



**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

**Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra**

**“METODOLOGÍA PARA IDENTIFICAR ZONAS PRODUCTORAS EN  
CAMPOS MADUROS MEDIANTE EL ANALISIS DE REGISTROS  
ELÉCTRICOS, DENTRO DEL CAMPO DRABEL”**

**PROYECTO DE GRADO**

Previa a la obtención del Título de:

**INGENIERO EN PETRÓLEO**

Presentado por:

**PEDRO DANIEL ARMIJO GUAMÁN**

**MARÍA CECIBEL CASTILLO OLVERA**

**GUAYAQUIL-ECUADOR**

**2017**

## DEDICATORIA

A Dios por permitirme llegar a esta etapa de mi vida sin dificultades.

A mis padres y hermanos por ser el pilar fundamental de mi vida a través de sus consejos y apoyo incondicional brindado. A Jahaira y Daymila que me brindaron su apoyo oportuno en un momento de mi vida para ser una mejor persona.

Pedro Daniel Armijo Guamán

## DEDICATORIA

A mi madre, Edelmira Olvera por ser el apoyo más grande que Dios puso en mi camino.

A mis hermanos, Johanna, Ma. Eugenia, Jonathan, Ma. Fernanda, Ma. José, que me han ayudado en cada etapa de mi vida.

A mi esposo Danny Alarcón que me brinda su amor y apoyo incondicional.

A mi hijo Daniel Alarcón que me impulsa a seguir adelante cada día.

María Cecibel Castillo Olvera

## **AGRADECIMIENTO**

A la Escuela Superior Politécnica del Litoral.

Agradecemos al MSc. Francisco Miranda por el apoyo brindado al momento de despejar nuestras dudas.

Pedro Daniel Armijo Guamán

María Cecibel Castillo Olvera

# **TRIBUNAL DE GRADUACIÓN**

---

**MSc. Romel Ángel Erazo Bone**  
**DIRECTOR DE MATERIA INTEGRADORA**

---

**MSc. Fabián Elías Vera Rosales**  
**MIEMBRO EVALUADOR**

# **DECLARACIÓN EXPRESA**

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma, a la Escuela Superior Politécnica del Litoral”

(Reglamento de Exámenes y Títulos Profesionales de la  
ESPOL)

---

**Pedro Daniel Armijo Guamán**

---

**María Cecibel Castillo Olvera**

## **RESUMEN**

El presente trabajo detalla un estudio acerca del análisis de los registros eléctricos. El objetivo del estudio es establecer una metodología para optimizar el análisis de los registros eléctricos y encontrar nuevas zonas productoras dentro del campo maduro DRABEL.

El trabajo consta de un área de investigación y revisión teórica, necesaria para el desarrollo del estudio.

Basándose en la información encontrada se propone una metodología a seguir en el desarrollo del análisis de los registros eléctricos, la cual se basa principalmente en la lectura de los registros y reconocimiento de parámetros útiles para el cálculo de las reservas.

La metodología se aplica a 4 pozos dentro del campo DRABEL, de los cuales en cada pozo se encuentra una nueva zona que se podría explotar. Dentro del estudio solo se contempla el cálculo de las reservas mas no se realiza un cálculo de económico el cual garantizaría la rentabilidad de explotar la nueva zona encontrada.

# ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA .....	II
AGRADECIMIENTO .....	III
TRIBUNAL DE GRADUACIÓN .....	IV
DECLARACIÓN EXPRESA .....	VI
RESUMEN .....	VII
ÍNDICE GENERAL.....	VIII
ABREVIATURAS .....	XII
SIMBOLOGÍA .....	XIIIIV
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XVI
ÍNDICE DE TABLAS .....	XVII
<b>CAPÍTULO 1</b> .....	20
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	20
1.1. Preámbulo .....	22
1.2. Planteamiento del Problema.....	22
1.3. Hipótesis .....	24
1.4. Objetivos.....	24



1.4.1.	Objetivo General .....	24
1.4.2.	Objetivos Específicos .....	25
1.5.	Metodología de estudio.....	25
1.5.1.	Diseño de la Investigación .....	26
1.5.2.	Metodología de la investigación .....	27
<b>CAPÍTULO 2.....</b>		<b>29</b>
<b>DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO .....</b>		<b>29</b>
2.1.	Campo DRABEL.....	30
2.1.1.	Reseña histórica del campo DRABEL.....	30
2.1.2.	Ubicación Geográfica .....	30
2.1.3.	Estructura.....	32
2.1.4.	Estratigrafía y Litología.....	33
2.1.4.1.	Arenisca Basal Tena .....	33
2.1.4.2.	Arenisca “U” Superior .....	33
2.1.4.3.	Arenisca “U” Inferior.....	34
2.1.4.4.	Arenisca “T” Superior.....	34
2.1.4.5.	Arenisca “T” Inferior .....	34
2.1.5.	Características y propiedades de la roca y fluido .....	35
2.1.6.	Producciones y métodos de producción.....	36
2.1.7.	Reservas remanentes del campo DRABEL .....	37
2.2.	Campos Maduros .....	39
2.2.1.	Definición .....	39
2.2.2.	Importancia .....	41

2.3.	Conceptos Básicos .....	43
2.3.1.	Registros eléctricos .....	43
2.3.2.	Clasificación de los registros eléctricos .....	44
2.3.3.	Registros Litológicos .....	45
2.3.3.1.	Registro de Rayos Gamma.....	45
2.3.3.2.	Registro de Potencial Espontaneo SP .....	49
2.3.3.3.	Registro de Porosidad .....	57
2.3.4.	Registro de Resistividad.....	72
2.3.4.1.	Registro Microlog.....	72
2.4.	Estimación de Reservas .....	76
2.4.1.	Métodos estocásticos o probabilistas.....	76
2.4.2.	Métodos Deterministas.....	76
2.4.2.1	Método Volumétrico .....	77
2.4.3.	Clasificación de las reservas .....	78
2.4.4.	Reservas Probadas.....	80
2.4.5.	Reservas No probadas.....	81
<b>CAPÍTULO 3</b>	.....	<b>84</b>
<b>METODOLOGÍA</b>	.....	<b>84</b>
3.1.	Metodología .....	85
3.1.1.	Recopilación y análisis de la información existente del campo	86
3.1.2.	Análisis de los registros eléctricos (Evaluación de las formaciones) .....	87

3.1.3.	Tabular información.....	87
3.1.4.	Análisis de la evaluación de formaciones.....	88
3.1.5.	Elección de la nueva zona en base al potencial de la formación encontrada .....	88
<b>CAPÍTULO 4</b> .....		<b>90</b>
<b>ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS</b> .....		<b>90</b>
4.1.	Análisis de los registros eléctricos del campo DRABEL .....	91
4.1.1.	Análisis de los registros eléctricos del pozo DRABEL 5D .....	91
4.1.1.1.	Primera Zona .....	92
4.1.1.2.	Segunda zona.....	96
4.1.2.	Análisis de los registros eléctricos del pozo DRABEL 6D .....	104
4.1.2.1.	Primera zona .....	105
4.1.2.2.	Segunda Zona .....	107
4.1.2.3.	Tercera zona.....	110
4.1.3.	Análisis de los registros eléctricos del pozo DRABEL 7D .....	112
4.1.3.1.	Primera Zona .....	113
4.1.3.2.	Segunda zona.....	117
4.1.4.	Análisis de los registros eléctricos corridos al pozo DRABEL 8DJ 120	
4.2.	Cálculo de reservas .....	123
4.3.	Análisis de los resultados obtenidos.....	126
4.3.1.	DRABEL 5D .....	126
4.3.2.	DRABEL 6D .....	127
4.3.3.	DRABEL 7D .....	129

4.3.4. DRABEL 8DJ .....	131
4.4. POES y Reservas.....	132
4.5. Elección de la zona de interés .....	134
<b>CAPÍTULO 5.....</b>	<b>135</b>
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>135</b>

ANEXOS

BIBLIOGRAFÍA

## ABREVIATURAS

BPPD	Barriles de petróleo por día.
BHC	Bore Compensated.
CEPE	Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana.
CNL	Neutrón Compensado.
SNP	Neutrón Sidewall.
Esh	Potencial de arcilla.
Ed	Potencial de difusión.
Emc	Potencial en la costra de lodo.
Esw	Potencial en la pared de la arcilla.
SP	Potencial Espontaneo.
PVT	Presión - Volumen – Temperatura.
GNT	Rayos Gamma/ Neutrón.
GR	Rayos Gamma.
FDL	Registro de densidad de la formación.

## SIMBOLOGÍA

$\rho_f$	Densidad del fluido, [gr/cc].
$\rho_a$	Densidad aparente, [gr/cc].
$\rho_e$	Densidad de electrones, [gr/cc].
$\rho_{ma}$	Densidad de la matriz [gr/cc].
$P_b$	Densidad promedio del material [gg/cc].
$\rho_b$	Densidad total medida por el registro, [gr/cc].
$\rho_t$	Densidad total, [gr/cc].
IGR	Indice de arcillosidad de la formación.
HI	Indice de hidrógenos.
GRlog	Lectura del registro de GR en la zona de interés, [API].
GRmax	Lectura del registro de GR en lutitas, [API].
GRmin	Lectura del registro de GR en zonas limpias o carbonatos, [API].
$\Delta t_{log}$	Lectura del registro sísmico, [ $\mu$ seg/pie].
$A_i$	Masa atómica de los demás elementos.
$A_h$	Masa atómica del hidrogeno en el material.
Z	Número atómico o número de electrones por átomo.

$n_h$	Número de átomos de hidrogeno en una molécula del material.
$n_i$	Número de átomos de los demás elementos en una molécula de un material.
$K$	Permeabilidad, [md].
$PA$	Peso atómico.
$\Phi$	Porosidad, [%].
$P_f$	Profundidad del intervalo de interés, [ft].
$P_f$	Profundidad total del agujero, [ft].
$R_m$	Resistividad del lodo, [ohm].
$R_{mf}$	Resistividad del filtrado de lodo, [ohm].
$R_w$	Resistividad del agua, [ohm].
$T_f$	Temperatura de la formación, [°F].
$T_t$	Temperatura en el fondo del agujero, [°F].
$T_s$	Temperatura en superficie, [°F].
$\Delta t_{mat}$	Tiempo de transito del material de la matriz, [ $\mu$ seg/pie].
$\Delta t_{fluido}$	Tiempo de tránsito en el fluido, cercano a 189 $\mu$ seg/pie.
$\Delta t$	Tiempo de tránsito, [ $\mu$ seg/pie].

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 2.1</b> Ubicación del bloque X.....	31
<b>Figura 2.2</b> Mapa estructural del campo DRABEL para la arena UI.....	32
<b>Figura 2.3</b> Ejemplo de registro de rayos gamma.....	46
<b>Figura 2.4.</b> Perfil hipotético del SP.....	50
<b>Figura 2.5</b> Nomograma para corrección de $R_{mf}$ .....	56
<b>Figura 2.6</b> Registro de densidad adquirido con la herramienta FDC.....	59
<b>Figura 2.7</b> Registro neutrón tomado con la herramienta SNP.....	64
<b>Figura 2.8</b> Ejemplo de un registro sónico de porosidad.....	68
<b>Figura 2.9</b> Ejemplo del registro microlog.....	73
<b>Figura 2.10</b> Clasificación de las reservas de hidrocarburos.....	79
<b>Figura 3.1</b> Diagrama de flujo de la metodología.....	85
<b>Figura 4.1</b> Registro del pozo DRABEL 5D - Formación U Superior.....	91
<b>Figura 4.2</b> Registro del pozo DRABEL 5D - Formación U Inferior.....	96
<b>Figura 4.3</b> Registro del pozo DRABEL 6D - Formación Basal Tena.....	105
<b>Figura 4.4</b> Registro del pozo DRABEL 6D-Formación U Superior.....	108
<b>Figura 4.5</b> Registro del pozo DRABEL 6D - Formación T inferior.....	110
<b>Figura 4.6</b> Registro del pozo DRABEL 7D - Formación U inferior.....	113



<b>Figura 4.7</b>	Registro del pozo DRABEL 7D - Formación T inferior.....	117
<b>Figura 4.8</b>	Registro del pozo DRABEL 8DJ - Formación U inferior.....	120
<b>Figura 4.9</b>	Gráfica del POES que tiene cada formación.....	133
<b>Figura 4.10</b>	Reservas remanentes del año 2010 vs 2016.....	133
<b>Figura 4.11</b>	Línea de declinación de las reservas remanentes.....	134

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla I.</b> Propiedades petrofísicas de las arenas.....	35
<b>Tabla II.</b> Propiedades PVT de los fluidos de la arena TI.....	36
<b>Tabla III.</b> Producción y métodos de producción del campo DRABEL .....	37
<b>Tabla IV.</b> Reservas remanentes del campo DRABEL al 31/12/2010.....	38
<b>Tabla V.</b> Datos leídos de los registros del pozo DRABEL 6D – Primera zona .....	106
<b>Tabla VI.</b> Resultados de la primera zona del pozo DRABEL 6D .....	107
<b>Tabla VII.</b> Datos leídos de los registros del pozo DRABEL 6D - Segunda zona .....	108
<b>Tabla VIII.</b> Tabulación de resultados de la segunda zona de interés del pozo DRABEL 6D .....	109
<b>Tabla IX.</b> Datos leídos de los registros del pozo Arazá 6D - tercera zona..	111
<b>Tabla X.</b> Tabulación de resultados de la segunda zona de interés del pozo DRABEL 6D .....	111
<b>Tabla XI.</b> Datos de las resistividades del lodo y fluido.....	114
<b>Tabla XII.</b> Datos leídos de los registros del pozo DRABEL 7D - primera zona .....	114

<b>Tabla XIII.</b> Cálculo de la resistividad del agua .....	115
<b>Tabla XIV.</b> Tabulación de resultados de la primera zona de interés del pozo DRABEL 7D .....	116
<b>Tabla XV.</b> Datos leídos de los registros del pozo DRABEL 7D - primera zona .....	118
<b>Tabla XVI.</b> Calculo de la resistividad del agua.....	119
<b>Tabla XVII.</b> Tabulación de resultados de la segunda zona de interés del pozo DRABEL 7D .....	119
<b>Tabla XVIII.</b> Datos de las resistividades del lodo y fluido .....	121
<b>Tabla XIX.</b> Datos leídos de los registros del pozo DRABEL 8DJ .....	121
<b>Tabla XX.</b> Cálculo de las resistividades del agua de formación .....	122
<b>Tabla XXI.</b> Tabulación de resultados de la segunda zona de interés del pozo DRABEL 8DJ .....	123
<b>Tabla XXII.</b> Cálculo de reservas del Campo DRABEL en base a la saturación de agua obtenida en el análisis realizado a los pozos .....	124
<b>Tabla XXIII.</b> Nueva zonas de interés por explotar .....	134

# **CAPÍTULO 1**

## **INTRODUCCIÓN**

Muchos de los campos alrededor del mundo y en especial los campos que se encuentran en nuestra amazonia ecuatoriana se encuentran en la etapa de campo maduro, por lo cual se hace necesaria la utilización de técnicas que permitan obtener el mayor porcentaje de las reservas que aún se encuentran en los yacimientos, el proyecto de grado propuesto se enfocará en la optimización de los registros eléctricos del campo DRABEL, usando una metodología propuesta por nosotros para este campo maduro.

Los pozos a ser evaluados serán los pozos DRABEL 5, DRABEL 6, DRABEL 7 Y DRABEL 8 donde se analizarán las formaciones productoras U Superior, U Inferior, T Superior y T Inferior, luego se procederá al cálculo de las reservas del campo con las que cuenta en la actualidad. Con los resultados se tendrá una visión más clara de la cantidad de reservas que tiene el campo para en un futuro realizar un análisis técnico-económico del cambio de zonas con potencial producción o la utilización de mecanismos de recuperación ya sean estas primarias, secundarias o terciarias.

## **1.1. Preámbulo**

Muchos de los campos en el oriente ecuatoriano son campos maduros, los cuales llevan produciendo por más de 40 años en los que se presenta una notoria declinación en sus tasas de producción de petróleo. La mayoría se encuentran actualmente con ayuda de algún mecanismo de levantamiento artificial, es por esta razón que se hace evidente el uso de métodos que puedan mantener o incrementar las reservas del campo, por lo cual se plantea realizar una optimización del análisis de registros eléctricos del campo DRABEL, tratando de identificar nuevas zonas productoras dentro del campo.

## **1.2. Planteamiento del Problema**

### **1.2.1. Identificación del problema**

Identificación de nuevas zonas productoras en campos maduros mediante el análisis de registros eléctricos.

### **1.2.2. Enunciado del tema**

Optimización de análisis de registros eléctricos para identificar zonas productoras en campos maduros mediante análisis refinado de los registros eléctricos, dentro del campo DRABEL.

### 1.2.3. Descripción del Problema

Cada campo y pozo petrolero tiene un tiempo de vida, dicho tiempo de vida empieza en la etapa de exploración y culmina en la etapa de abandono, pero hasta llegar a esta fase pasa por muchas otras etapas. En todo campo siempre se busca obtener la mayor cantidad de petróleo de la forma más óptima, económicamente y aplicando la mejor metodología al momento de producir.

A medida que avanza la producción todos los campos tienden a declinar su producción convirtiéndose en campos maduros. A fin de obtener una mayor información de los parámetros físicos y geológicos, durante todas las etapas del pozo se realizan las corridas de los registros eléctricos, las cuales mediante su análisis se puede obtener la cantidad de petróleo móvil, saturación de agua de formación, resistividad de las rocas, porosidad de las rocas, etc.

El analizar un grupo de registros eléctricos mediante lecturas de gráficas y cálculos de parámetros es una parte del trabajo que se debe realizar, puesto que, una vez obtenido el correcto análisis de los registros eléctricos, se deberá proponer nuevas zonas aptas para la producción.

El problema que pretende solucionar este estudio es la necesidad de encontrar nuevas zonas productoras de tal forma que se pueda optimizar la producción en campos maduros, a través de análisis de registros eléctricos realizados a los pozos del campo DRABEL. Se pretende implementar una metodología que optimice el análisis de registros eléctricos y plantear nuevas zonas productoras que sean viables para la producción.

### **1.3. Hipótesis**

Mediante la metodología planteada acerca de un mejor análisis de registros eléctricos, se logrará seleccionar nuevas zonas productoras en campos maduros lo que permitirá optimizar la producción dentro del campo DRABEL.

### **1.4. Objetivos**

#### **1.4.1. Objetivo General**

- Desarrollar una metodología que optimice el análisis de registros eléctricos en zonas productoras de campos maduros dentro del campo DRABEL.



### **1.4.2. Objetivos Específicos**

- Aplicar criterios básicos para el análisis de los registros eléctricos con el fin de encontrar nuevas zonas productoras en el campo DRABEL.
- Definir mediante el uso de fórmulas parámetros necesarios para obtener una buena interpretación de los registros eléctricos.
- Presentar información viable que establezca la producción de las nuevas zonas productoras encontradas.

### **1.5. Metodología de estudio**

El esfuerzo por descubrir nuevas Zonas Productoras de petróleo dentro del campo DRABEL es muchas veces mayor que el de aumentar la recuperación en el mismo. Los volúmenes de reservas en campos ya depletados por llevar un denotado tiempo de producción sobrepasan en muchos casos las expectativas de reservas en campos por aún descubrir.

La metodología aplicada con el fin de obtener una optimización en el análisis de registros eléctricos, dentro del campo DRABEL son las siguientes:

### **1.5.1. Diseño de la Investigación**

#### **Investigación Práctica**

La investigación práctica se basa en informaciones obtenidas de manera real en el campo y que se encuentran publicadas en tesis o artículos científicos, permitiendo al investigador verificar las condiciones en las que fueron conseguidos los datos.

El método práctico, se conforma de la recolección, análisis y evaluación de información que se realizó en el bloque X, con el fin de obtener restauraciones de presión, historiales de producción, registros eléctricos, análisis PVT, reservas; con el fin de implementar la metodología propuesta.

#### **Investigación Bibliográfica**

La investigación bibliográfica, está dirigida a buscar información en documentos, libros, páginas de internet; y todo aquello relacionado a la implementación de la metodología.

El método es realizado en base a información encontrada en tesis y artículos científicos, que contengan registros eléctricos, historiales de producción e información de las arenas productoras del campo DRABEL.

## **1.5.2. Metodología de la investigación**

### **Método inductivo**

Es un método científico que se implementa para obtener conclusiones generales a partir del establecimiento de premisas particulares.

