ft):

En la arena T Inferior se visualiza una buena zona en el intervalo de 9960 a 9993 ft, se indica gran proporción de arena fina y de arena media; el valor del Gamma Ray es bajo en esta zona y las curvas de resistividad muestran una deflexión; la porosidad

efectiva es 0,14 en promedio, el volumen de arcilla es de 0,10 y la saturación de agua es de 0,91; la permeabilidad es muy baja en este sector.

4.2 INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA EN EL POZO 010

(10000-10500 ft)

Para el análisis del Pozo 010 se utilizó la figura 4.3 y 4.4 donde se obtuvo lo siguiente:

Arena U Superior (10044-10120 ft):

En el intervalo de 10044 a 10055 ft se muestra una pequeña posible zona productora, aunque no es muy recomendable debido a que el perfil de litología muestra muchas zonas con arena de medio grano, glauconita y grano grueso, los valores de resistividad son despreciables en esta zona, además posee porosidad efectiva de 0,15, volumen de arcilla promedio de 0,23, sin embargo el valor de permeabilidad es bajo y la zona está completamente inundada por agua.

Arena U Inferior (10120-10204 ft):

U Inferior posee una gran zona con proporción de arena fina que va desde 10165 hasta 10204 ft. En este rango se observan los valores bajos de Gamma Ray y Sp, además una buena porosidad efectiva de 0,25, volumen de arcilla de 0,10 y saturación de agua promedio de 0,65.

Arena T Superior (10313-10385 ft):

En la arena T Superior no se observa ninguna posible zona de interés ya que el perfil de saturación de agua muestra que toda la zona se encuentra inundada, aunque en el registro de litología se muestran códigos de diferentes tipos de arena como de media calidad, glauconita y de grano grueso, el registro de permeabilidad y porosidad

también arrojan datos despreciables en este análisis por lo tanto no es recomendable perforar esta sección.

Arena T Inferior (10385-10448 ft):

En T Inferior existe una gran zona productora entre 10405-10448 ft observando el registro de litología gran porcentaje corresponde a arena fina, los registros de porosidades y permeabilidades son altos, el porcentaje de arcilla es de 0,9 y la saturación de agua promedio es de 0,50; por lo tanto esta podría ser una buena zona para extraer el hidrocarburo.

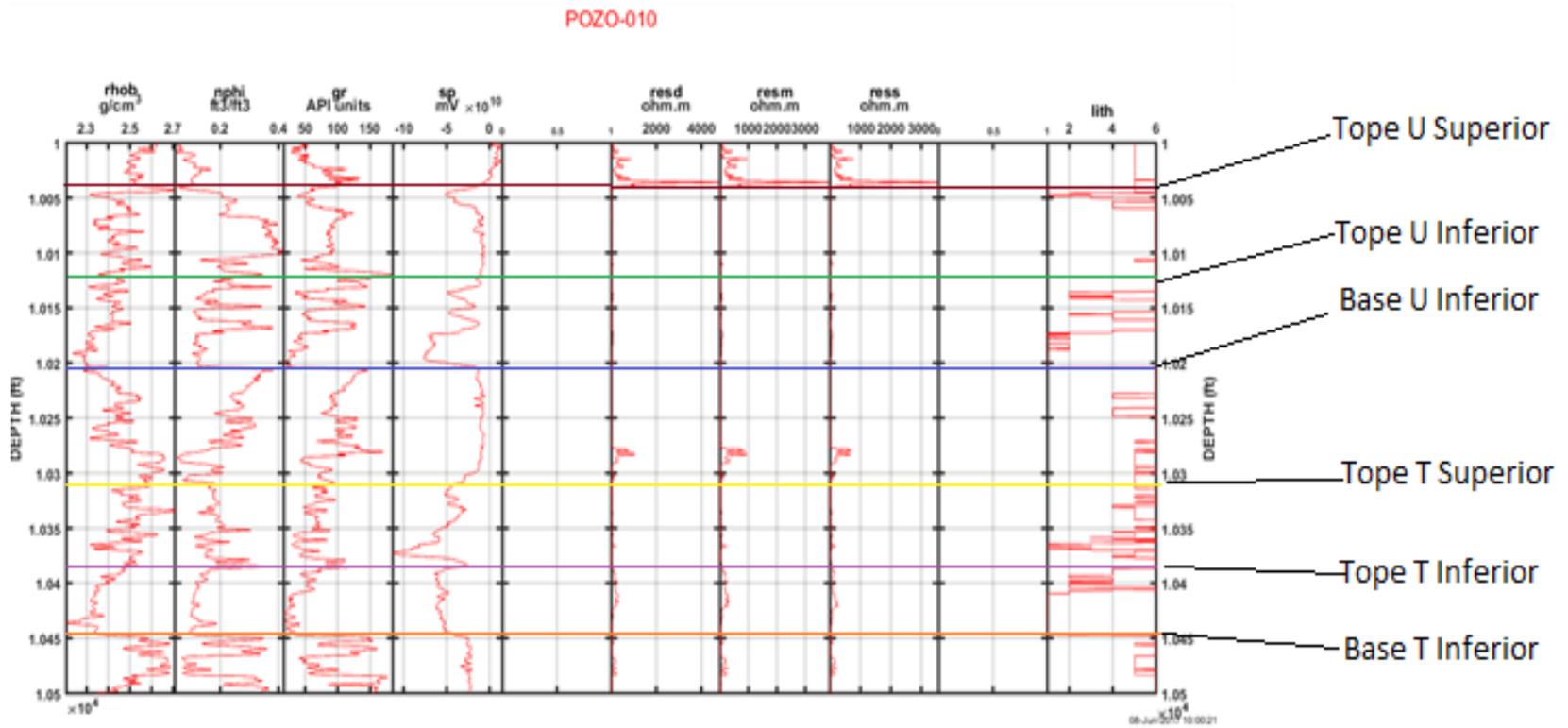


Figura 4.3 Set de Registros Primarios del Pozo 010
Fuente: Elaboración propia **Software:** MATLAB