Con la integración de información del Campo DRABEL, y con la utilización de fuentes diversas de investigación, junto a un análisis minucioso en la identificación de zonas productoras de los campos maduros, se demostrará la optimización del análisis de registros eléctricos dentro del campo estudiado.

### **Técnicas e instrumentación de recolección de datos**

Se utilizaron fuentes de investigación primaria y secundaria.

Las fuentes primarias son de las cuales se obtiene información de primera mano, alguna edición original o crítica de la obra en cuestión. En el desarrollo de nuestro tema no usamos fuentes primarias.

Las fuentes secundarias, se refiere a la obtención de información a través de tesis, publicaciones científicas, resúmenes, etc. Se obtuvo información a partir de tesis encontradas sobre el campo

DRABEL, artículos científicos y libros, lo que permitió tener una visión más clara del proyecto.

# **CAPÍTULO 2**

## **DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO**

## **1.1. Campo DRABEL**

El campo escogido para el desarrollo de nuestro proyecto fue el campo DRABEL, perteneciente al bloque X, por lo tanto es de vital importancia mostrar la mayor cantidad de datos encontrados en la investigación bibliográfica como ubicación, arenas producidas, propiedades petrofísicas de las rocas, propiedades de los fluidos (PVT), registros eléctricos y correlaciones con campos vecinos. A continuación se presenta la descripción del campo DRABEL.

### **1.1.1. Reseña histórica del campo DRABEL**

Fue descubierto en el año 2008 con la perforación del pozo DRABEL 1, culminándose un mes después, alcanzó una profundidad de 9630' y con una producción de 1.800 BFPD del reservorio "T" inferior (245 BPPD, 30° API) y "U" inferior 2.400 BFPD (2.376 BPPD, 28,5° API).

### **1.1.2. Ubicación Geográfica**

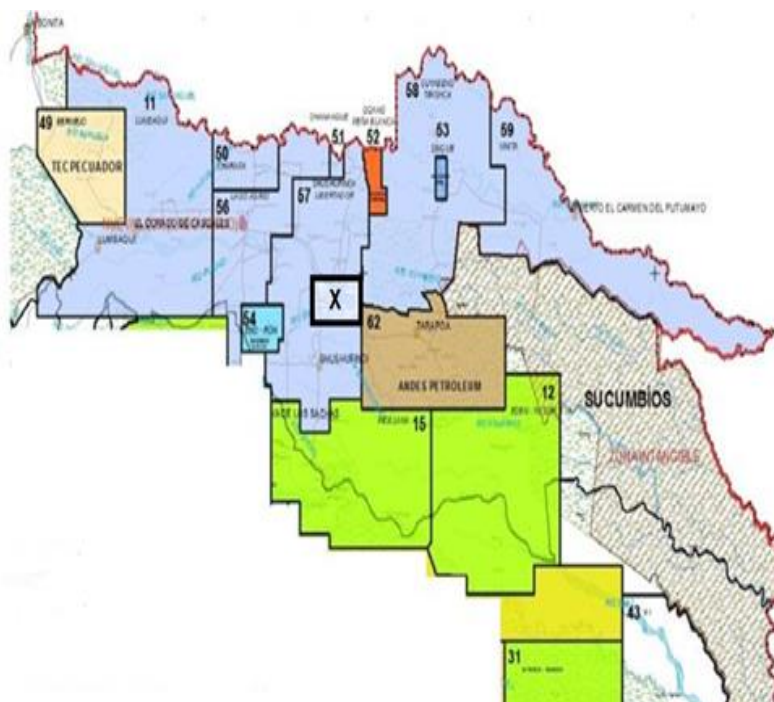
Es un campo que pertenece al área del bloque X, ubicado dentro de la Provincia de Sucumbíos, cantón Pacayacu, a 2,5 km y al sureste del campo Shuara, cuenta con una extensión de 2,8 km de largo en el eje principal NO-SE y 1,7 km de ancho en la dirección NE-SO, conformado por un área aproximada de 1.100

acres y cierre vertical de 20 pies, en la actualidad se encuentra produciendo un aproximado de 374 BPPD.

Las coordenadas geográficas dentro de las cuales se localiza el campo DRABEL son:

**Latitud:** 00° 10' 20" Norte 00° 04' 02" Sur

**Longitud:** 76° 36' 40" Oeste 76° 31' 05" Este

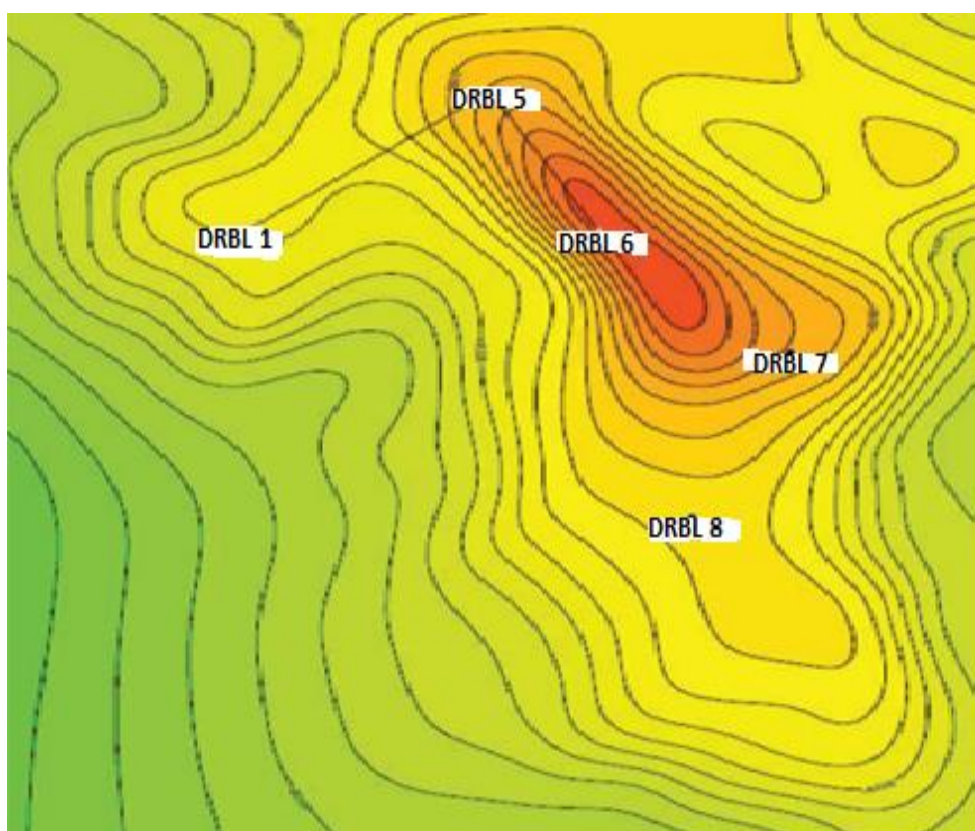


**Figura 2.1** Ubicación del Bloque X.

**Fuente:** ARCH, 2015.

### 1.1.3. Estructura

La estructura del campo DRABEL muestra un anticlinal de 20 km de largo por 8 km de ancho, con presencia de culminaciones y dos fallas inversas en la dirección N-S. La primera falla limita en la dirección este con un salto de falla pequeño de unos 20 a 40 pies, mientras que la segunda limita al margen en la dirección oeste, de manera paralela a la primera, lo que origina la división en dos partes.



**Figura 2.2** Mapa estructural del campo DRABEL para la arena UI.

**Fuente:** Brasales, J., 2012.



#### **1.1.4. Estratigrafía y Litología**

Los campos que conforman el bloque X, se componen de areniscas cuarzosas de color gris verdoso o claro e incluso cristalino. Los minerales arcillosos que se presentan son la caolinita, illita, clorita y esmética además minerales de pirita y glauconita. Su tamaño de grano varía y es mezclado, subangular, con presencia de cemento calcáreo.

A continuación se presenta la estratigrafía y litología característica del campo DRABEL:

##### **2.1.4.1. Arenisca Basal Tena**

Conformada por arenisca cuarzosa firme, color gris verdosa, distribución de tamaño de grano fino a medio, subangular a subredondeada, mediana selección, fluorescencia amarilla, corte mediano y residuos de color café claro, presenta cemento arcilloso calcáreo, regular presencia de hidrocarburos.

##### **1.1.4.2. Arenisca “U” Superior**

Se encuentra conformada por areniscas cuarzosas de color gris verdoso, con una distribución de tamaño de fino a medio, subangular a subredondeada, con presencia

regular de hidrocarburo de fluorescencia amarilla con corte mediano y residuos de color café.

#### **1.1.4.3. Arenisca “U” Inferior**

Se encuentra conformada por arenisca cuarzosa firme de color gris, tamaño del grano medio, con distribución en forma de subangular a subredondeado, mediana selección, con presencia de hidrocarburo, fluorescencia amarilla, de corte mediano a rápido con residuos de color café.

#### **1.1.4.4. Arenisca “T” Superior**

Conformada por areniscas cuarzo-glautoníticas en bancos métricos de grano medio a grueso, con distribución en forma de subangular a subredondeado, baja presencia de cemento calcáreo, regular saturación de hidrocarburos.

#### **2.1.4.5 Arenisca “T” Inferior**

Conformada por arenisca cuarzosa, color gris, de grano creciente de medio a grueso, angular a sub-angular, fluorescencia amarilla con corte de cemento silíceo, presencia de hidrocarburos.

### 1.1.5. Características y propiedades de la roca y fluido

Las características petrofísicas de las rocas incluyen características físicas y textuales como la porosidad, saturación, espesor y permeabilidad. En la tabla I se muestra las propiedades petrofísicas promedio de las rocas del campo:

**Tabla I.** Propiedades petrofísicas de las arenas.

CAMPO	ARENA	PROPIEDADES PETROFÍSICAS			
		$\phi$ (%)	$S_w$ (%)	$h_o$ (pies)	K (md)
DRABEL	UI	17	35	25	400
	TI	15	30	30	600

**Fuente:** Brasales, J., 2012.

La información de las propiedades de los fluidos del campo DRABEL, permitirá conocer el comportamiento del reservorio, además permite realizar estimaciones del mismo. Se utilizan muestras de fondo mantenidas a condiciones del yacimiento,

examinadas en laboratorio, y en el caso de no disponerlas utilizar correlaciones empíricas.

En la tabla II se muestra las características de los fluidos del campo DRABEL.

**Tabla II.** Propiedades PVT de los fluidos de la arena TI.

CAMPO	ARENA	PROPIEDADES PVT DE LOS FLUIDOS					
		API	Tr (°F)	Pb (psi)	GOR ( PCS/BF)	Bo (BL/BF)	γg
DRABEL	TI	31	215	1.300	498	1,28	1,982

**Fuente:** Brasales, J., 2012.

#### 1.1.6. Producciones y métodos de producción

En la tabla III se muestra las producciones y métodos usados en los pozos del campo DRABEL.

**Tabla III.** Producción y métodos de producción del campo DRABEL.

<b>POZOS</b>	<b>ARENA</b>	<b>BFPD</b>	<b>BPPD</b>	<b>% BSW</b>	<b>MÉTODO</b>
<b>DRBL-03</b>	UI	1780	178	90	PPS
<b>DRBL-04D</b>	US	218	144	34	PPS

**Fuente:** Brasales, J., 2012.

#### **1.1.7. Reservas remanentes del campo DRABEL**

A continuación se muestran las reservas remanentes con las que cuenta el campo DRABEL al 31 de diciembre del 2010.

**Tabla IV.** Reservas remanentes del campo DRABEL al 31/12/2010.

CAMPO	YACIMIENTO	POES BLS	FR (INICIAL) %	°API	RESERVAS ORIGINALES			PRODUCCIÓN ACUMULADA BLS AL 31/12/2010	RESERVAS REMANENTES BLS AL 31/12/2010
					PROBADAS BLS	PROBABLES BLS	TOTALES BLS		
DRABEL	U INF.	19.614.463	11	28	2.077.454	3.806.938	5.884.392	247.261	1.830.193
	T INF.	19.497.470	10	32	1.936.145	3.913.095	5.849.240	152.472	1.783.673
	<b>SUBTOTAL</b>	39.112.113	10	-	4.013.599	7.720.033	11.733.632	399.732	<b>3.613.867</b>

**Fuente:** Maroto, H., Vinlasaca, D., 2012.

## 1.2. Campos Maduros

El descubrimiento de nuevos campos petroleros en los últimos años, no deja de lado la importancia que tiene los campos maduros en la base de la producción mundial de gas y petróleo, y de manera muy particular en la de nuestro país. Según un estudio realizado por el departamento de investigación de energía de la Universidad de Cambridge, el IHS *Cambridge Energy Research Associates*, titulado “Campos maduros, liberando el potencial”, menciona que aproximadamente las dos terceras partes de la producción promedio de petróleo por día a nivel mundial proviene de campos que se encuentran produciendo por más de 25 años, y que llevan produciendo un acumulado cercano al 50% de sus reservas probadas más probables (Sandoval, 2013).

### 1.2.1. Definición

Existe una variada definición del término “campo maduro” a nivel mundial, tomando en cuenta los criterios técnicos y económicos.

Un campo maduro se considera así, cuando la producción ha sobrepasado su pico (*peak oil*), y su declinación lleva más de 50% de su tasa más alta. Otros consideran como campo maduro a un campo que ha producido más del 50% de sus reservas probadas y probables, o que llevan produciendo por un periodo

no menor a 10 años. Refiriéndose de manera matemática a lo que involucra la definición de campo maduro, se considera así cuando un campo ha entrado en la etapa de madurez, cuando se compara la producción con el número de pozos perforados y no se observa un incremento de producción notable; es decir, la derivada de la producción con respecto al número de pozos perforados se mantiene constante.

$$\frac{dQ_o}{dNPozos} = Cte \quad \text{Ec. 1}$$

En el ámbito económico, se consideran como campos maduros a aquellos cuyos yacimientos han caído por debajo del límite económico de rentabilidad, después de transcurrir los períodos de recuperación primaria y secundaria, con el requerimiento de un proceso de reinversión.

Tomando otros criterios al analizar un campo y categorizarlo como maduro, se encuentran los porcentajes de BSW (*Basic sediment and water*), los incrementos elevados en la relación gas/petróleo, incluso el estado de las facilidades de superficie.

Las características comunes que se repiten en todos los campos maduros son:

- Infraestructura existente.



- Información e interpretaciones disponibles.
- Tiempo en producción no menor a años.
- Producción acumulada igual o mayor al 50% de sus reservas probadas.
- El empleo de uno o varios tipos de levantamiento artificial.
- Muchos pozos inactivos y pozos activos que presentan problemas para producir.
- Oportunidades nuevas y desaprovechadas para incrementar reservas y optimizar la producción.

Teniendo todas estas características de un campo maduro para ser tomado en cuenta como tal, no se puede generalizar debido a la existencia de campos jóvenes que presentan problemas tanto en superficie como en el subsuelo, y por otro lado la existencia de campos que llevan produciendo por más de 20 años sin presentar mayor problemas y sin llegar a producir el 50% de sus reservas. Por lo cual es necesario realizar un minucioso análisis caso por caso previo a definir a un campo como maduro.

### **1.2.2. Importancia**

Los campos maduros en la actualidad siguen constituyendo un gran recurso global, la existencia de campos maduros en todo el

mundo ha permitido tener garantizar aún fuentes de energía en todo el mundo. Los encontramos en el área continental del golfo de México, el Mar del Norte, campos longevos de Rusia con potencial considerable, China, India, Australia, Argentina. En regiones de Latinoamérica, países como Ecuador, Perú, Argentina y Colombia han categorizado ya a sus mayores reservorios como campos maduros (Sandoval, 2013).

Los factores de recobro del petróleo varían considerablemente en las diferentes regiones del mundo, oscilando entre menos el 5% y más del 60%. El factor de recobro promedio actual a través de métodos de recuperación primaria y secundaria es de aproximadamente un 35%.

Las principales ventajas que presentan los campos maduros con respecto a los nuevos descubrimientos, es que cuenta con suficiente información. La información fue analizada, verificada y con estudios bien definidos, para el mejor entendimiento de la una inversión futura a realizarse en ellos. El riesgo de inversión en ellas es relativamente bajo, pues es más fácil incrementar dichas reservas, que explorar y desarrollar un campo con poca o ninguna información.

### **1.3. Conceptos Básicos**

#### **1.3.1. Registros eléctricos**

Fue en 1869 cuando Lord Kelvin registro la temperatura de fondo de un pozo por primera vez y en 1927, Marcel y Conrad Schlumberger junto a Henri Doll, tomaron el primer registro de resistividad eléctrica en Francia.

Desde esta fecha se han creado un sin número de registros donde se incluyen los registros eléctricos para pozos petroleros; estos registros son técnicas geofísicas in situ, que se realizan o se corren dentro de las operaciones petroleras para obtener una mayor información de los parámetros físicos y geológicos del pozo. Entre los parámetros que se miden están la densidad, resistividad de la roca, porosidad de la roca, cantidad de petróleo móvil, saturación de agua de formación entre otras.

Los registros eléctricos a analizar en esta tesis nos permitirán mediante su estudio distinguir otras zonas que no han sido explotadas en campos maduros y de esta manera optimizar su producción.

### 1.3.2. Clasificación de los registros eléctricos

Los registros eléctricos de forma general se clasifican en cuatro grupos que de acuerdo a su interpretación nos permiten conocer el diámetro del hoyo, espesor de la formación, tipo de formación y tipo de hidrocarburo, siendo estos:

- **Registros Litológicos:** Entre estos registros se encuentran el de potencial espontaneo y rayos gamma. Son diseñados para identificar formaciones permeables y sus límites.
- **Registros de Diámetro:** Entre estos se encuentran el registro caliper que son diseñados para obtener información de las condiciones del hoyo, tales como el diámetro del hoyo, revoques, derrumbes, etc.
- **Registro de Resistividad:** Sirven para determinar el espesor de la formación, al correlacionarlo con otros registros dan una idea del contenido de los hidrocarburos como de su productividad.
- **Registros de Porosidad:** Determinan la litología y la porosidad, se pueden distinguir los hidrocarburos entre gas y líquidos, además de poder calcular la saturación de fluidos.

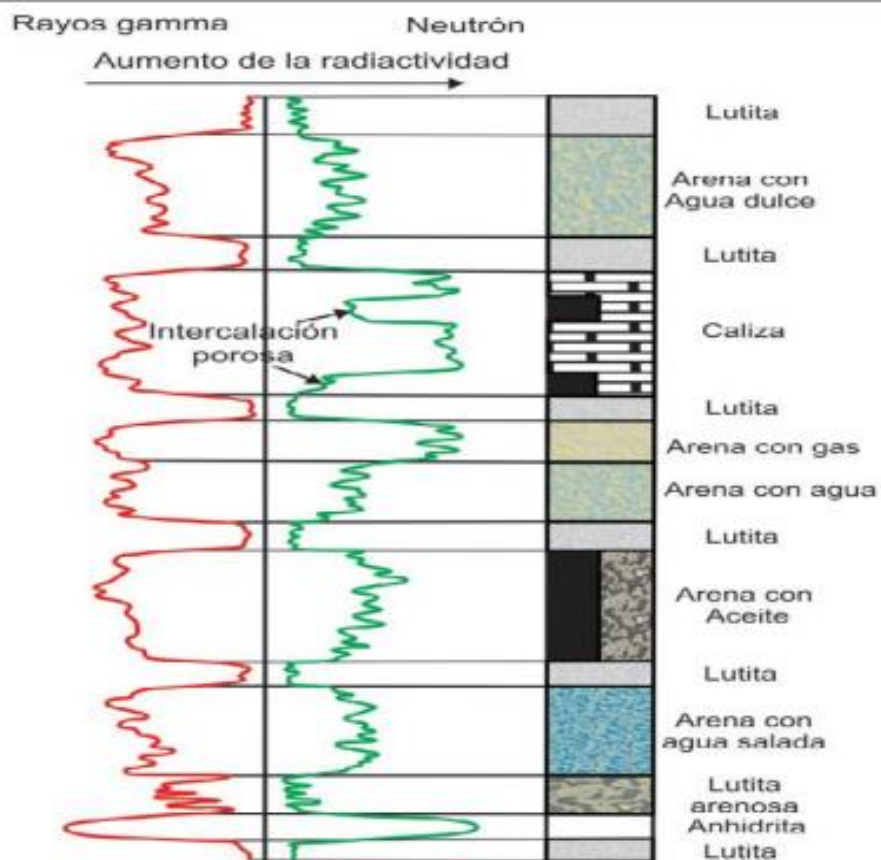
### **1.3.3. Registros Litológicos**

#### **1.3.3.1. Registro de Rayos Gamma**

- **Perfil del Registro Rayos Gamma**

Los registros de rayos gamma son calibrados usualmente en unidades API, tomando como referencia una unidad de calibración que existe en la Universidad de Houston (Mite, 2012). En formaciones sedimentarias generalmente varían en unas pocas unidades API. La escala del perfil va de 0 a 150 o 200 unidades API.

El perfil de rayos gamma natural mide la radioactividad proveniente de las rocas torio, potasio y uranio que permiten determinar: tope y base de estrato, litología, espesor bruto y neto, volumen de las arcillas y correlaciones entre unidades.



**Figura 2.3** Ejemplo de registro de rayos gamma.

**Fuente:** Orrala, J., Tómalá J., 2015.

#### ▪ Principio de Medición

Los rayos gamma son emisiones de alta energía electromagnética las cuales son emitidas espontáneamente por algunos elementos radioactivos. En el paso a través de la materia los rayos gamma experimentan sucesivas colisiones con los átomos de

formación donde van perdiendo energía entre cada colisión, fenómeno que es conocido como el efecto de Compton (Mite, 2012).

Al final cuando el rayo gamma ha perdido suficiente cantidad de energía es absorbido por un efecto fotoeléctrico a través de los átomos del material de la formación. La cantidad de absorción varía con la densidad de la formación.

En formaciones con baja densidad la radioactividad será mayor que en formaciones con alta densidad.

- **Factores que afectan el Registro Gamma Ray**

La deflexión de los rayos gamma es una función no solamente de la radioactividad y de la densidad sino también de las condiciones del pozo tales como: diámetro del pozo, peso del lodo, tubería de revestimiento, etc.

### **Aplicación de los registros de Rayos Gamma**

- Permite delinear minerales no radioactivos incluso capas de carbón.
- El registro gamma refleja la porción de arcilla.

Para encontrar la fracción de arcilla del volumen total de la roca básicamente se efectúa una interpolación lineal entre las lecturas del registro de rayos gamma en formaciones limpias y arcillosas, siendo la ecuación:

$$IGR = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad Ec. 2$$

Donde:

IGR= índice de arcillosidad de la formación

GRlog = lectura del registro de GR en la zona de interés, en unidades API.

GRmín = lectura del registro de GR en zonas limpias o carbonatos, en unidades API.

GRmáx = lectura del registro de GR en lutitas, en unidades API.

Una vez obtenido el índice de arcillosidad de la formación (IGR) se puede determinar el volumen de arcilla presente con las ecuaciones de Larionov 1969 para rocas consolidadas.



$$V_{sh} = 0,33 * (2^{2IGR} - 1) \quad Ec. 3$$

La forma de la curva ayuda a determinar los cambios en el tamaño de grano, y los procesos y ambientes sedimentarios.

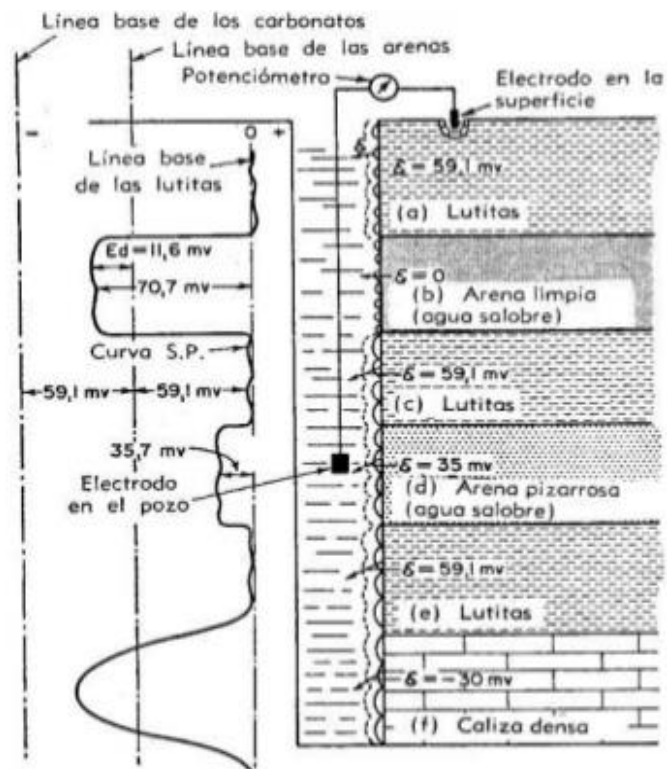
### 1.3.3.2.Registro de Potencial Espontaneo SP

- **Perfil del Registro de Potencial Espontaneo**

El perfil de SP es un registro de variaciones en el potencial de electrodo situado dentro del pozo, las diferencias de potencial se encuentran de izquierda a derecha.

Dentro del perfil generado se definen a las lutitas como una línea recta situada en la parte derecha de las curvas, la cual recibe el nombre de línea base. Las deflexiones que se encuentren a la izquierda de la línea base indican que existen capas permeables, en capas gruesas estas deflexiones tienden a alcanzar una deflexión casi constante, definiendo así una línea de arena. La curva de potencial espontaneo permite detectar las formaciones permeables y porosas,

localizar límites superior e inferior, determinar la resistividad del agua de formación correlacionar capas entre pozos de un mismo campo.



**Figura 2.4.** Perfil hipotético del SP.

**Fuente:** Mite, H., 2012.

#### ▪ Principio de Medición

Las variaciones de diferencia de potencia que son registradas en el perfil de SP son debidas a las variaciones en el potencial del electrodo subiendo dentro del pozo, dado que el electrodo de superficie

está sometido a un potencial constante. Estas variaciones de potencial en el electrodo del pozo son causadas por corrientes iónicas que fluyen alrededor de la intersección de las capas permeables, de las arcillas o lutitas adyacentes y la columna de lodo. Las corrientes son producidas esencialmente por fuerzas electromotrices de origen electroquímico, que se producen en los contactos entre el lodo o su filtrado, el agua de formación en los poros de las capas permeables y a través de las lutitas o arcillas adyacentes. Otro fenómeno que causa que aparezca la fuerza electromotriz a través de la costra de lodo existente frente a un estrato permeable es el electrofiltración. (Mite, 2012).

Una diferencia en la salinidad entre el fluido del pozo y el fluido de la formación es otra razón, el cual está conformado por el filtrado de lodo y los fluidos originales de la formación en la mayoría de los casos. Se debe notar que en algunos casos especiales una corriente de SP puede ser generada cuando no hay diferencia en la salinidad, pero si una diferencia en la presión de los fluidos (Romero, 2011).

## **Factores que afectan el Registro de Potencial Espontaneo**

Entre estos se tienen:

- El espesor de la capa
- La resistividad verdadera de la capa permeable
- Tipo de fluido de perforación utilizado (características de salinidad que contiene el lodo)
- Diámetro de invasión de la zona contaminada con el lodo
- Baja permeabilidad
- Ruido
- Temperaturas
- Fracturas y fallas
- Diámetro del agujero
- Profundidad de invasión

## **Aplicación de los Registros de Potencial Espontaneo**

El registro SP puede aplicarse para:

- Estimar el contenido arcilloso de la roca reservorio

- Indicador litológico, ayuda a definir modelos depositacionales.
- Indicador de porosidad y permeabilidad, pero solo cualitativamente ya que no proporciona un valor de  $k$ , ni compara permeabilidades
- Cálculo del índice de arcillosidad, IGR
- Cálculo de  $R_w$
- Indicador del espesor de estratos de arenas

### **Cálculo de $R_w$**

Para el cálculo de la resistividad del agua de formación mediante el registro SP se deben seguir los siguientes lineamientos.

#### **1. Establecer la línea base de lutitas**

Se coloca una línea imaginaria en la parte derecha del carril izquierdo del registro SP, como se muestra en la ilustración 6.

#### **2. Marcar las zonas permeables**

Las zonas permeables se presentan como deflexiones hacia la izquierda de la línea base de Lutitas.

### 3. Determinar la temperatura de la Formación

La temperatura a la que se encuentra la zona de interés juega un papel muy importante, a medida que el pozo es más profundo la temperatura aumenta y variarán las propiedades del lodo de perforación y de la formación. Para determinar la temperatura de la formación se utiliza la siguiente ecuación:

$$T_f = T_s + \frac{T_t - T_s}{P_t}(P_f) \quad \text{Ec. 4}$$

Donde:

$T_f$  = Temperatura en el intervalo de interés

$T_s$  = Temperatura en la superficie

$T_t$  = Temperatura en el fondo del agujero

$P_t$  = Profundidad total del agujero

$P_f$  = Profundidad en el intervalo de interés

### 4. Determinar $R_m$ y $R_{mf}$ a la temperatura del intervalo

Para determinar la resistividad del lodo de perforación y del filtrado se utiliza la siguiente relación:

$$R_2 = R_1 \frac{T_1 + C}{T_2 + C} \quad \text{Ec. 5}$$

- $C$  Depende de las unidades = 6.77 cuando son °F y 22 cuando son °C.
- $R_2$  es la resistividad de interés ( $R_m$  o  $R_{mf}$ ) en el intervalo de interés.
- $R_1$  es la resistividad que se lee en el encabezado del registro ( $R_m$  o  $R_{mf}$ ).
- $T_1$  es el valor que se lee en el encabezado del registro.
- $T_2$  es la temperatura calculada en el paso 3.

#### **5. Leer la amplitud de la curva SP a partir de la línea base de lutitas a la máxima deflexión**

Se debe tener presente que la línea base corresponde al valor cero de donde se lee.

#### **6. Determinar el espesor de la capa**

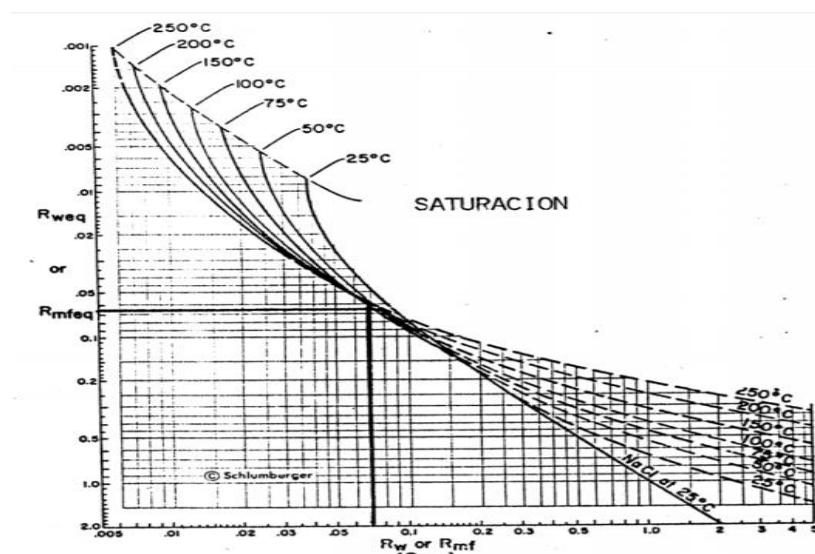
Este se lo obtiene a partir del registro SP, el límite de la capa corresponde al punto de inflexión de la curva SP.

#### **7. Revisar el valor de $R_{mf}$**

Si el valor de la  $R_{mf}$  es menor que 0,1 ohm-m a la temperatura de la formación se corrige utilizando el nomograma de la ilustración 8. Se localiza en el eje vertical

el valor de  $R_{mf}$ , se intersecta con la curva de temperatura ( $T_f$ ) y se lee en el eje horizontal el valor  $R_{mfe}$ .

Si el valor de  $R_{mf}$  es igual o mayor a 0.1 ohm-m. El valor  $R_{mfe}=R_{mf}$ .



**Figura 2.5** Nomograma para corrección de  $R_{mf}$ .

**Fuente:** Arroyo, F., Roig, F., 1987.

## 8. Calcular el valor $R_w$

Este valor se obtiene despejando  $R_w$  de la ecuación de SP

$$E = -K \log \left( \frac{R_{mf}}{R_w} \right) \quad \text{Ec. 6}$$

$$E = SP \text{ en (mv)}$$

$$K = cte. = 65 + 0.24T^{\circ}C \text{ ó } 61 + 0.133T^{\circ}F$$



$R_{mf}$  = Resistividad del lodo ( $\Omega m$ )

$R_w$  = Resistividad del agua de formación ( $\Omega m$ )

$$R_w = R_{mfe} * 10 \left( \frac{SSP}{61 + 0.133 * (T_f \text{ } ^\circ F)} \right) \quad Ec. 7$$

### 9. Convertir $R_w$ a $R_{we}$

Si  $R_w$  es mayor que 0.1 ohm-m no requiere de corrección alguna. Si el valor encontrado es menor se utiliza el nomograma de la ilustración 7, usando el mismo procedimiento realizado en el paso 7.

Es necesario comparar el valor de  $R_w$  obtenido a partir del registro SP con cualquier otra fuente disponible (muestras de agua, análisis de núcleos, etc.).

### 1.3.3.3.Registro de Porosidad

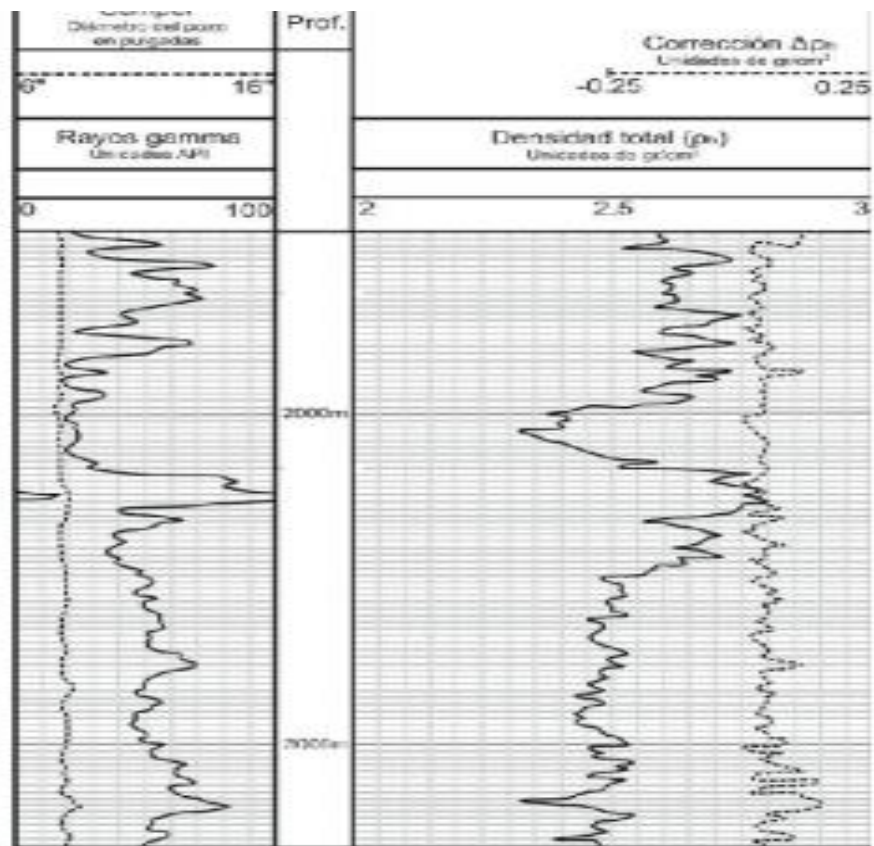
#### Registro de Densidad

- Perfil del Registro de Densidad

Este registro está diseñado para realizar correcciones automáticas y dar directamente en el registro el valor de  $\rho_b$  y  $\Delta\rho_b$ . Siendo  $\rho_b$  la curva de densidad total compensada de la formación, que normalmente va de

2 a 3 o de 1.95 a 2.95 gr/cm<sup>3</sup> y  $\Delta\rho_b$  es la curva corregida por efecto de enjarre y diámetro del agujero. Esta última curva es realizada por control de calidad para ver si  $\rho_b$  es representativa o no a la formación, si esta curva se encuentra fuera de la escala del gráfico, significa que no es un buen valor (Orrala & Tómalá, 2015).

La velocidad con que se corre el registro de densidad dependerá de la densidad de formación y puede ser de 2, 3 o 4 segundos por pie; generalmente de 2 segundos por pie para densidades bajas y 4 segundos por pie para densidades altas.



**Figura 2.6** Registro de densidad adquirido con la herramienta FDC.

**Fuente:** Orrala, J., Tómalá, J., 2015.

#### ▪ Principio de Medición

El principio de medida se fundamenta en una fuente radioactiva que puede ser cobalto 60 y cesio 137 se aplica a la pared del pozo mediante un patín lateral emitiendo radiaciones gamma de mediana energía dentro de la formación. Estos rayos gamma colisionan

o chocan con los electrones de la formación, con los choques de los rayos gamma van perdiendo energía y continúan con esa energía disminuida. Los choques entre las radiaciones gamma y los electrones en la formación son conocidos como el efecto de Compton, efecto de pares productores y efecto fotoeléctrico (Schlumberger, 2002).

A partir de lo mencionado anteriormente se deduce que la densidad se encuentra relacionada con el volumen de densidad real o total de la roca y esta a su vez depende de la densidad de los minerales que constituyen la matriz de la roca, la porosidad de la formación y la densidad de los fluidos que se encuentren en los poros (Orrala & Tómalá, 2015).

La energía con que trabaja la herramienta va de 0.2 a 2 Mev, y la intensidad de los rayos gamma contados por los detectores de centelleo será inversamente proporcional a la densidad real de la formación.

▪ **Relación entre la densidad de electrones en la formación y la densidad total**

Si se simboliza el índice de densidad de electrones, el mismo que es proporcional a la densidad de electrones, para una sustancia de un solo elemento, tenemos:

$$\rho_e = \rho_b \left( \frac{2Z}{PA} \right) \quad Ec.8$$

Donde:  $\rho_b$  es la densidad total medida por el registro

$Z$  es el número atómico o número de electrones por átomo

$PA$  es el peso atómico

Cuando el registro de densidad es calibrado, es decir en una formación de calizas que contiene agua fresca se ha demostrado que su lectura da una densidad aparente relacionada con el índice de densidad de electrones, siendo:

$$\rho_a = 1.0704\rho_e - 0.1883 \quad Ec.9$$

Donde,  $\rho_b = \rho_a$  son tomadas del registro por lo que se puede definir la porosidad como:

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_t}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad Ec. 10$$

Siendo,  $\rho_{ma}$  la densidad de la matriz (conocida)

$\rho_t$  densidad total

$\rho_f$  densidad del fluido

#### ▪ **Factores que afectan el registro de Densidad**

La distorsión presentada en la toma de registro puede darse por efectos de la forma del pozo, pero esta distorsión no será grande. La medida de del registro de densidad depende de varios factores por lo cual aparte de la forma del hoyo también depende del espesor del revoque, la litología de las formaciones, fluidos presentes en la zona investigada y efectos de los hidrocarburos.

#### **Aplicación del Registro de Densidad**

Entre las aplicaciones se tiene:

- Determinación de una aproximación de la porosidad
- Medición de la densidad

- Calibración geofísica
- Obtener la composición mineralógica
- Estudios de compactación
- Identificar capas de gas
- Correlaciones litológicas

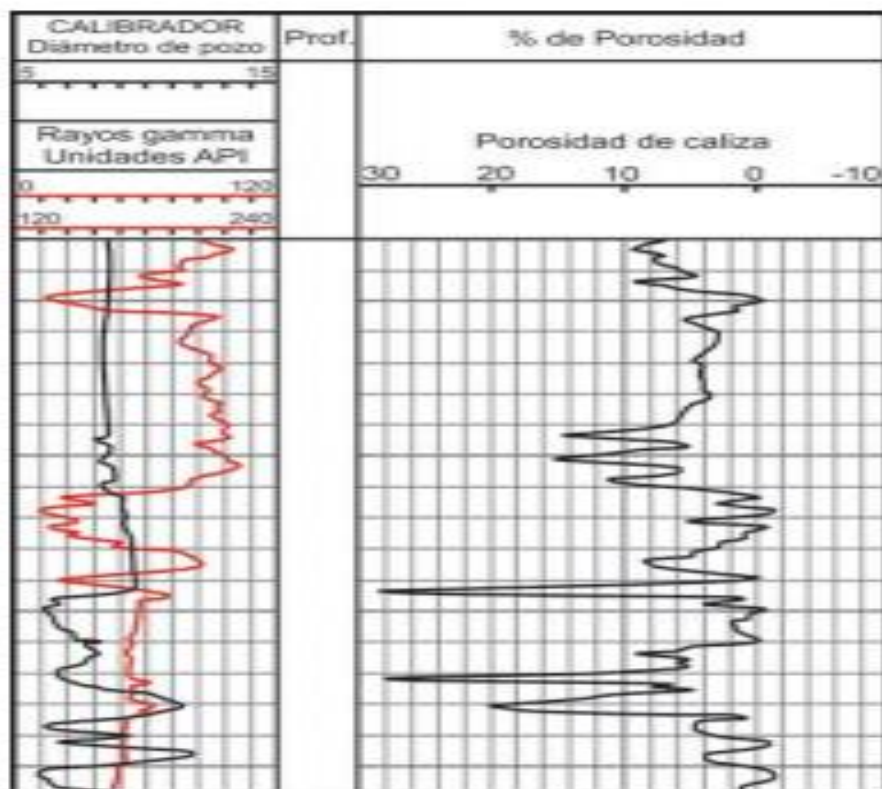
### **Registro Neutrón**

- **Perfil del Registro Neutrón**

El registro neutrón es graficado en las pistas de 2 o 3 en un estándar generalmente titulado NPHI.