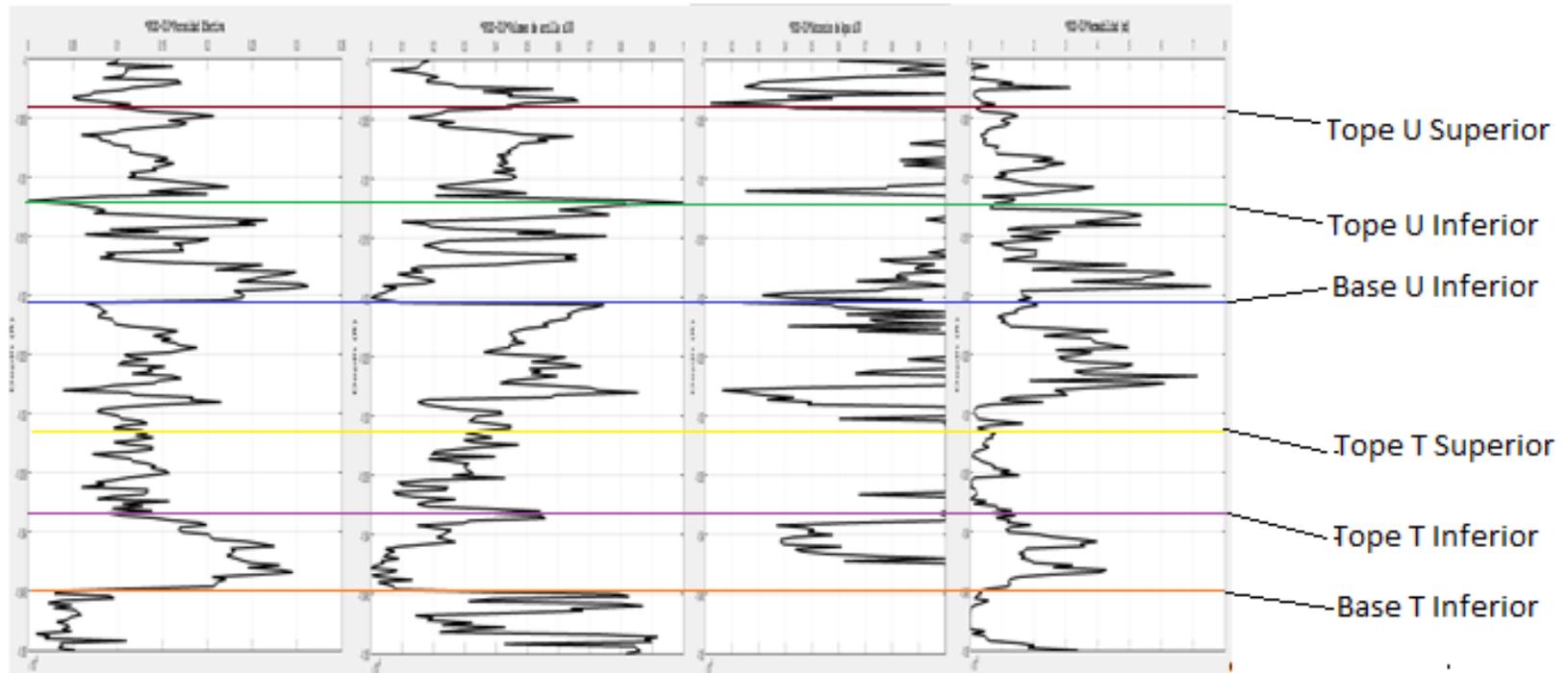


Figura 4.4 Registros de Propiedades Petrofísicas del Pozo 010
Fuente: Elaboración propia **Software:** MATLAB

4.3 INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA EN EL POZO 014

(9800-10300 ft)

Para el análisis y la interpretación del Pozo 014 se utilizan las gráficas 4.5 y 4.6 las cuales indican lo siguiente:

Arena U Superior (9878-9950 ft):

En U Superior se visualiza un rango desde 9878 a 9910 ft donde hay pequeños porcentajes de arena fina, arena gruesa y glauconita, la porosidad efectiva promedio es de 0,16; el valor de la saturación de agua es alto, está alrededor de 0,88 y el volumen de arcilla es de 0,21; por lo tanto no es tan factible cañonear esta sección.

Arena U Inferior (9950-10028 ft):

La arena U Inferior presenta un espesor neto de 28 ft que va desde 10000 a 10028 ft ya que en la gráfica se observa una buena proporción de arena fina y valores de Gamma Ray bajos, los perfiles de resistividad también se pronuncian en este intervalo y se tiene una porosidad efectiva de 0,18, la saturación de agua es de 0,22 mientras que el porcentaje de arcilla presente en la formación representa el 0,08%, lo que significa que esta puede ser una buena zona productora.

Arena T Superior (10130-10208 ft):

En la arenisca T Superior existe un pequeño rango de 10185 a 10202 ft que podría perforarse, pero posee arena de grano grueso de mala calidad, además el registro de saturación indica que el 90% está cubierto por agua, mientras que el contenido de arcilla es de 0,27 y la porosidad efectiva de 0,16; de todas maneras no es rentable perforar esta sección.

Arena T Inferior (10208-10289 ft):

En T Inferior existen dos posibles zonas, pero la principal está en el intervalo de 10208 a 10240 ft, en esta zona se visualizan intercalaciones de arena fina y Lutita principalmente, más abajo se presenta otra posible zona de interés, pero el perfil de saturación indica que esta zona está inundada con agua, por lo tanto solo se hace énfasis en el rango antes mencionado, el mismo que tiene una porosidad efectiva de 0,14 en promedio, el contenido de arcilla varía de 0,10 a 0,70 debido a la intercalación con la Lutita, la saturación de agua promedio es de 0,50; por lo que si es conveniente poner a producir esta arena.

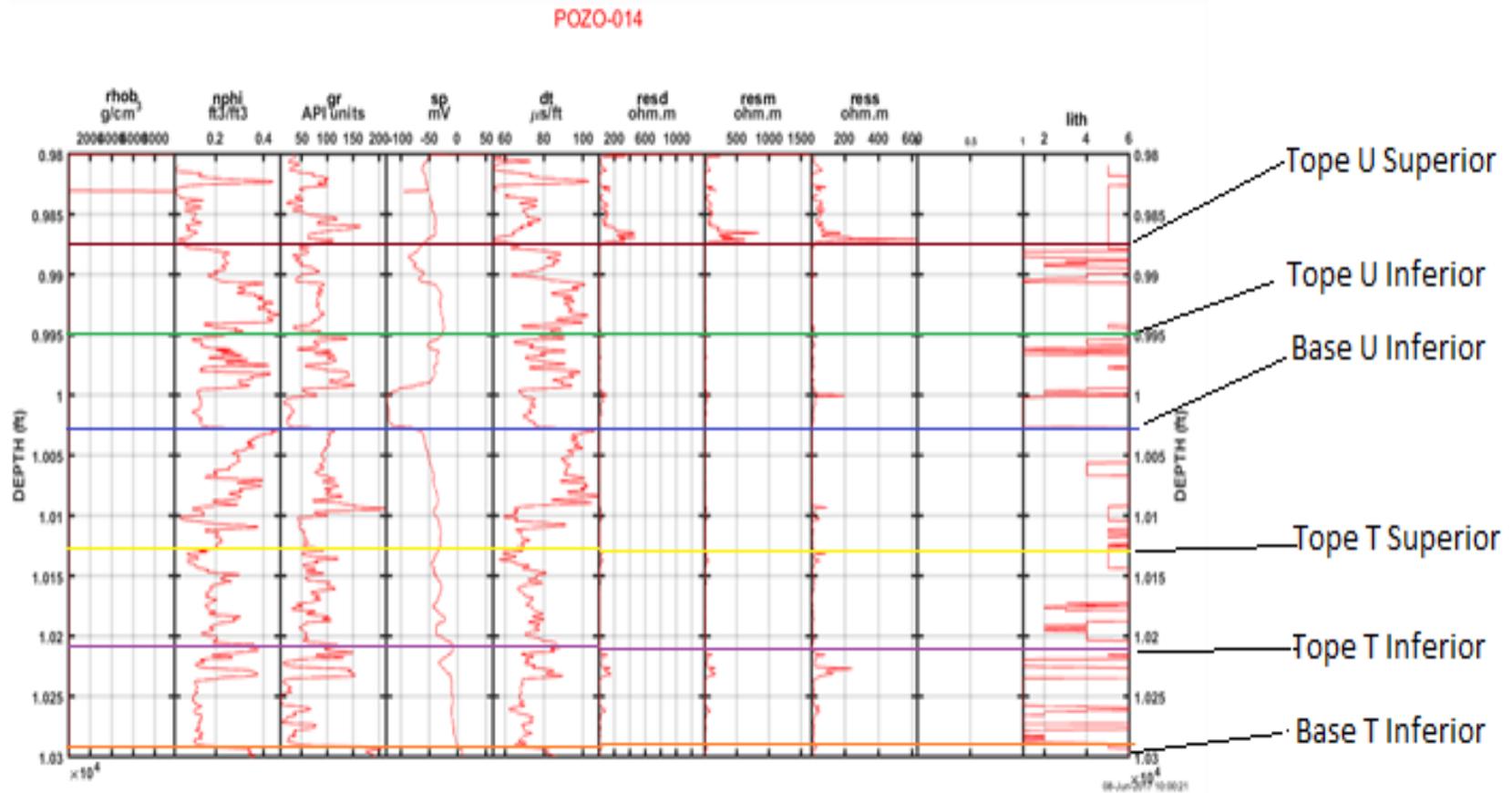


Figura 4.5 Set de Registros Primarios del Pozo 014
Fuente: Elaboración propia **Software:** MATLAB