El recorrido de un registro neutrón se hace a razón de 1 pie / 2 segundos o 1800 pies/hora, ya que la cuenta de neutrones se la hace de forma estadística debido a que es un proceso no homogéneo de respuesta de las formaciones.

Los datos de la herramienta GNT son registrados en unidades API y los datos de las herramientas SNP y CNL son registrados en unidades de porosidad de calizas equivalente con una escala entre -15% y 40% (Romero, 2011).



**Figura 2.7** Registro neutrón tomado con la herramienta SNP.

**Fuente:** Orrala, J., Tómalá, J., 2016.

#### ▪ Principio de Medición

Los neutrones se producen por bombardeo del berilio por partículas alfa en la combinación Berilio-Radio, Berilio – Polonio, Berilio – Plutonio o Berilio - Americio (Mite, 2012). Los neutrones son partículas nucleares eléctricamente neutras que tienen una masa similar a la de los átomos de



hidrogeno y que pueden ser emitidos por tres diferentes fuentes de neutrones, siendo estos:

#### ▪ **Emisión de Neutrones**

Los neutrones de alta energía (4.5 Mev) que son emitidos desde la fuente de la sonda hacia dentro de la formación, estos se mueven muy rápido y chocan como bolas de caucho contra los átomos de la formación, produciéndose una pérdida de energía. La cantidad de energía perdida por colisión o choque depende de la masa relativa de los núcleos con los cuales los neutrones chocan.

#### ▪ **Dispersión de neutrones**

Los neutrones de alta velocidad interactúan con los núcleos de los átomos en la formación, la máxima cantidad de energía se pierde significativamente cuando los neutrones chocan con átomos de hidrógeno que tienen una masa similar.

Dentro de unos pocos micro segundos los neutrones han sido desprovistos parcialmente de su energía por las colisiones sucesivas hasta llegar a velocidades terminales, las que ocurren a energía de unos 0,025 electrón – voltio.

De allí en adelante ellos se difunden de forma vaga hasta que son capturados por núcleos de átomos tales como cloro, hidrogeno, silicón, etc. (Mite, 2012).

### **Factores que afectan el Registro Neutrón**

- Entre los factores que afectan la medida de este registro se encuentra el efecto del cloro, estos contribuyen a la absorción de neutrones lo que hace que se sobreestime la porosidad de la formación.
- Cuando las arcillas tienen una cantidad significativa de agua absorbida hace que la porosidad aparente leída por el registro neutrón sea más alta de lo que realmente es.
- El efecto de la calidad del pozo es otro factor que hace que la lectura falle, ya que las herramientas son sensibles a los efectos que tiene el cambio de diámetro.

### **Aplicación del Registro Neutrón**

- Permite determinar la porosidad
- Este registro en conjunto a otros permite obtener una interpretación litológica.
- Da una interpretación de arenas arcillosas e hidrocarburo.
- Detecta capas de gas o hidrocarburos ligeros.
- Evaluación de la densidad de los hidrocarburos.

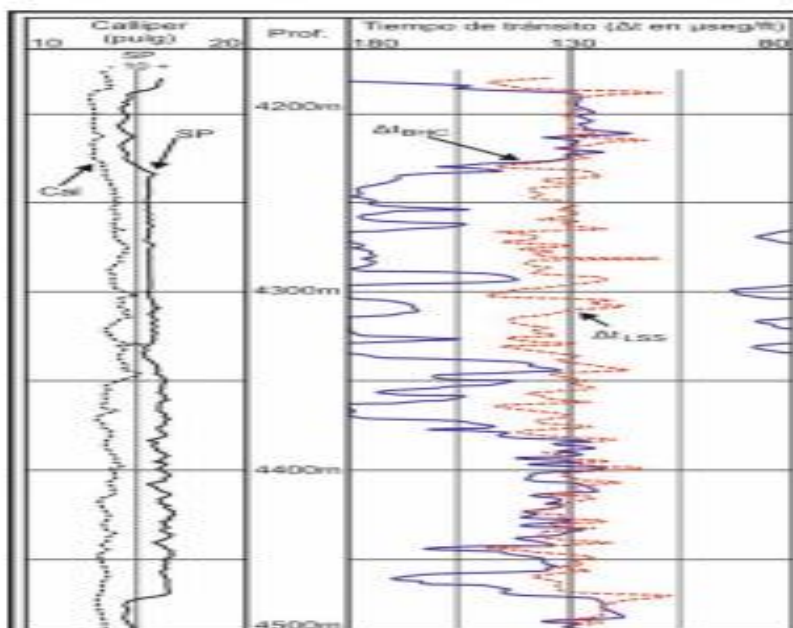
- Correlación entre pozos.

## **Registro Sónico**

- **Perfil del Registro Sónico**

La curva de tiempo de tránsito  $\Delta t$  y la curva de porosidad son graficadas de forma lineal en la columnas 2 y 3 del registro si este se adquiere de forma aislada y junto a esto un tiempo de tránsito integrado es registrado simultáneamente en los registros sónicos de porosidad sobre la escala vertical representativa de la profundidad en escala de milisegundos (Orrala & Tómalá, 2015).

El radio de investigación es de 2.5 a 25 centímetros, esto va a depender de la longitud de onda de la onda elástica, donde mayor sea la onda mayor será el radio de penetración. La escala de representación común del tiempo de tránsito va de los 40  $\mu\text{seg}$  a los 140  $\mu\text{seg}$  y es registrado en microsegundos por pie ( $\mu\text{s}/\text{ft}$ ).



**Figura 2.8** Ejemplo de un registro sónico de porosidad.

**Fuente:** Orrala, J., Tómalá, J., 2012.

#### ▪ Principio de Medición

La herramienta usa un transmisor encima y otro debajo de dos pares de receptores; esta herramienta mide el tiempo que tarda un pulso de sonido en viajar desde el transmisor hasta el receptor dispuesto en la misma herramienta.

El pulso transmitido puede llegar a ser muy corto y de alta amplitud, el cual viaja de diferentes formas a través de la roca mientras se propaga y va perdiendo energía. Finalmente el sonido llega al receptor en diferentes tiempos y distintos tipos de ondas, este es el tiempo transcurrido

entre la detección del primer arribo a los dos receptores correspondientes, estos primeros arribos corresponden a recorridos del sonido dentro de la formación cerca de la pared del pozo (Orrala & Tómalá, 2015)

#### •Evaluación de la Porosidad

Según las investigaciones realizadas por Wyllie, estableció que para formaciones de arenas consolidadas con poros uniformemente distribuidos hay una relación lineal entre porosidad y el tiempo de tránsito (Al-Kharaa, H., Al-Amri, M., Naser, M., & Okasha, T., 2014).

$$\Delta t_{log} = \phi \Delta t_{fluido} + (1 - \phi) \Delta t_{mat} \quad Ec. 11$$

$$\phi = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{mat}}{\Delta t_{fluido} - \Delta t_{mat}} \quad Ec. 12$$

Donde,  $\Delta t_{log}$  = lectura del registro sónico

$\Delta t_{mat}$  = tiempo de tránsito del material de la matriz

$\Delta t_{fluido}$  = tiempo de tránsito en el fluido, cercano a 189  $\mu$  seg/pie

Generalmente estas arenas consolidadas y compactadas tienen porosidades que están en el rango entre 18 a 25 %.

En tales formaciones las respuestas del registro sónico parecen ser independientes del contenido de los poros: agua, petróleo o gas, arcillas diseminadas. En yacimientos que contienen baja saturación de agua o alta saturación de petróleo residual y baja invasión, los valores de  $\Delta t$  pueden ser un tanto grande con relación a si las mismas fueran de agua (Mite, 2012).

### **Factores que afectan el Registro Sónico**

- Entre los factores que afectan la medida de este registro se encuentra el efecto del fluido en el tiempo de tránsito, donde si no se tiene conocimiento de este al momento de calcular la porosidad va a generar un resultado erróneo.
- Las fracturas y vóculos en la formación produce efectos muy pequeños en el tiempo de transito medido en el registro por lo que se obtienen valores de porosidad menores a los reales.
- El efecto de areniscas no consolidadas causan que la señal tarde más tiempo en alcanzar la señal, por lo que los tiempos de transito serán mayores al igual que las porosidades.
- La porosidad calculada en arenas arcillosas es más alta.

## **Aplicaciones del Registro Sónico**

Entre las aplicaciones se tiene:

- El registro sónico se puede utilizar para correlaciones donde otros registros fallan. Algunas litologías pueden identificarse por el valor del tiempo de tránsito del registro.
- Detección de gas y aceite, así como los cambios de viscosidad del aceite.
- Medición de la velocidad compresional y la velocidad de cizalla de las formaciones.
- Determinación de los módulos elásticos
- Evaluación de la calidad de la cementación
- Determinación de la porosidad primaria y la porosidad secundaria de las formaciones
- Evaluación del espesor de las formaciones y análisis sedimentológicos

### **1.3.4. Registro de Resistividad**

#### **1.3.4.1. Registro Microlog**

- **Perfil del Registro Microlog**

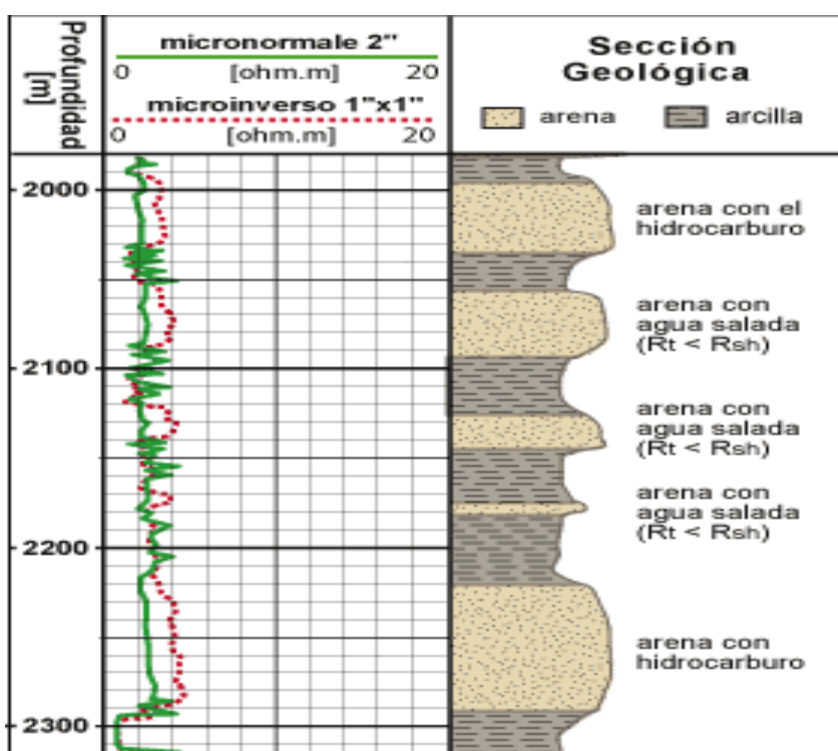
El registro está constituido por 2 curvas de resistividad que son tomadas simultáneamente a la profundidad. En el primer carril viene un registro micro – caliper que da el diámetro del pozo, en el segundo y tercer carril se encuentra el registro microlog con sus dos curvas micro inversa y micro normal (Juan & Julio, 2015).

En el registro microlog se podrá observar que cuando hay una zona permeable y porosa hay una separación positiva entre las dos curvas, es decir cuando el valor de la curva micro normal es mayor que el de la curva micro inversa. De no haber la presencia de dichas formaciones las curvas se separan negativamente.

En zonas de transición entre secciones de petróleo y agua también pueden mostrarse como una separación errática de las curvas Microlog cuando estas secciones son grandes (Juan & Julio, 2015)



La unidad de medida es el ( $\Omega - m$ ) ohm – metro, y su radio de investigación se encuentra dado por una profundidad de 2 a 4 pulgadas para la curva micro – normal y  $\frac{1}{2}$  pulgada para la micro – inversa (Mite, 2012).



**Figura 2.9** Ejemplo del registro microlog.

**Fuente:** Mite, H., 2012.

#### ▪ Principio de Medición

Está constituido por dos curvas de resistividad que son tomadas simultáneamente a la profundidad, una es la curva normal que tiene los electrodos separados en un

espaciamiento de 2 pulgadas y la otra es la curva inversa que tiene los electrodos separados media pulgada (Mite, 2012).

Se crearon para la determinación precisa de capas impermeables a través de la detección de revoque. El patín se empuja contra la pared a través de un sistema de brazos mecánicos para evitar lecturas erróneas por efecto del lodo, consta de 3 electrodos alineados y espaciados que van montados en una almohadilla de goma llena de fluido. (Romero, 2011).

La corrida de esta herramienta debe estar en el rango de 2000 ft/hr o 33 ft/min, y se hacen dos mediciones, una usando el electrodo superior M2 espaciado 2 in a la cual se le llama medición micro – normal, y la otra se hace mediante la relación de la medidas efectuadas por ambos electrodos la cual es llamada micro – inversa (Romero, 2011).

### **Factores que afectan al Registro Microlog**

- Entre los factores que afectan este registro están los efectos del hueco por el diámetro del pozo y resistividad del lodo de formación que influyen en el momento de determinar  $R_{xo}$  y  $R_{mc}$ .

- La Invasión de filtrado de lodo es un factor que afecta el registro ya que responde en alto porcentaje a las condiciones de la zona barrida y por consiguiente su medida viene afectada por la magnitud del aceite residual por lo que habría que hacer una corrección para este parámetro cuando se trata de determinar la porosidad de la formación (Mite, 2012).
- El posicionamiento también puede causar distorsiones en la curvas microlog ya que puede encontrarse fijo a la pared del pozo, debido a alargamientos excesivos o costras de lodo en forma de cuña que no permite al patín que contiene los electrodos fijarse bien o también debido a que puede haber movimientos de las herramientas dentro del pozo que la haga permanecer inclinada dando una respuesta incorrecta de la formación al flujo de corriente.

### **Aplicaciones del Registro Microlog**

- Estos registros se utilizan para precisar límites de capas
- Reconocer cualitativamente capas impermeables
- Reconocer contacto Agua – Aceite
- Identificar fracturas y porosidad vugular

- Puede estimar la porosidad bajo las siguientes condiciones  $N > 15\%$ ,  $h_{mc}$  entre  $1/8$  a  $3/8$ ,  $3 < (R_{xo}/R_{mf}) < 30$

#### **1.4. Estimación de Reservas**

La estimación y clasificación de las reservas de hidrocarburos es de suma importancia en la economía de un país dependiente del petróleo, debido al acceso de financiamientos internacionales que puede obtener del sector hidrocarburífero (Garb, F., 1985). Los métodos utilizados para el cálculo de cantidades recuperables se dividen en dos categorías:

- Métodos estocásticos o probabilistas
- Métodos deterministas

##### **1.4.1. Métodos estocásticos o probabilistas**

Utilizan rangos completos de valores para cada parámetro desconocido de geociencias e ingeniería de yacimientos, con el cual se genera un rango de estimaciones y sus probabilidades asociadas.

##### **1.4.2. Métodos Deterministas**

Se combina las mejores estimaciones (discreta) de los parámetros del yacimiento para la generación de un solo resultado en un punto discreto.

El método determinista que será utilizado para la estimación de volúmenes originales recuperables de hidrocarburos es el Método volumétrico.

#### **2.4.2.1 Método Volumétrico**

Pertenece a los métodos deterministas en la estimación de las reservas de un yacimiento y considerado como uno de los más simples, debido a la poca información que requiere para la estimación del volumen original de petróleo in situ.

El análisis volumétrico requiere de una cantidad mínima de datos y puede realizarse incluso sin la perforación de pozos, contando solo con las correlaciones de yacimiento vecinos. El análisis sirve para estimar el volumen posible de hidrocarburo en los intervalos de interés. La estimación será más confiable si se usan los datos de pozos ya perforados en el área de estudio.

Para estimar el volumen de hidrocarburos del yacimiento, será necesario la obtención de diferentes parámetros que pueden ser obtenidos ya sea por nucleos, registros geofísicos, mapas geológicos y

análisis de salinidades de agua. Entre los parámetros usados para este método tenemos:

- Volumen bruto del yacimiento
- Porosidad efectiva promedio del yacimiento
- Saturación promedio de agua
- Factores volumétricos del fluido (petróleo) a la presión y temperatura del yacimiento

Los parámetros a ser usados deben ser promediados ya que se considera al yacimiento homogéneo e isótropo, por lo cual se usan valores únicos de porosidad, saturación y factor volumétrico (Flores & Ramirez, 2016).

### **1.4.3. Clasificación de las reservas**

Al pasar los años en la industria petrolera, se ha desarrollado y mejorado las técnicas y herramientas para el cálculo de volúmenes originales *in situ*. Los volúmenes calculados de hidrocarburos, no puede ser del todo recuperado, pues físicamente no es posible debido a fuerzas interfaciales y otros factores internos del yacimiento, lo cual lleva a los ingenieros en un futuro la utilización de mecanismos de recuperación ya sean estos primarios, secundarios o terciarios.

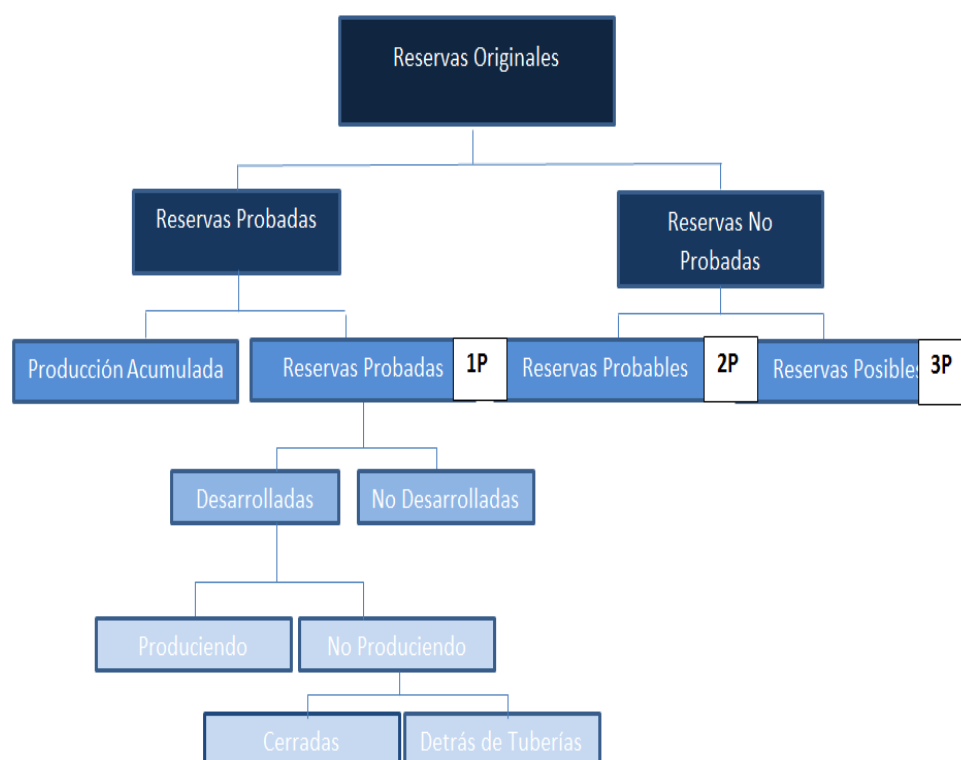
La producción acumulada, sumada a las reservas constituye la estimación del volumen final recuperable (Cronquist, C., 2001).

### ***Reservas Originales***

$$= \text{Producción acumulada} + \text{Reservas remanentes}$$

### ***Reservas remanentes***

$$= \text{Reservas originales} - \text{Producción acumulada}$$



**Figura 2.10** Clasificación de las reservas de hidrocarburos.

**Fuente:** Flores, C., Ramírez, C., 2016.

#### **1.4.4. Reservas Probadas**

Las reservas probadas tienen muchas definiciones pero de manera general se define como volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones normales y bajo condiciones económicas a una fecha específica (tomando en consideración los precios de hidrocarburos y costos de extracción del proyecto), las cuales se estiman serán comercialmente recuperables, con certidumbre razonable.

El volumen considerado como probado incluyen los volúmenes estimados con las perforaciones realizadas a la fecha, contactos de los fluidos y zonas no perforadas del yacimiento pero que se presumen que pueden ser comercialmente extraídas. Las reservas probadas tienen el mayor porcentaje de certidumbre en referencia a las reservas probables y posibles y son las que sustentan los proyectos de inversión.

##### **▪ Reservas Desarrolladas**

Se define como reservas desarrolladas a aquellos volúmenes probados que en proyectos de extracción de hidrocarburos pueda recuperarse con la perforación de pozos, equipos, y mediante tecnologías en el tiempo de la estimación. Adicional a estas también se cuentan las reservas que pueden ser recuperadas de



pozos existentes, es decir reservas detrás de la tubería que se pueden extraer con las infraestructuras actuales, para el caso de reservas asociadas con procesos de recuperación secundaria y terciaria se considera cuando la infraestructura esté instalada y que los costos requeridos para los mismos sean menores, y la producción prevista este en la planeación del proyecto.

#### ▪ **Reservas No desarrolladas**

Son reservas que se esperan serán recuperadas de pozos en áreas que aún no han sido perforadas, donde se debe construir facilidades de producción, superficie y para la terminación de pozos inconclusos, es necesario una inversión significativa dentro del campo donde conlleva gastos de procesos tanto de recuperación primaria como de secundaria y terciaria.

#### **1.4.5. Reservas No probadas**

Se denomina como reservas No probadas a los volúmenes de hidrocarburos evaluados en condiciones normales que al extrapolar parámetros del yacimiento más allá de los límites de certidumbre razonable, o en suposiciones de pronósticos de hidrocarburos con escenarios técnicos como económicos no prevalecen al momento de darse la evaluación.

### **Reservas Probables**

Son reservas donde los análisis realizados sugieren son más factibles de ser recuperables comercialmente, con el uso de método probabilistas para la evaluación se obtendrá al menos 50% de probabilidad de que estas cantidades a recuperarse serán iguales o mayores a las suma de las probadas más las probables.

Entre las condiciones para clasificarse a las reservas como probables se encuentran:

- Áreas donde la formación productora se encuentra separada por fallas geológicas, lo cual indica que el volumen será mayor que la del área probada.
- Reacondicionamientos de pozos, estimulaciones que no han tenido éxito en pozos con comportamientos similares.
- Formaciones productoras donde luego de una reevaluación se indica que existen reservas adicionales a las clasificadas como probadas.

### **Reservas Posibles**

Son volúmenes de hidrocarburos donde la información geológica y de ingeniería determina que es menos segura recuperarlas de manera comercial en referencias a las reservas probables. Al sumarse las reservas probadas, más probables, más posibles se

tendrá una posibilidad del 10% de que las cantidades recuperadas sean iguales o mayores.

Se toma en consideración los siguientes casos:

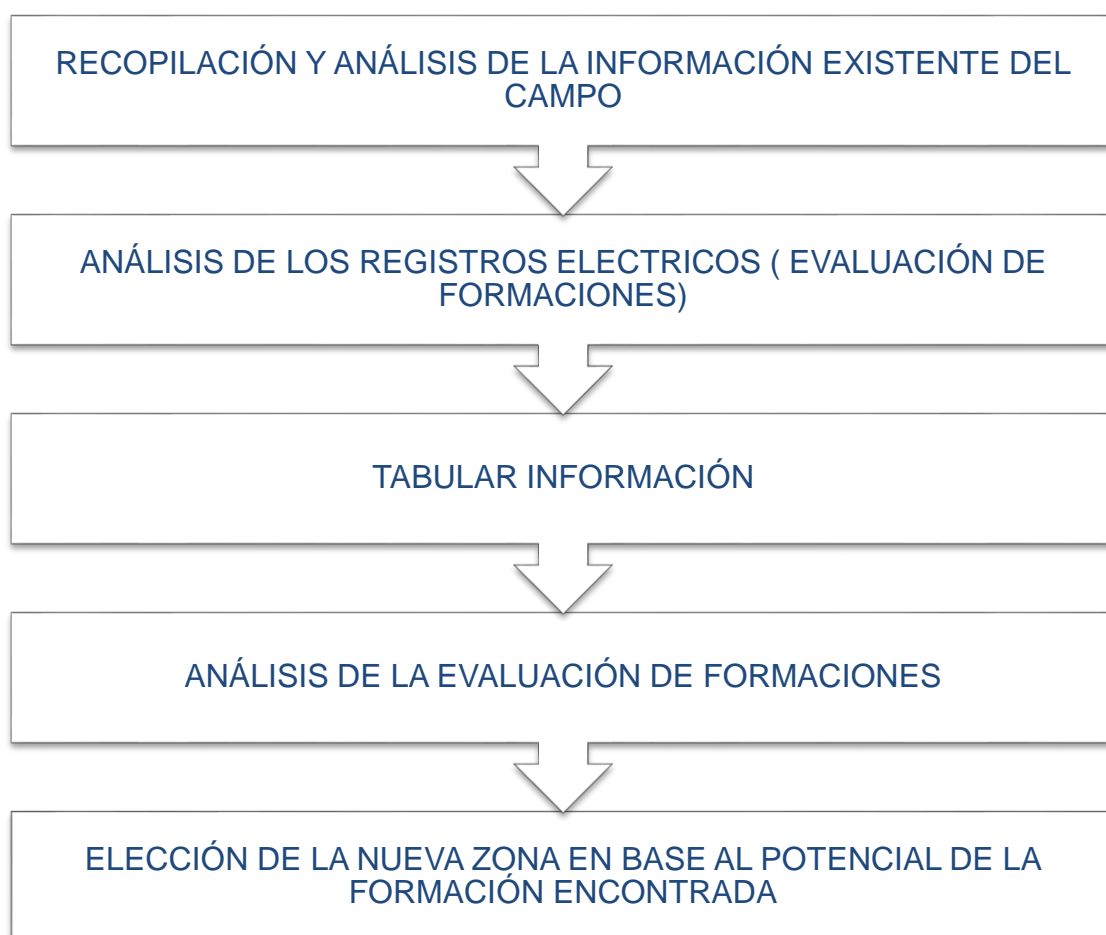
- Reservas basadas en áreas geológicas y adyacentes a las áreas clasificadas como probables.
- Reservas que se consideran marginales a ser comerciales y rentables, que pueden estar localizadas en formaciones que parecen estar impregnadas de hidrocarburos.
- Reservas extraídas por mecanismos de recuperación terciaria, donde los proyectos pilotos están planeados pero no puestos en operación.
- Reservas que mediante interpretación indican que el área de estudio estructuralmente es más baja que el área en producción.

# **CAPÍTULO 3**

## **METODOLOGÍA**

### 3.1. Metodología

La presente metodología se compone de 5 fases de trabajos consecuentes, descritos de manera general, donde se sigue paso a paso el procedimiento que se realiza a la información de los registros eléctricos de pozos.



**Figura 3.1** Diagrama de flujo de la metodología.

**Fuente:** Armijo, P., Castillo, M., 2017.

A continuación se describen las fases a desarrollar en el proyecto.

### **3.1.1. Recopilación y análisis de la información existente del campo**

Con el objetivo de evaluar las formaciones del campo, es necesario primero reunir los suficientes datos antes, durante y después de la perforación de los pozos. Toda la información existente del campo DRABEL fue tomada de diferentes tesis referentes al bloque X, entre los que consta: la ubicación del área de estudio, Historiales de producción, propiedades petrofísicas de las arenas, propiedades de los fluidos, registros eléctricos y correlaciones con campos vecinos entre ellos el campo ARAZA y CAMPO SHUSHUFINDI.

Esta fase permite cuantificar el valor de la información existente y seleccionar una metodología apropiada para cumplir con los objetivos del estudio. La recopilación de los registros eléctricos es la principal fuente de información para nuestro estudio, con la cual nos permitirá determinar todas las propiedades petrofísicas y obtener nuevas zonas de hidrocarburos.

### **3.1.2. Análisis de los registros eléctricos (Evaluación de las formaciones)**

Lista la información a ser interpretada, se debe escoger las diferentes ecuaciones o modelos petrofísicos para la determinación de las propiedades petrofísicas, tomándose en cuenta que la elección del modelo escogido debe representar de mejor manera cada una de las propiedades concordando a los datos existentes.

Es importante establecer que en el desarrollo de esta fase, será necesario tener habilidades para llevar a cabo el estudio. Entre las habilidades más destacadas se encuentra la observación, con ello se logrará un adecuado análisis de los registros eléctricos.

### **3.1.3. Tabular información**

Una vez obtenidos los resultados procedemos a tabular, esto permitirá llevar de manera ordenada toda la información para el análisis de los registros eléctricos, teniendo en cuenta la arena escogida como los pozos activos e inactivos que tiene el campo DRABEL.

#### **3.1.4. Análisis de la evaluación de formaciones**

Con los resultados obtenidos procedemos a realizar el análisis de cada pozo, correlacionando datos con los obtenidos en diferentes fuentes bibliográficas. Una de las características determinantes para haber realizado la optimización del estudio de los registros de los pozos del campo de DRABEL es la inactividad de algunos pozos de este campo. Cualquiera que sea el motivo que provoco que el pozo fuese cerrado, se trata de dirigir el estudio a poder dar una opción para que estos pozos puedan ser reactivados con el cambio de nuevas zonas productoras encontradas en el estudio.

#### **3.1.5. Elección de la nueva zona en base al potencial de la formación encontrada**

Con todos los análisis realizados a los registros eléctricos se procederá a la elección de una nueva zona productora. Al seleccionar una nueva zona que no ha sido cañoneada, se podrá reactivar pozos inactivos, o aumentar la producción en pozos activos en los cuales la declinación de su producción sea crítica.



La estimación de los volúmenes de petróleo a ser obtenidos con la producción de la nueva zona, será de vital importancia para hacer atractiva la propuesta. Cabe destacar, que además de realizar este importante análisis de los registros eléctricos, llevar a cabo un análisis integral de los demás estudios existente que se realizan para el cambio de zona como estados mecánicos del pozo, facilidades de producción entre otros.

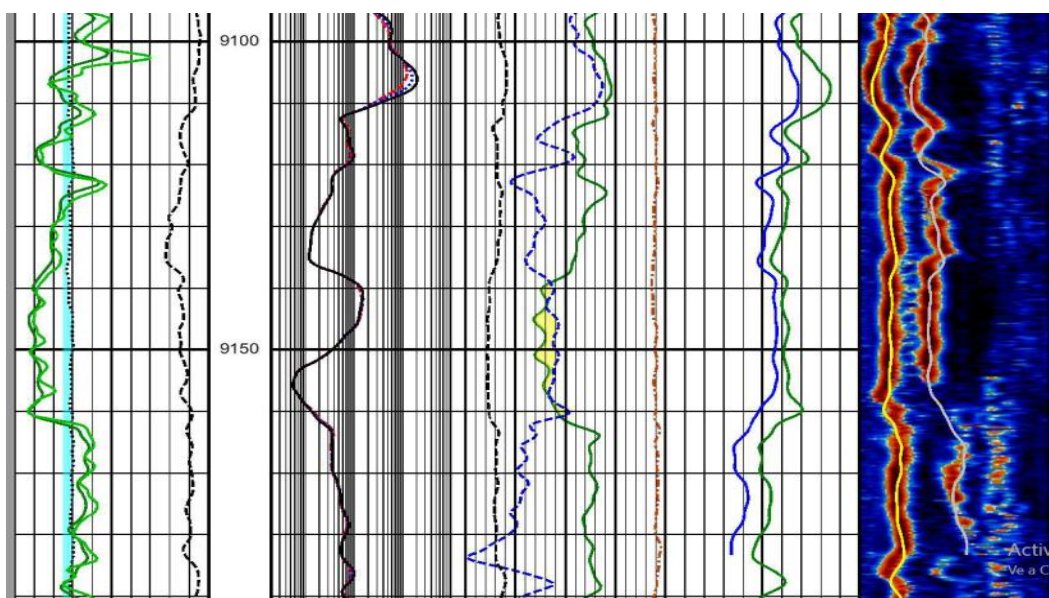
# **CAPÍTULO 4**

## **ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS**

## 4.1. Análisis de los registros eléctricos del campo DRABEL

### 4.1.1. Análisis de los registros eléctricos del pozo DRABEL 5D

Mediante una exhaustiva lectura de los registros eléctricos corridos al pozo DRABEL 5D, se determinan dos zonas petrolíferas de gran interés, donde la cantidad de petróleo a producir pueden ser económicamente rentables. Entre los registros que se llegaron a analizar están el registro de Rayos Gama (RG), Densidad, Neutrón, Sónico y el registro de resistividades. Entre las zonas encontradas tenemos:



**Figura 4.1** Registro del pozo DRABEL 5D - Formación U Superior.

**Fuente:** Obando, A., 2007.

#### 4.1.1.1. Primera Zona

La primera zona de interés se encuentra dentro de la formación U Superior la cual está compuesta por lutita, arenisca, caliza de acuerdo a datos obtenidos en los registros. El intervalo petrolífero esta entre 9138 - 9160 ft, en el intervalo se lee los siguientes datos:

- En el registro de *Gamma Ray* con el cual se calculará el volumen de arcilla presente en la zona, se lee un Gamma Ray mínimo (GRmín) de 18 API, Gamma Ray máximo (GRmáx) de 80 API y un Gamma Ray del intervalo posible (GRlog) de 22 API.
- En el registro sónico se lee un promedio del tiempo de transito del fluido de 77  $\mu\text{s}/\text{ft}$ , con el cual luego podremos obtener la porosidad.
- En el registro de densidad se lee una densidad de 2.32 gr/cc, valor que está dentro del rango aproximado de las arenas, el cual va de de 2 gr/cc a 2.5 gr/cc.
- En el registro neutrón se lee una porosidad a 0.25, lo cual según valores aproximados se encuentra en el rango de petróleo.
- En el registro de resistividad se lee una resistividad de la formación (Rt) de 10 ohm-m.

## Cálculos

Teniendo las lecturas de los registros eléctricos y su correspondiente análisis; con los datos obtenidos realizamos los cálculos necesarios para conocer la cantidad de Petróleo que se encuentra en el intervalo considerado en la primera zona de interés.

- **Volumen de Arcilla**

Utilizando el registro Gamma Ray obtendremos el volumen de arcilla. Usando la ecuación 2, nos permitirá calcular el Índice de rayos gamma.

$$IGr = \frac{Gr_{log} - Gr_{min}}{Gr_{max} - Gr_{min}}$$

$$IGr = \frac{22 - 18}{80 - 18}$$

$$IGr = 0.0645$$

Ahora usaremos la ecuación 3 para calcular el volumen de arcilla.

$$VSh = 0.33 * (2^{2*IGr} - 1)$$

$$VSh = 0.33 * (2^{2*0.0645} - 1)$$

$$VSh = 0.0309 \approx 3.1 \%$$

▪ **Porosidad**

**Cálculo de la porosidad total y efectiva con los registros neutrón, densidad y sónico**

Porosidad neutrón leído del registro

$$\phi_n = 0.25$$

Datos para el cálculo de la porosidad por medio del registro de densidad

$$\rho_{ma} = 2.63 \frac{gr}{cc}, \text{ formación con caolinita CaO}$$

$$\rho_f = 1 \frac{gr}{cc}, \text{ densidad del fluido}$$

Utilizamos la ecuación 10

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

$$\phi_d = \frac{2.63 - 2.32}{2.63 - 1}$$

$$\phi_d = 0.1902 \approx 19.02\%$$

Datos para el cálculo de la porosidad por medio del registro sónico, utilizamos la ecuación 14.

$$\Delta t_{mat} = 55.5 \mu s/ft$$

$$\Delta t_f = 195.3 \mu s/ft$$

$$\phi_s = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{mat}}{\Delta t_{fluido} - \Delta t_{mat}} = \frac{77 - 55.5}{195.3 - 55.5} = 0.1538$$

$$\approx 15.38\%$$

Calculamos la porosidad total, realizando un promedio de las porosidades

$$\phi_T = \frac{\phi_d + \phi_n + \phi_s}{3}$$

$$\phi_T = \frac{0.1902 + 0.25 + 0.1538}{3}$$

$$\phi_T = 0.1980 \approx 19.80\%$$

Ahora calculamos la porosidad efectiva con la ecuación

$$\phi_e = \phi_T * (1 - VSh)$$

$$\phi_e = 0.1980 * (1 - 0.0309)$$

$$\phi_e = 0.1919 \approx 19.19\%$$

#### ▪ Saturación de agua

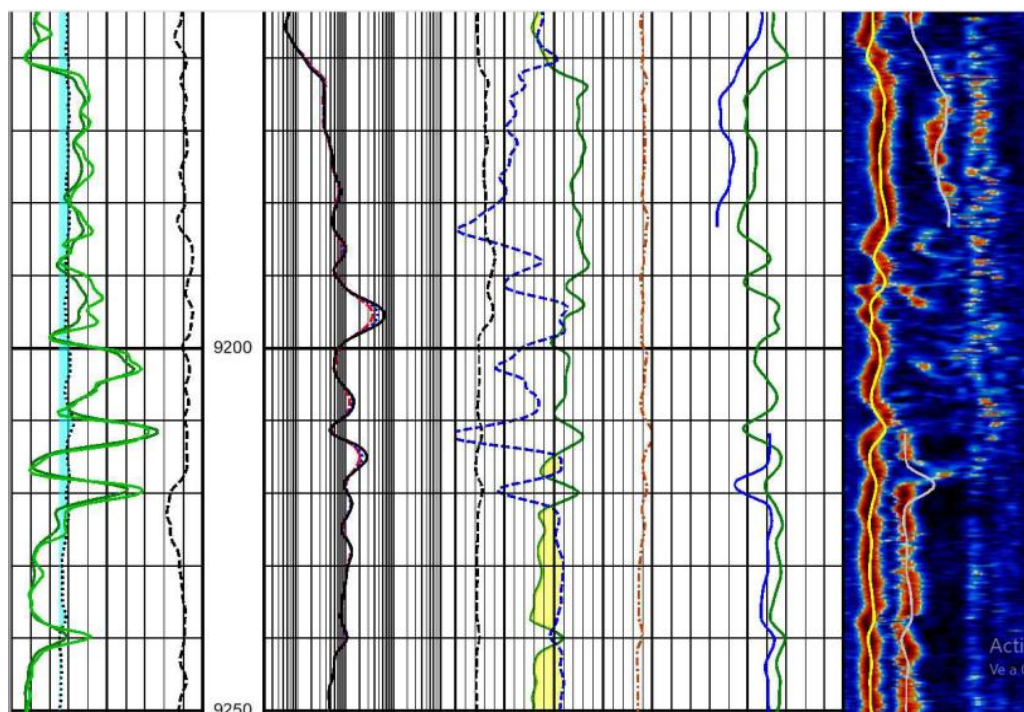
Para determinar la cantidad de fluidos presentes en el interior del reservorio, hace falta determinar el porcentaje de agua y petróleo que satura a la formación, por lo que empleamos la fórmula de indonesia, ya que esta se ajusta a los reservorios del oriente ecuatoriano.

$$S_w = \frac{VSh}{1 - \frac{VSh}{2} \sqrt{RtRw}} + \frac{\phi_e}{\sqrt{Rw}}$$

$$S_w = \frac{0.0309}{1 - \frac{0.0309}{2} \sqrt{10 * 0.25}} + \frac{0.1919}{\sqrt{0.25}}$$

$$S_w = 0.4162 \approx 41.62\%$$

#### 4.1.1.2. Segunda zona



**Figura 4.2** Registro del pozo DRABEL 5D - Formación U Inferior.

**Fuente:** Obando, A., 2007.

La segunda zona se encuentra en la formación U inferior, encontramos dos intervalos de interés que son los siguientes:

**9193 – 9199 ft**

- En el registro de *Gamma Ray* con el cual se calculará el volumen de arcilla presente en la zona, se lee un Gamma Ray mínimo (GRmín) de 30 API, Gamma Ray



máximo (GR<sub>máx</sub>) de 150 API y un Gamma Ray del intervalo posible (GR<sub>log</sub>) de 40 API.