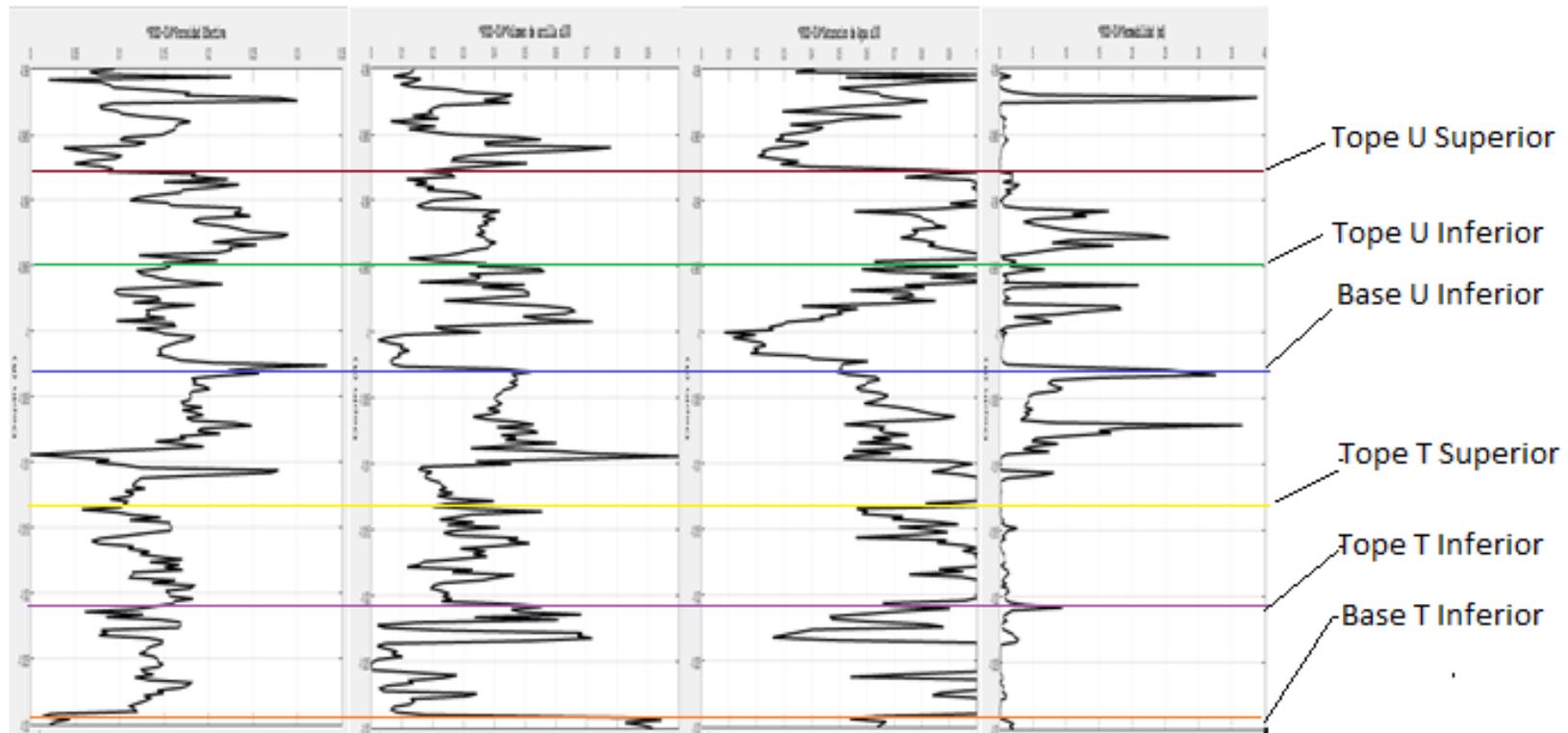


Figura 4.6 Registros de Propiedades Petrofísicas del Pozo 014
Fuente: Elaboración propia **Software:** MATLAB

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- La aplicación de Software de Programación como MATLAB facilitan la evaluación petrofísica de pozos; se obtuvo los registros petrofísicos de Porosidad, Saturación de Agua, Volumen de Arcilla y Permeabilidad de la formación a partir de los registros primarios de tres (3) pozos de la cuenca Oriente.
- Los Topes de las formaciones definen el rango de operación para no ingresar datos donde no existen arenas productoras. Lo cual facilita la interpretación de datos reduciendo el costo y tiempo.
- En los tres (3) pozos evaluados se obtuvo que las mejores zonas para producir son las arenas U Inferior y T Inferior, esto se debe a que tienen mejor calidad de arena y su porcentaje de agua presente en la formación es bajo.
- La arena glauconita solo se encontró en los intervalos de U Superior y T Superior, esto corresponde al tipo de ambiente deposicional del campo, el cual en ambas zonas corresponde al de Plataforma Clástica Somera.
- El diseño de set de registros en MATLAB también constituye un avance importante en la interpretación petrofísica de pozos, elaborar el set de registros que define los espesores netos según la correlación de registros que se realizó.

RECOMENDACIONES

- Se puede añadir más parámetros como por ejemplo los de corte para reforzar el análisis de los pozos.
- Apoyarse en datos adicionales como por ejemplo en datos históricos de producción, análisis PVT o muestras de núcleos que permitan corroborar los resultados obtenidos.
- Utilizar el lenguaje de Programación de MATLAB para realizar la interpretación de datos petrofísicos mediante la creación del mapeo.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- 1) Acevedo, C.; Higuerey, R. (2007). Desarrollo de un programa en MATLAB para la Evaluación Petrofísica del Yacimiento A-1; arena J3 del Campo UDO.
- 2) Alvarado, A.; Khalil, S.; Ochoa, J. Reinales, V. (2013). Interpretación de los perfiles de Pozos.
- 3) Amaefule, J.; Kersey, D.; Marschall, D.; Powell J.; Valencia L.; Keelan, D. (1988). Reservoir Description: A practical synergistic engineering and geological approach based on analysis of core data. SPE 18167.
- 4) Baby, P.; Rivadeneira, M.; Barragán, R. (1999). La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo.
- 5) Baker Atlas; “Acoustic Theory Principles”
- 6) Bendeck, J. “Perfiles Eléctricos”
- 7) Crain’s Petrophysical Handbook
- 8) Department of Earth Sciences (1986). Sedimentary Environments: processes, facies and stratigraphy. University Oxford. Editorial H.G. Reading.
- 9) Díaz, C. (2007). “Alcance de los registros acústicos de última tecnología en aplicaciones: petrofísicas, geológicas y geomecánicas de los pozos perforados en el periodo 2002-2004 en la Cuenca oriente ecuatoriana.”