- En el registro sónico se lee un promedio del tiempo de tránsito del fluido de 75  $\mu\text{s}/\text{ft}$  con el cual luego podremos obtener la porosidad.
- En el registro de densidad se lee una densidad de 2.4 gr/cc, valor que está dentro del rango aproximado de las arenas, el cual va de 2 gr/cc a 2.5 gr/cc.
- En el registro neutrón se lee una porosidad a 0.26, lo cual según valores aproximados se encuentra en el rango de petróleo.
- En el registro de resistividad se lee una resistividad de la formación ( $R_t$ ) de 30 ohm-m.

### **Cálculos**

Con los datos obtenidos realizamos los cálculos necesarios para conocer la cantidad de petróleo que se encuentra en el primer intervalo considerado en la segunda zona de interés.

- **Volumen de Arcilla**

Utilizando el registro Gamma Ray obtendremos el volumen de arcilla. Usando la ecuación 2, nos permitirá calcular el Índice de rayos gamma.

$$IGr = \frac{Gr_{log} - Gr_{min}}{Gr_{max} - Gr_{min}}$$

$$IGr = \frac{40 - 30}{150 - 30}$$

$$IGr = 0.0833$$

Ahora usaremos la ecuación 3 para calcular el volumen de arcilla.

$$VSh = 0.33 * (2^{2*IGr} - 1)$$

$$VSh = 0.33 * (2^{2*0.0833} - 1)$$

$$VSh = 0.0404 \approx 4 \%$$

- **Porosidad**

**Cálculo de la porosidad total y efectiva con los registros neutrón, densidad y sísmico**

Porosidad neutrón leído del registro

$$\phi_n = 0.26$$

Datos para el cálculo de la porosidad por medio del registro de densidad

$$\rho_{ma} = 2.63 \frac{gr}{cc}, \text{ formación con caolinita CaO}$$

$$\rho_f = 1 \frac{gr}{cc}, \text{ densidad del fluido}$$

Utilizamos la ecuación 10

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

$$\phi_d = \frac{2.63 - 2.4}{2.63 - 1}$$

$$\phi_d = 0.1411 \approx 14.11\%$$

Datos para el cálculo de la porosidad por medio del registro sísmico, con la ecuación 14

$$\Delta t_{mat} = 55.5 \mu s/ft$$

$$\Delta t_f = 195.3 \mu s/ft$$

$$\phi_s = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{mat}}{\Delta t_{fluido} - \Delta t_{mat}} = \frac{75 - 55.5}{195.3 - 55.5} = 0.1395$$

$$\approx 13.95\%$$

Calculamos la porosidad total, realizando un promedio de las porosidades encontradas

$$\phi_T = \frac{\phi_d + \phi_n + \phi_s}{3}$$

$$\phi_T = \frac{0.1411 + 0.26 + 0.1395}{3}$$

$$\phi_T = 0.1802 \approx 18.02\%$$

Ahora calculamos la porosidad efectiva con la ecuación

$$\phi_e = \phi_T * (1 - VSh)$$

$$\phi_e = 0.1802 * (1 - 0.0404)$$

$$\phi_e = 0.1729 \approx 17.29\%$$

- **Saturación de agua**

Utilizamos la fórmula de Indonesia para calcular la saturación de agua de la zona de interés, debido a que esta se ajusta a los reservorios del oriente ecuatoriano.

$$S_w = \frac{VSh}{1 - \frac{vsh}{2} \sqrt{RtRw}} + \frac{\phi_e}{\sqrt{Rw}}$$

$$S_w = \frac{0.0404}{1 - \frac{0.0404}{2} \sqrt{30 * 0.15}} + \frac{0.1729}{\sqrt{0.15}}$$

$$S_w = 0.4919 \approx 49.19\%$$

#### **9215 – 9219 ft**

- En el registro de *Gamma Ray* con el cual se calculará el volumen de arcilla presente en la zona, se lee un Gamma Ray mínimo (GRmín) de 18 API, Gamma Ray máximo (GRmáx) de 150 API y un Gamma Ray del intervalo posible (GRlog) de 30 API.
- En el registro sísmico se lee un promedio del tiempo de tránsito del fluido de 75  $\mu$ s/ft con el cual luego podremos obtener la porosidad.
- En el registro de densidad se lee una densidad de 2.42 gr/cc, valor que está dentro del rango aproximado de las arenas, el cual va de 2 gr/cc a 2.5 gr/cc.

- En el registro neutrón se lee una porosidad a 0.25, lo cual según valores aproximados se encuentra en el rango de petróleo.
- En el registro de resistividad se lee una resistividad de la formación ( $R_t$ ) de 12 ohm-m.

### **Cálculos**

Con los datos obtenidos procedemos a realizar los cálculos necesarios para conocer la cantidad de Petróleo que se encuentra en el segundo intervalo considerado, en la segunda zona de interés.

- **Volumen de Arcilla**

Utilizando el registro Gamma Ray obtendremos el volumen de arcilla. Usando la ecuación 2, nos permitirá calcular el Índice de rayos gamma.

$$IGr = \frac{Gr_{log} - Gr_{min}}{Gr_{max} - Gr_{min}}$$

$$IGr = \frac{30 - 18}{150 - 18}$$

$$IGr = 0.0909$$

Ahora usaremos la ecuación 3 para calcular el volumen de arcilla.

$$VSh = 0.33 * (2^{2*IGr} - 1)$$

$$VSh = 0.33 * (2^{2*0.0909} - 1)$$

$$VSh = 0.0443 \approx 4.43 \%$$

▪ **Porosidad**

**Cálculo de la porosidad total y efectiva con los registros neutrón, densidad y sónico**

Porosidad neutrón leído del registro

$$\phi_n = 0.25$$

Datos para el cálculo de la porosidad por medio del registro de densidad

$$\rho_{ma} = 2.63 \frac{gr}{cc}, \text{ formación con caolinita CaO}$$

$$\rho_f = 1 \frac{gr}{cc}, \text{ densidad del fluido}$$

Utilizamos la ecuación 10

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

$$\phi_d = \frac{2.63 - 2.42}{2.63 - 1}$$

$$\phi_d = 0.1288 \approx 12.88\%$$

Datos para el cálculo de la porosidad por medio del registro sónico, utilizando la ecuación 14

$$\Delta t_{mat} = 55.5 \mu s/ft$$

$$\Delta t_f = 195.3 \mu s/ft$$

$$\phi_s = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{mat}}{\Delta t_{fluido} - \Delta t_{mat}} = \frac{72 - 55.5}{195.3 - 55.5} = 0.1180$$

$$\approx 11.80\%$$

Calculamos la porosidad total, realizando un promedio de las porosidades

$$\phi_T = \frac{\phi_d + \phi_n + \phi_s}{3}$$

$$\phi_T = \frac{0.1288 + 0.25 + 0.1180}{3}$$

$$\phi_T = 0.1656 \approx 16.56\%$$

Ahora calculamos la porosidad efectiva con la ecuación

$$\phi_e = \phi_T * (1 - VSh)$$

$$\phi_e = 0.1802 * (1 - 0.0443)$$

$$\phi_e = 0.1583 \approx 15.83\%$$

- **Saturación de agua**

Empleando la fórmula de Indonesia para el cálculo de la saturación de agua de los campos del Oriente ecuatoriano obtenemos:

$$S_w = \frac{VSh}{1 - \frac{VSh}{2} \sqrt{RtRw}} + \frac{\phi_e}{\sqrt{Rw}}$$

$$S_w = \frac{0.0443}{1 - \frac{0.0443}{2} \sqrt{12 * 0.15}} + \frac{0.1583}{\sqrt{0.15}}$$

$$S_w = 0.4584 \approx 45.84\%$$

#### **4.1.2. Análisis de los registros eléctricos del pozo DRABEL 6D**

En el pozo DRABEL 6D, se determinan tres zonas petrolíferas de gran interés, donde la cantidad de petróleo a producir pueden ser económicamente rentables. Entre los registros que se llegaron a analizar están el registro de Rayos Gama (RG), Densidad, Neutrón, Sónico y el registro de resistividad. Entre las zonas encontradas tenemos:



4.1.2.1. Primera zona

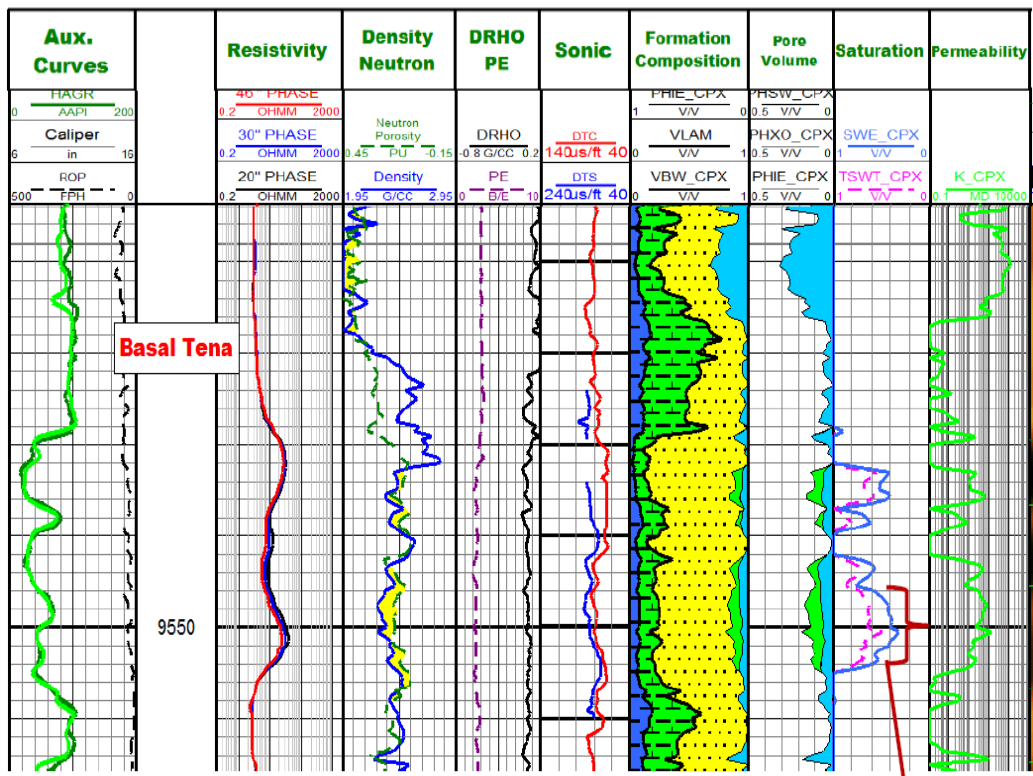


Figura 4.3 Registro del pozo DRABEL 6D - Formación Basal Tena.

Fuente: Juan, O., & Julio, T., 2015.

La primera zona de interés se encuentra dentro de la formación Basal Tena, los posibles intervalos petrolíferos están entre 9532 - 9538 ft y 9546 - 9554 ft, en estos intervalos se leen los siguientes datos:

**Tabla V.** Datos leídos de los registros del pozo DRABEL 6D – Primera zona.

9532-9538 ft									
GR		Porosidad Density		Porosidad neutrón		Porosidad Sónica		Resistividad (ohm-m)	
<b>Grlog</b>	42	<b><math>\rho_{ma}</math></b>	2,63	<b><math>\phi_n</math></b>	0,15	<b><math>\Delta t_{log}</math></b>	73	<b>Rt</b>	12
<b>Grmin</b>	20	<b><math>\rho_b</math></b>	2,39			<b><math>\Delta t_{ma}</math></b>	55,5	<b>RSh</b>	2
<b>Grmax</b>	100	<b><math>\rho_f</math></b>	1			<b><math>\Delta t_f</math></b>	183,5	<b>Rw</b>	0,2
9546-9554 ft									
<b>Grlog</b>	42	<b><math>\rho_{ma}</math></b>	2,63	<b><math>\phi_n</math></b>	0,1525	<b><math>\Delta t_{log}</math></b>	75	<b>Rt</b>	13
<b>Grmin</b>	30	<b><math>\rho_b</math></b>	2,3			<b><math>\Delta t_{ma}</math></b>	55,5	<b>RSh</b>	1
<b>Grmax</b>	110	<b><math>\rho_f</math></b>	1			<b><math>\Delta t_f</math></b>	183,5	<b>Rw</b>	0,2

Fuente: Armijo, P., Castillo, M., 2017.

**Tabla VI.** Resultados de la primera zona del pozo DRABEL 6D.

<b>Profundidad (MD) ft</b>	<b>IGR</b>	<b>VSh</b>	<b><math>\phi_D</math></b>	<b><math>\phi_N</math></b>	<b><math>\phi_s</math></b>	<b><math>\phi_T</math></b>	<b><math>\phi_e</math></b>	<b>Sw</b>
<b>9532-9538</b>	0,2750	0,1531	0,1472	0,15	0,1367	0,1447	0,1225	<b>0,5190</b>
<b>9546-9554</b>	0,1500	0,0763	0,2025	0,1525	0,1523	0,1691	0,1562	<b>0,4377</b>

**Fuente:** Armijo, P., Castillo, M., 2017.

### **Cálculos**

Teniendo las lecturas de los registros eléctricos y su correspondiente análisis; con los datos obtenidos realizamos los cálculos necesarios para conocer la cantidad de Petróleo que se encuentra en el intervalo considerado en la primera zona de interés del pozo DRABEL 6D.

#### **4.1.2.2. Segunda Zona**

La segunda zona de interés se encuentra dentro de la formación U Superior, el intervalo petrolífero esta entre 10254 - 10260 ft en este intervalo se lee los siguientes datos:

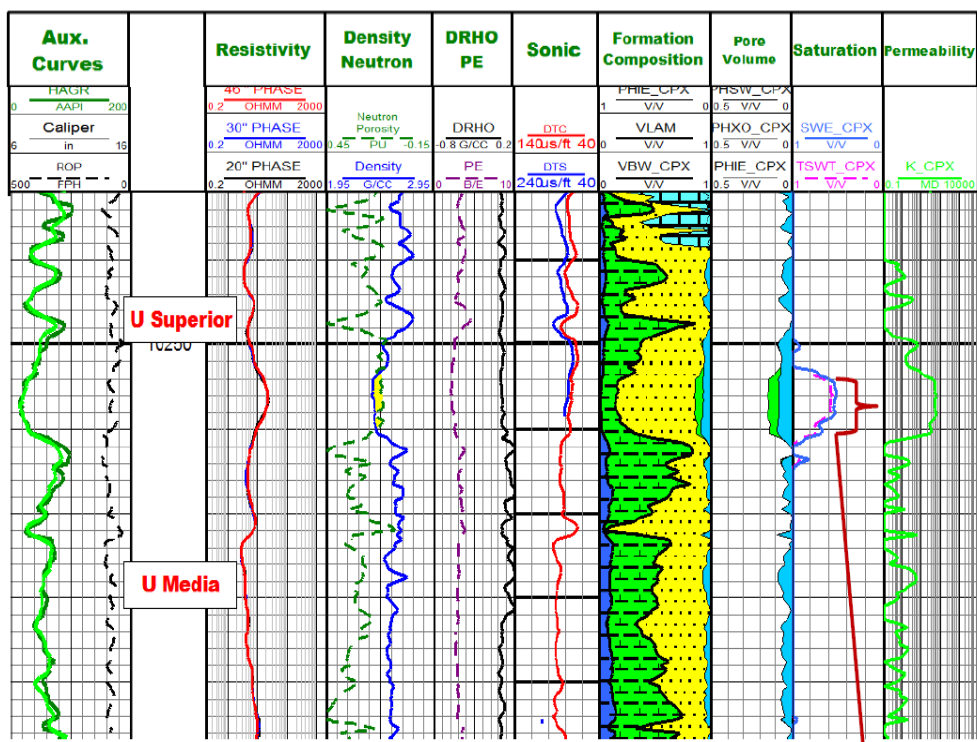


Figura 4.4 Registro del pozo DRABEL 6D-Formación U Superior.

Fuente: Juan, O., & Julio, T., 2015.

Tabla VII. Datos leídos de los registros del pozo DRABEL 6D - Segunda zona.

10254-10260 ft									
Grlog	35	$\rho_{ma}$	2,63	$\phi_n$	0,1525	$\Delta t_{log}$	76	Rt	15
Grmin	20	$\rho_b$	2,38			$\Delta t_{ma}$	55,5	RSh	4
Grmax	100	$\rho_f$	1			$\Delta t_f$	183,5	Rw	0,19

Fuente: Armijo, P., Castillo, M., 2017.

### Cálculos

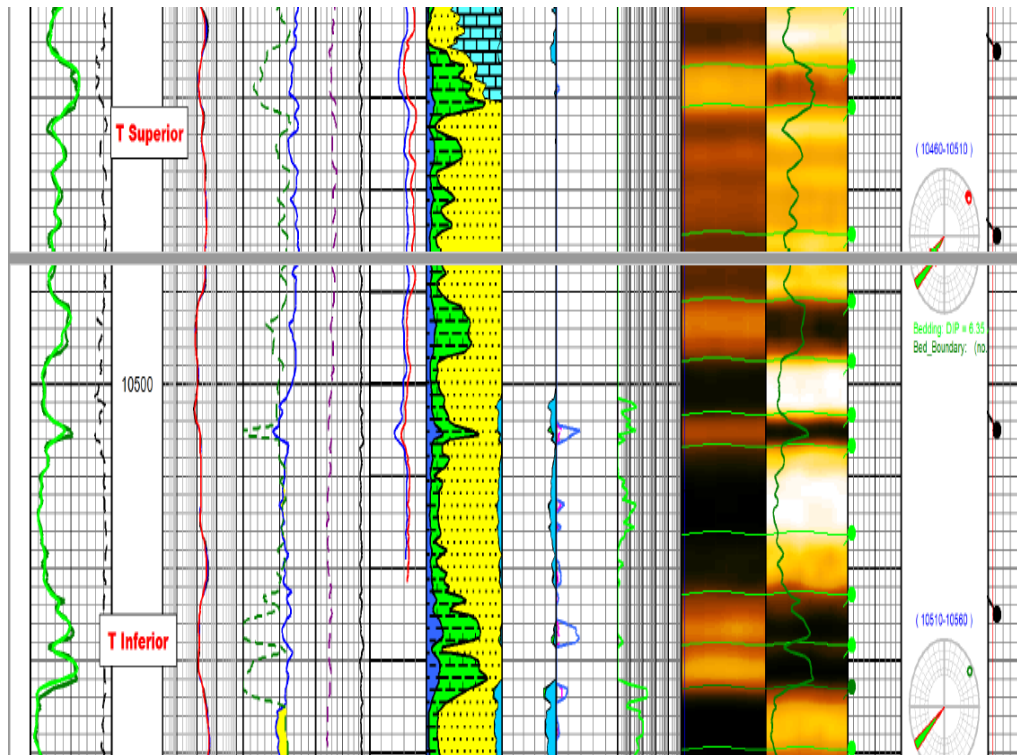
Teniendo las lecturas de los registros eléctricos y su correspondiente análisis; con los datos obtenidos realizamos los cálculos necesarios para conocer la cantidad de Petróleo que se encuentra en el intervalo considerado en la segunda zona de interés.

**Tabla VIII.** Tabulación de resultados de la segunda zona de interés del pozo DRABEL 6D.

Profundidad (MD) ft	IGR	VSh	$\phi_D$	$\phi_N$	$\phi_S$	$\phi_T$	$\phi_e$	Sw
10254-10260	0,1875	0,0980	0,1534	0,1525	0,1602	0,1553	0,1401	0,4793

**Fuente:** Armijo, P., Castillo, M., 2017.

### 4.1.2.3. Tercera zona



**Figura 4.5** Registro del pozo DRABEL 6D - Formación T inferior.

**Fuente:** Juan, O., & Julio, T., 2015.

La tercera zona de interés se encuentra dentro de la formación T Inferior, en este intervalo se lee los siguientes datos:

**Tabla IX.** Datos leídos de los registros del pozo Arazá 6D - tercera zona.

10532-10540 ft									
<b>Grlog</b>	50	<b><math>\rho_{ma}</math></b>	2,63	<b><math>\phi_n</math></b>	0,15	<b><math>\Delta t_{log}</math></b>	75	<b>Rt</b>	30
<b>Grmin</b>	20	<b><math>\rho_b</math></b>	2,4			<b><math>\Delta t_{ma}</math></b>	55,5	<b>RSh</b>	5
<b>Grmax</b>	110	<b><math>\rho_f</math></b>	1			<b><math>\Delta t_f</math></b>	183,5	<b>Rw</b>	0,19

Fuente: Armijo, P., Castillo, M., 2017.

### Cálculos

Teniendo las lecturas de los registros eléctricos y su correspondiente análisis; con los datos obtenidos realizamos los cálculos necesarios para conocer la cantidad de Petróleo que se encuentra en el intervalo considerado en la tercera zona de interés.

**Tabla X.** Tabulación de resultados de la segunda zona de interés del pozo DRABEL 6D.

Profundidad (MD) ft	IGR	VSh	$\phi_D$	$\phi_N$	$\phi_s$	$\phi_T$	$\phi_e$	Sw
<b>10532- 10540</b>	0,333	0,1938	0,1411	0,1500	0,1523	0,1478	0,1192	<b>0,4874</b>

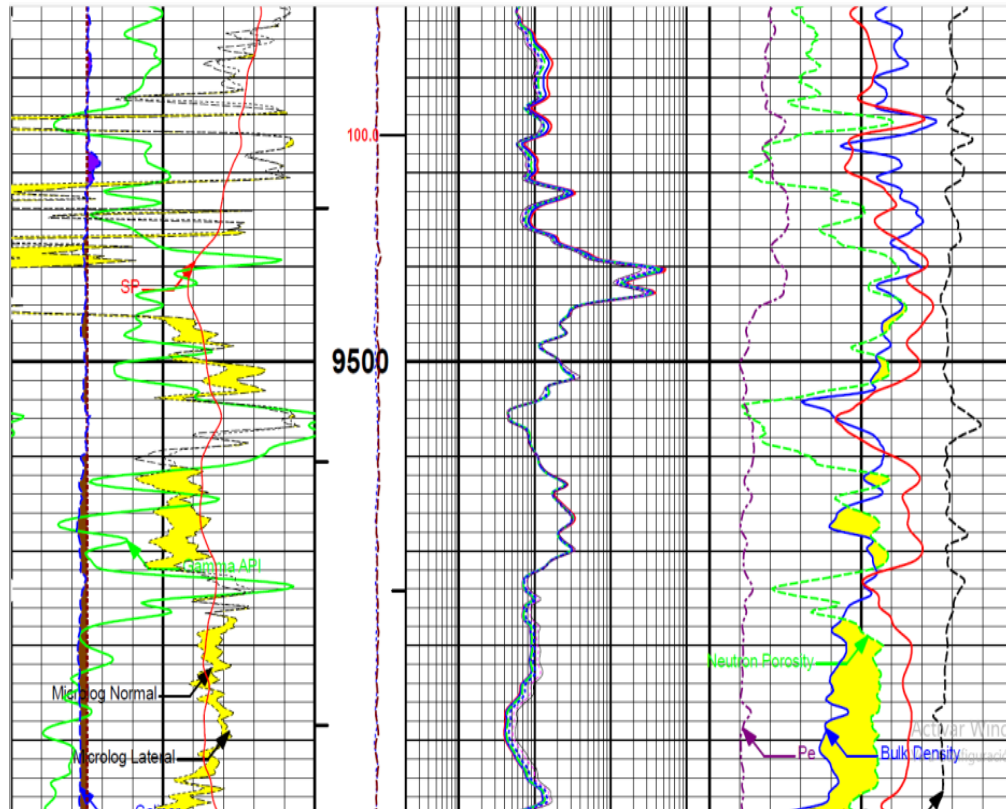
Fuente: Armijo, P., Castillo, M., 2017.

#### **4.1.3. Análisis de los registros eléctricos del pozo DRABEL 7D**

En el pozo DRABEL 7D, se determinan dos zonas petrolíferas de gran interés, donde la cantidad de petróleo a producir pueden ser económicamente rentables. Entre los registros que se llegaron a analizar están el registro de potencial espontaneo (SP), Rayos Gama (RG), Densidad, Neutrón, Sónico y el registro de resistividad. Entre las zonas encontradas tenemos:



#### 4.1.3.1. Primera Zona



**Figura 4.6** Registro del pozo DRABEL 7D - Formación U inferior.

**Fuente:** Obando, A., 2007.

La primera zona de interés se encuentra dentro de la formación U Inferior, los posibles intervalos petrolíferos están entre 9494 - 9504 ft y 9512 - 9522 ft, en estos intervalos se leen los siguientes datos:

**Tabla XI.** Datos de las resistividades del lodo y fluido.

<b>R<sub>m</sub> (Ωm) @ 78 °F</b>	<b>R<sub>mc</sub> (Ωm) 75 °F</b>	<b>R<sub>mf</sub> (Ωm) 78 °F</b>	<b>T<sub>f</sub> (°F)</b>	<b>T<sub>s</sub> (°F)</b>	<b>Profundidad ft (TVD)</b>
1,1	2,6	1	187	78	9506

Fuente: Obando, A., 2007.

**Tabla XII.** Datos leídos de los registros del pozo DRABEL 7D - primera zona.

<b>U Inferior</b>									
<b>9494-9504 ft (MD)</b>									
<b>Grlog</b>	70	<b>ρ<sub>ma</sub></b>	2,63	<b>φ<sub>n</sub></b>	<b>0,2</b>	<b>Δtlog</b>	75	<b>Rt</b>	15
<b>Grmin</b>	60	<b>ρ<sub>b</sub></b>	2,45			<b>Δtma</b>	55,5	<b>RSh</b>	1
<b>Grmax</b>	190	<b>ρ<sub>f</sub></b>	1			<b>Δtf</b>	189	<b>Rw</b>	0,1296
<b>9512-9522 ft (MD)</b>									
<b>GR</b>		<b>Porosidad Density</b>		<b>Porosida d neutrón</b>		<b>Porosidad Sónico</b>			
<b>Grlog</b>	60	<b>ρ<sub>ma</sub></b>	2,63	<b>φ<sub>n</sub></b>	<b>0,22</b>	<b>Δtlog</b>	75	<b>Rt</b>	17
<b>GRmín</b>	40	<b>ρ<sub>b</sub></b>	2,35			<b>Δtma</b>	55,5	<b>RSh</b>	2

<b>GRmáx</b>	190	<b>pf</b>	1			<b>Δtf</b>	189	<b>Rw</b>	0,25
--------------	-----	-----------	---	--	--	------------	-----	-----------	------

Fuente: Armijo, P., Castillo, M., 2017.

### Cálculos

Calculamos la resistividad del agua en los intervalos escogidos con el registro de potencial espontáneo (SP).

**Tabla XIII.** Cálculo de la resistividad del agua.

	<b>Lectura 1 (9494-9504) MD</b>	<b>Lectura 2 (9512-9522) MD</b>
<b>Profundidad formación (ft) TVD</b>	9048	9063
<b>T<sub>f</sub> (°F)</b>	181,7484	181,9204
<b>R<sub>mf2</sub></b>	0,44966	0,44925
<b>R<sub>m2</sub></b>	0,49463	0,49418
<b>SP</b>	40	40
<b>Corrección cuando R<sub>mf</sub>&lt;1</b>	0,38221	0,38187
<b>R<sub>w</sub></b>	0,12962	0,12954

Fuente: Armijo, P., Castillo, M., 2017.

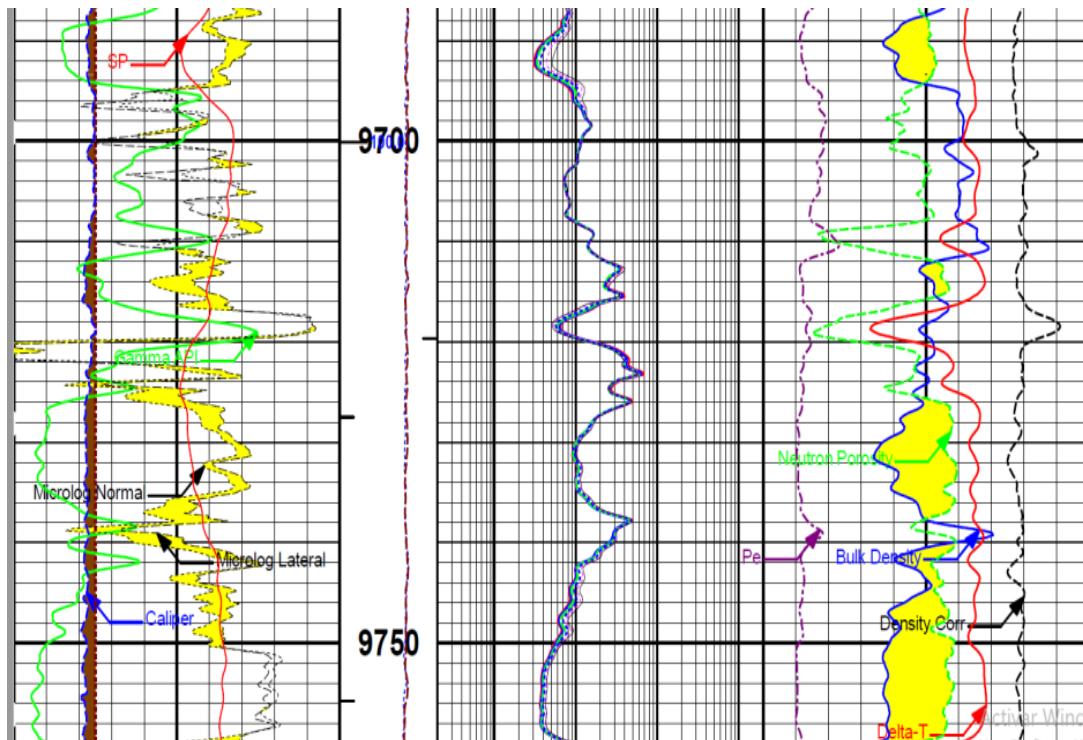
Una vez obtenido la resistividad del agua de formación procedemos a calcular la saturación de agua de los dos intervalos de interés.

**Tabla XIV.** Tabulación de resultados de la primera zona de interés del pozo DRABEL 7D.

<b>Profundidad (MD)</b>	<b>IGR</b>	<b>VSh</b>	<b><math>\phi_D</math></b>	<b><math>\phi_N</math></b>	<b><math>\phi_s</math></b>	<b><math>\phi_T</math></b>	<b><math>\phi_e</math></b>	<b>Sw</b>
<b>9494-9504</b>	0,0769	0,0371	0,1104	0,2	0,1461	0,1522	0,1465	0,44697
<b>9512-9522</b>	0,1333	0,0670	0,1718	0,2200	0,1461	0,1793	0,1673	0,41780

**Fuente:** Armijo, P., Castillo, M., 2017.

### 4.1.3.2. Segunda zona



**Figura 4.7** Registro del pozo DRABEL 7D - Formación T inferior.

**Fuente:** Obando, A., 2007.

La segunda zona de interés se encuentra dentro de la formación T Inferior, los posibles intervalos petrolíferos están entre 9711-9717 ft y 9722-9732 ft, en estos intervalos se leen los siguientes datos:

**Tabla XV.** Datos leídos de los registros del pozo DRABEL 7D - primera zona.

<b>T Inferior</b>									
<b>9711 – 9717 ft</b>									
<b>Grlog</b>	70	<b><math>\rho_{ma}</math></b>	2,63	<b><math>\phi_n</math></b>	0,2	<b><math>\Delta t_{log}</math></b>	78	Rt	20
<b>Grmin</b>	60	<b><math>\rho_b</math></b>	2,38			<b><math>\Delta t_{ma}</math></b>	55,5	RSh	5
<b>Grmax</b>	140	<b><math>\rho_f</math></b>	1			<b><math>\Delta t_f</math></b>	189	Rw	0,22022
<b>9722 - 9732 ft</b>									
<b>Grlog</b>	55	<b><math>\rho_{ma}</math></b>	2,63	<b><math>\phi_n</math></b>	0,21	<b><math>\Delta t_{log}</math></b>	74	Rt	10
<b>Grmin</b>	40	<b><math>\rho_b</math></b>	2,4			<b><math>\Delta t_{ma}</math></b>	55,5	RSh	5
<b>Grmax</b>	130	<b><math>\rho_f</math></b>	1			<b><math>\Delta t_f</math></b>	189	Rw	0,22011

Fuente: Armijo, P., Castillo, M., 2017.

### Cálculos

Primero calculamos la resistividad del agua en los intervalos escogidos para el análisis.

**Tabla XVI.** Calculo de la resistividad del agua.

	<b>Lectura 3 (9711-9717) MD</b>	<b>Lectura 4 (9722-9732) MD</b>
<b>Profundidad formación (ft) TVD</b>	9258	9268
<b>Tf (°F)</b>	184,1563	184,2710
<b>R<sub>mf2</sub></b>	0,44399	0,44373
<b>R<sub>m2</sub></b>	0,48839	0,48810
<b>SP</b>	20	20
<b>Corrección cuando R<sub>mf</sub>&lt;1</b>	0,37739	0,37717
<b>R<sub>w</sub></b>	0,22022	0,22011

**Fuente:** Armijo, P., Castillo, M., 2017.

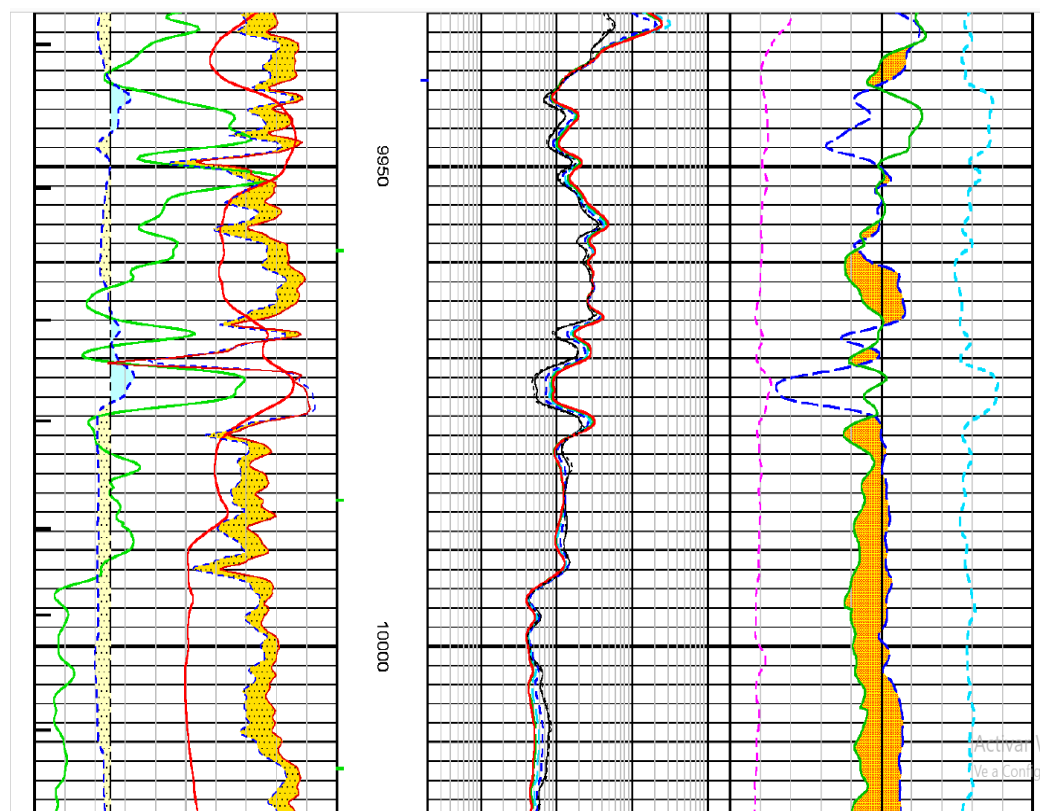
**Tabla XVII.** Tabulación de resultados de la segunda zona de interés del pozo DRABEL 7D.

<b>Profundidad (MD) ft</b>	<b>IGR</b>	<b>VSh</b>	<b>φD</b>	<b>φN</b>	<b>φS</b>	<b>φT</b>	<b>φe</b>	<b>Sw</b>
<b>9711-9717</b>	0,1250	0,0624	0,1534	0,2000	0,1685	0,1740	0,1631	0,43835
<b>9722-9732</b>	0,1667	0,0858	0,1411	0,2100	0,1386	0,1632	0,1492	0,40789

**Fuente:** Armijo, P., Castillo, M., 2017.

#### 4.1.4. Análisis de los registros eléctricos corridos al pozo DRABEL 8DJ

En el pozo DRABEL 8DJ, se determina una zona petrolífera de gran interés, donde la cantidad de petróleo a producir pueden ser económicamente rentables. Entre los registros que se llegaron a analizar están el registro de potencial espontaneo (SP), Rayos Gama (RG), Densidad, Neutrón, Sónico y el registro de resistividad.



**Figura 4.8** Registro del pozo DRABEL 8DJ - Formación U inferior.

Fuente: Obando, A., 2007.



La zona de interés se encuentra dentro de la formación U Inferior, los posibles intervalos petrolíferos están entre 9954 - 9967 ft y 9967 - 9971 ft, en estos intervalos se leen los siguientes datos:

**Tabla XVIII.** Datos de las resistividades del lodo y fluido.

<b>R<sub>m</sub> (Ωm)</b> <b>@ 80,24 °F</b>	<b>R<sub>mc</sub> (Ωm)</b> <b>80,09 °F</b>	<b>R<sub>mf</sub> (Ωm)</b> <b>79,87 °F</b>	<b>T<sub>f</sub> (°F)</b>	<b>T<sub>s</sub> (°F)</b>	<b>Profundidad ft (TVD)</b>
1,1	1,73	1,82	187	213,5	9229

**Fuente:** Obando, A., 2007.

**Tabla XIX.** Datos leídos de los registros del pozo DRABEL 8DJ.

<b>U Inferior</b>									
<b>9954-9967 ft</b>									
<b>GR</b>		<b>Porosidad Density</b>		<b>Porosidad d neutrón</b>		<b>Porosidad Sónico</b>		<b>Resistividades</b>	
Grlog	50	ρ <sub>ma</sub>	2,63	φ <sub>n</sub>	0,25	Δtlog	75	R <sub>t</sub>	25
Grmin	32	ρ <sub>b</sub>	2,35			Δt <sub>ma</sub>	55,5	R <sub>Sh</sub>	4
Grmax	150	ρ <sub>f</sub>	1			Δt <sub>f</sub>	189	R <sub>w</sub>	0,2840

9967- 9971 ft									
Grlog	60	$\rho_{ma}$	2,63	$\phi_n$	0,26	$\Delta t_{log}$	95	Rt	15
Grmin	40	$\rho_b$	2,4			$\Delta t_{ma}$	55,5	RSh	2,5
Grmax	150	$\rho_f$	1			$\Delta t_f$	189	Rw	0,28416

Fuente: Armijo, P., Castillo, M., 2017.

### Cálculos

Primero procedemos a calcular las resistividades de agua en los dos intervalos escogidos para el análisis.

**Tabla XX.** Cálculo de las resistividades del agua de formación.

	Lectura 1 (9954-9967) MD	Lectura 2 (9967- 9971) MD
<b>Profundidad formación (ft) TVD</b>	9040	9032
<b>T<sub>f</sub> (°F)</b>	210,7561	210,6404
<b>R<sub>mf2</sub></b>	0,72599	0,72637
<b>R<sub>m2</sub></b>	0,43878	0,43902
<b>SP</b>	30	30
<b>Corrección cuando R<sub>mf</sub>&lt;1</b>	0,61709	0,61742
<b>R<sub>w</sub></b>	0,28404	0,28416

Fuente: Armijo, P., Castillo, M., 2017.

**Tabla XXI.** Tabulación de resultados de la segunda zona de interés del pozo DRABEL 8DJ.

<b>Profundidad (MD) ft</b>	<b>IGR</b>	<b>VSh</b>	<b><math>\phi_D</math></b>	<b><math>\phi_N</math></b>	<b><math>\phi_S</math></b>	<b><math>\phi_T</math></b>	<b><math>\phi_e</math></b>	<b>Sw</b>
<b>9954-9967</b>	0,1525	0,0777	0,1718	0,25	0,1461	0,1893	0,1746	0,45465
<b>9967-9971</b>	0,1818	0,0946	0,1411	0,2600	0,2959	0,2323	0,2104	0,52778

**Fuente:** Armijo, P., Castillo, M., 2017.

#### **4.2. Cálculo de reservas**

Con las saturaciones de agua obtenidas de los registros se puede recalcular las reservas que tiene las diferentes formaciones del pozo Arazá hasta la presente fecha como se muestra a continuación.