- 10) Ebanks, W. (1987). Flow unit concept-integrated approach for engineering projects. Abstract, AAPG Annual Convention.
- 11) Freire, V. (2012). Interpretación y uso de Registros Eléctricos a hueco abierto en el Pozo XXX para encontrar arenas productoras a determinada profundidad en el “Campo Sacha”.
- 12) Jaillard, E. (1997). Síntesis Estratigráfica y Sedimentológica del Cretáceo y Paleógeno de la Cuenca Oriental del Ecuador. Edición Petroproducción - ORSTOM, 163 p.
- 13) Montagna, A.; Olmos, M. (2001). Caracterización Petrofísica aplicando el método inverso de interpretación de perfiles en un yacimiento de la cuenca neuquina, Argentina. EXITEP. México.
- 14) Montagna, A.; Santiago, E.; Barros, S. (2007). Metodología de evaluación petrofísica aplicada al análisis de áreas exploratorias en la República Argentina. Congreso de Geociencias 2007. Cuba.
- 15) Quevedo S. (2010). Petrofísica y Registros de Pozos – Ingeniería Petrolera.
- 16) Sánchez, J. (2012). Evolución de los Registros de Resistividad y su aplicación en la estimación de la Saturación de Fluidos (agua e hidrocarburos).
- 17) Schiuma, M.; Hinterwimmer, G.; Vergani, G. (2002). Rocas reservorio de las cuencas productoras de Argentina. V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata.
- 18) Schlumberger. Aplicaciones de la interpretación de registros

- 19) Schlumberger. Interpretación de Perfiles, Volumen I – Fundamentos
- 20) Schwarz, E.; Spalletti, L.; Howel, J. (2006). Sedimentary response to a tectonically induced sea level fall in a shallow back-arc basin: the Mulichinco Formation (Lower Cretaceous), Neuquén Basin, Argentina. International Association of Sedimentologists, Sedimentology, p. 1-27.
- 21) Veiga, R.; Verzi, H.; Maretto, H. (2002). Modelado bidimensional en el ámbito central de la cuenca neuquina. Argentina Informe interno. Dirección Exploración y Desarrollo Sur, Neuquén. Repsol-YPF SA. Argentina.
- 22) Villegas, F.; Jhon, E. Interpretación de registros de pozos de petróleo.

Páginas Web:

- 23) Anon, (2017). [online] Available at: https://pentagono.uniandes.edu.co/tutorial/Matlab/tutorial_matlab.pdf
- 24) Anon, (2017). [online] Available at: <http://www.revistarupturas.com/debacle-petrolera.html>
- 25) Anon, (2017). [online] Available at: <http://www.Dataperfiles.com>
- 26) Anon, (2017). [online] Available at: <http://www.lacomunidadpetrolera.com>.

- 27) Petroblogger.com. (2017). *REGISTROS DE RESISTIVIDAD / Petroblogger.com.* [online] Available at: <http://www.ingenieriadepetroleo.com/registros-de-resistividad/>
- 28) Glossary.oilfield.slb.com. (2017). *The Oilfield Glossary - Schlumberger Oilfield Glossary.* [online] Available at: <http://www.glossary.oilfield.slb.com>.
- 29) Petrus.upc.es. (2017). *Citar un sitio web - Cite This For Me.* [online] Available at: <http://petrus.upc.es/wwwdib/tesis/mgasulla/Cap2.pdf>
- 30) Mct.dgf.uchile.cl. (2017). *Citar un sitio web - Cite This For Me.* [online] Available at: http://mct.dgf.uchile.cl/AREAS/geo_mod0.pdf.
- 31) Scribd. (2017). *Exámenes de Registro de Pozos.* [online] Available at: <http://scribd.com/doc/231296337/Exámenes-de-Registro-de-Pozos>
- 32) Lizneg.net. (2017). *Registro de Densidad.* [online] Available at: <http://www.lizneg.net/2012/01/registro-de-densidad.html>
- 33) Lizneg.net. (2017). *LIZNEG.* [online] Available at: <http://lizneg.net/2012/01/registro-de-gamma-ray.html>
- 34) Anon, (2017). [online] Available at: <http://www-ig.unil.ch/cours/geophyse/dia32e.htm>