**Tabla XXII.** Cálculo de reservas del Campo DRABEL en base a la saturación de agua obtenida en el análisis realizado a los pozos.

CAMPO	RESER.	VOL. TOTAL DE ROCA (acre-ft)	ÁREA (acres)	ESPESOR PROMEDIO NETO (ft)	N/G (%)	VOL. NETO DE ROCA (acre-ft)	$\phi$	Sw	Boi (By/Bn)	POES (BlS)	FR Final del Yacimiento	Reserva Inicial Total (BlS)
DRABEL	U Sup.	22.840,00	1.142,00	20,00	100,00	22.840,00	0,16	0,48	1,28	11.517.526,80	0,16	1.808.251,71
	U Inf.	43.054,00	2.266,00	19,00	51,00	21.957,54	0,17	0,42	1,24	13.545.301,85	0,18	2.465.244,94
	T Sup.	5.928,00	152,00	39,00	72,00	4.268,16	0,12	0,40	1,28	1.862.571,67	0,27	501.031,78
	T Inf.	37.525,00	1.501,00	25,00	34,00	12.758,50	0,16	0,35	1,28	8.042.160,99	0,20	1.600.390,04
<b>Subtotal Drabel</b>		<b>109.347,00</b>				<b>61.824,20</b>				<b>34.967.561,32</b>		<b>6.374.918,46</b>

Continuación

Producción Acumulada al 31 Dic 2016 (Bls)	Factor de Recobro Actual 31 Dic 2016	Reservas Probadas Produciendo (Bls)	Reservas Probadas shutin (Bls)	Reservas Probadas detrás el casing (Bls)	Reservas Probadas No desarrolladas (Bls)	Reservas Probables (Bls)	Reservas Posibles (Bls)	Reservas Probadas 1P (Bls)	Reservas Probadas+Probables 2P (Bls)	Reservas Probadas+ Probables+ Posibles 3P (Bls)
658.557,00	0,06	320.783,00	8.198,00			375.104,00	445.748,00	328.981,00	704.085,00	1.149.833,00
695.712,00	0,04	105.456,00	288.720,00		530.000,00	1.223.636,00	265.000,00	924.176,00	2.147.812,00	2.412.812,00
110,00	0,00					162.000,00	375.931,00		162.000,00	537.931,00
241.374,00	0,03		6.916,00	159.133,00	689.106,00	126.700,00	317.347,00	855.155,00	981.855,00	1.299.202,00
1.595.753,00		426.239,00	303.834,00	<b>159.133,00</b>	<b>1.219.106,00</b>	<b>1.887.441,00</b>	<b>1.404.026,00</b>	<b>2.108.312,00</b>	<b>3.995.752,00</b>	<b>5.399.778,00</b>

Fuente: Armijo, P., Castillo, M., 2017.

### 4.3. Análisis de los resultados obtenidos

#### 4.3.1. DRABEL 5D

En el pozo DRABEL 5D se determinó que existen dos posibles zonas que se pueden explotar; a dichas zonas se realizó el análisis de los registros eléctricos y cálculos necesarios, de los cuales se tiene que:

En la ilustración 14 se muestra los registros corridos al pozo DRABEL 5D en el intervalo de la formación U Superior con un tope de 9138 ft y base de 9160; en este intervalo se observa que las lecturas del registro de *Gamma Ray* son bajas, se muestra un cruce de líneas entre los registros de Densidad y Neutrón, lo que nos afirma que existe la presencia de hidrocarburo. La saturación de agua ( $S_w$ ) obtenida en este intervalo es de 41.62% y una porosidad efectiva de ( $\Phi_e$ ) 19.19%.

Otro intervalo a considerar en este pozo se muestra en la ilustración 15 el cual está ubicado en la formación U Inferior con el tope a 9193 ft y base a 9199 ft, en este se observa un *Gamma Ray* bajo que evidencia que la formación es arenosa y capaz de almacenar hidrocarburo, resistividades altas y un cruce de líneas entre los registros de Densidad y Neutrón, lo que significa que hay presencia de hidrocarburo en dicho espesor. Además de tener una

Saturación de agua ( $S_w$ ) de 49.19% y una porosidad efectiva de ( $\Phi_e$ ) 17.29% que es ideal para almacenar hidrocarburo.

En la misma formación U Inferior está el intervalo con el tope a 9215 ft y base a 9219 ft, que se muestra en la ilustración 15, evidencia un *Gamma Ray* bajo, resistividades medio altas donde puede haber agua e hidrocarburo y un cruce de los registros de Densidad y Neutrón. La saturación de agua ( $S_w$ ) obtenida en este intervalo es de 45.84 % y una porosidad efectiva de ( $\Phi_e$ ) 15.84% valor aceptable para ser un yacimiento productor de hidrocarburo.

#### **4.3.2. DRABEL 6D**

En el pozo DRABEL 6D se determinó que existen tres posibles zonas en diferentes formaciones que se pueden explotar; después de analizar las zonas se tiene que:

En la ilustración 16 se muestra los registros corridos al pozo DRABEL 6D en la formación Basal Tena, en el cual se evidencia dos intervalos de interés el primero con un tope de 9532 ft y base de 9538 ft; en este intervalo se observa que las lecturas del registro de *Gamma Ray* son bajas, se muestra un cruce de líneas entre los registros de Densidad y Neutrón, lo que nos afirma que existe la presencia de hidrocarburo. La saturación de agua ( $S_w$ ) obtenida en este intervalo es de 51.90%, la cual es un poco alta

pero tiene una porosidad efectiva de ( $\Phi_e$ ) 12.25% que la hace ideal para almacenar hidrocarburo.

Otro intervalo a considerar en este pozo dentro de la misma formación se encuentra a 9193 ft y con una base a 9199 ft, en este se observa un *Gamma Ray* medio baja que evidencia que la formación es arenosa - arcillosa, un cruce de líneas entre los registros de Densidad y Neutrón, lo que significa que hay presencia de hidrocarburo en dicho espesor. La saturación de agua ( $S_w$ ) en este espesor es de 43.77% y una porosidad efectiva de ( $\Phi_e$ ) 15.6%.

La segunda zona de interés está ubicada en la formación U superior en el intervalo que está a un tope de 10254 ft y su base a 10260 ft; en la ilustración 17 podemos observar que en dicho intervalo el *Gamma Ray* es medio bajo, que significa que la formación es arenosa, existe un cruce de líneas entre el registro de Densidad y Neutrón por lo que se asume que hay presencia de hidrocarburo, además de que muestra resistividades medio altas. La saturación de agua en esta zona es de 47.93% y su porosidad efectiva es de 14%.

La última zona considerada en este pozo está ubicada en la formación T Inferior en el intervalo con el tope a 10532 ft y base a 10540 ft, que se muestra en la ilustración 18, evidencia un *Gamma*



*Ray* bajo, resistividades medio altas donde puede haber agua e hidrocarburo y un cruce de los registros de Densidad y Neutrón. La saturación de agua ( $S_w$ ) obtenida en este intervalo es de 48.7 % y una porosidad efectiva de ( $\Phi_e$ ) 11.9% valor aceptable para ser un yacimiento productor de hidrocarburo.

#### **4.3.3. DRABEL 7D**

En el pozo DRABEL 7D se determinó que existen dos posibles zonas de interés, una ubicada en la formación U inferior con dos intervalos a estudiar y la otra zona se ubica en la formación T inferior, también con dos intervalos a estudiar; después de analizar las zonas se tiene que:

En la ilustración 19 se muestra los registros corridos al pozo DRABEL 7D en la formación U inferior, en el cual se evidencia dos intervalos de interés el primero con un tope de 9494 ft y base de 9504 ft; en este intervalo se observa que las lecturas del registro de *Gamma Ray* son medias bajas, lo que se traduce a una formación areno – arcillosa, se muestra un cruce de líneas entre los registros de Densidad y Neutrón, lo que nos afirma que existe la presencia de hidrocarburo, la resistividad es medio alta. La saturación de agua ( $S_w$ ) en esta zona alcanza un 44.69% y a

pesar de que su porosidad efectiva es de ( $\Phi_e$ ) 14.65 %, por lo que se convierte en una zona que se podría explotar.

El segundo intervalo a considerar en este pozo dentro de la misma formación se encuentra a 9512 ft y con una base a 9522 ft, en este se observa un *Gamma Ray* medio alto que evidencia que la formación es arenosa - arcillosa, un cruce de líneas entre los registros de Densidad y Neutrón, lo que significa que hay presencia de hidrocarburo en dicho espesor, la resistividad es medio alta. La saturación de agua ( $S_w$ ) en este espesor es de 41.78% y una porosidad efectiva de ( $\Phi_e$ ) 16.73%.

La segunda zona de interés está situada en la formación T inferior con dos intervalos de interés, en el cual el primer intervalo está ubicado a un tope de 9711 ft y su base a 9717 ft. En la ilustración 19 podemos observar que en dicho intervalo el *Gamma Ray* es medio bajo, que significa que la formación es arenosa, existe un cruce de líneas entre el registro de Densidad y Neutrón por lo que se asume que hay presencia de hidrocarburo, además de que muestra resistividades medio altas. La saturación de agua en esta zona es de 43.83% y su porosidad efectiva es de 16.31%.

El segundo intervalo ubicado en la formación T inferior tiene su tope a 10532 ft y base a 10540 ft, que se muestra en la ilustración 20, evidencia un *Gamma Ray* medio bajo, resistividades medio

altas donde puede haber agua e hidrocarburo y un cruce de los registros de Densidad y Neutrón que nos ratifica la presencia de hidrocarburo. La saturación de agua ( $S_w$ ) obtenida en este intervalo es de 40.78 % y una porosidad efectiva de ( $\Phi_e$ ) 14.92% valor aceptable para ser un yacimiento productor de hidrocarburo, que luego de obtener la saturación de agua se realizaron los cálculos y se determinó que en esta formación hay 8042161,0 bls que pueden ser explotados.

#### **4.3.4. DRABEL 8DJ**

En el pozo DRABEL 8DJ se determinó que existe una posible zona de interés, una ubicada en la formación U inferior con dos intervalos a estudiar; después de analizar la zona se tiene que:

En la ilustración 21 se muestra los registros corridos al pozo Arazá 8DJ en la formación U inferior, en el cual se evidencia dos intervalos de interés el primero con un tope de 9954 ft y base de 9967 ft; en este espesor se observa que las lecturas del registro de *Gamma Ray* son bajas, que significa que la formación es arenosa, se muestra un cruce de líneas entre los registros de Densidad y Neutrón, lo que nos confirma la presencia de hidrocarburo, la resistividad es medio alta. La saturación de agua

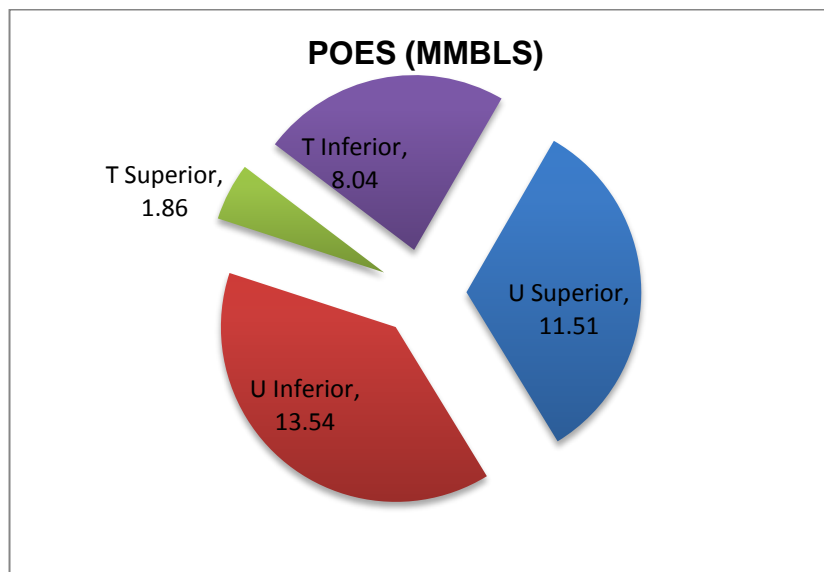
(Sw) en esta zona alcanza un 45.46% y a su porosidad efectiva es de ( $\Phi_e$ ) 17.46 %.

El segundo intervalo a considerar en este pozo dentro de la misma formación se encuentra a 9967 ft y con una base a 9971 ft, en este se observa un *Gamma Ray* medio bajo que evidencia que la formación es arenosa - arcillosa, un cruce de líneas entre los registros de Densidad y Neutrón, lo que significa que hay presencia de hidrocarburo en dicho espesor, la resistividad es medio alta. La saturación de agua (Sw) en este espesor es de 52.7% y una porosidad efectiva de ( $\Phi_e$ ) 21.04%, lo que la convierte en una zona no tan buena para la producción.

#### 4.4. POES y Reservas

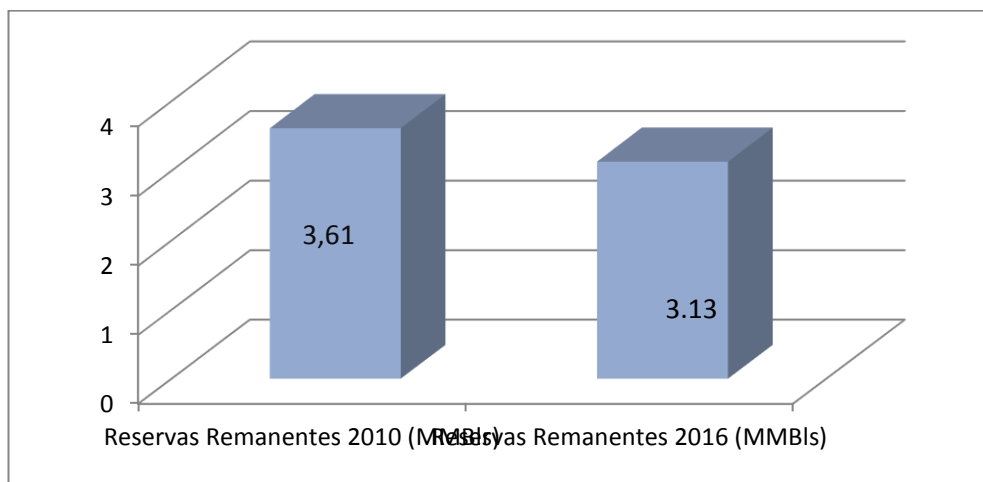
El POES calculado de las formaciones U Superior, U Inferior, T Superior y T Inferior del campo DRABEL resulto ser de 34,96 MMbbl y las reservas estimadas hasta la actualidad son:

- Reservas Probadas (1P): 2,1 MMbbl.
- Reservas Probadas + Posibles (2P): 3.9 MMbbl.
- Reservas Probadas+ Probables+ Posibles (3P): 5.3 MMbbl.



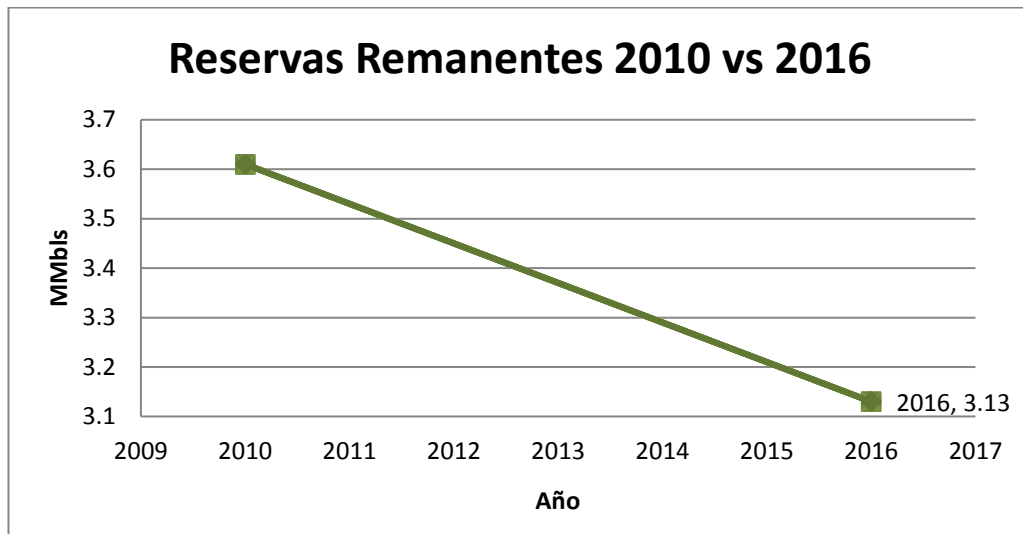
**Figura 4.9** Gráfica del POES que tiene cada Formación.

**Fuente:** Armijo, P., Castillo, M., 2017.



**Figura 4.10** Reservas remanentes del año 2010 vs 2016.

**Fuente:** Armijo, P., Castillo, M., 2017.



**Figura 4.11** Línea de declinación de las Reservas remanentes.

**Fuente:** Armijo, P., Castillo, M., 2017.

#### 4.5. Elección de la zona de interés

**Tabla XXIII.** Nueva zonas de interés por explotar.

	Pozo	Formación	Intervalo	Observación
<b>CAMPO DRABEL</b>	<b>5D</b>	U Inferior	9193' – 9199'	La elección de la zona de interés se realizó después de analizar todos los parámetros en las diferentes zonas.
	<b>6D</b>	Basal Tena	9193' – 9199'	
	<b>7D</b>	T Inferior	10532' – 10532'	
	<b>8DJ</b>	U Inferior	9954' – 9967'	

**Fuente:** Castillo, M., Armijo, P., 2017.

# **CAPÍTULO 5**

## **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

## CONCLUSIONES

La metodología presentada en este trabajo muestra cómo identificar zonas productoras del campo maduro DRABEL, mediante el análisis de los registros eléctricos con los que cuenta el campo, con el fin de encontrar nuevas zonas productoras que pueden permitir el aumento de la producción o mantenerlo.

La recopilación de la mayor información posible del campo DRABEL e integración bibliográfica sobre teoría de los registros geofísicos, permitió tener una sólida base para la realización del análisis propuesto.

Mediante la metodología empleada se identificó nuevas zonas productoras en las formaciones U Inferior, Basal Tena y T Inferior, en los pozos DRABEL 5, DRABEL 6, DRABEL 7 y DRABEL 8, los cuales permitieron recalcular las reservas con las que cuenta el campo DRABEL en la actualidad y en un futuro realizar proyectos para aumentar la producción.

El POES calculado de las formaciones U Superior, U Inferior, T Superior y T Inferior del campo DRABEL fue de 34,96 MMbbl y las reservas estimadas (3P) en la actualidad son de 5.3 MMbbl.



La identificación de las nuevas zonas productoras permitirá el aumento de producción del campo DRABEL, con el punzonamiento de los intervalos encontrados en el análisis refinado de los registros eléctricos de los pozos estudiados.

La metodología es sencilla de aplicar a otro campo maduro, por lo que aplicándola de manera correcta permitiría ahorrar muchos recursos y evitar la declinación de la producción base.

## RECOMENDACIONES

La metodología utilizada en el momento oportuno permitirá tomar acciones que contrarresten o mantengan la producción de petróleo en el campo.

Determinar las permeabilidades de las zonas de interés encontradas con el objetivo de lograr definir zonas de alta probabilidad de producción de hidrocarburos.

Proponer un plan de desarrollo para la extracción de las reservas remanentes del campo DRABEL, tomando en consideración las condiciones comerciales y que sean viables para el desarrollo del mismo.

# **ANEXOS**

## ANEXO A

### OTROS MÉTODOS PARA EL CÁLCULO DE LA SATURACIÓN DE AGUA

En formaciones limpias se determina la saturación de agua con la fórmula de Archie o en variaciones de la misma como la usada en nuestro proyecto la fórmula de Indonesia, pero al tener otras características en la formación se suelen usar otros métodos para su cálculo.

En formaciones arcillosas suelen usarse los siguientes modelos matemáticos para el cálculo de la saturación de agua:

- Waxman-Smits
- Doble agua (Dual water)
- Simandoux mejorado
- Indonesia (Poupon Leveaus)

#### Modelo Waxman-Smits

$$\frac{1}{R_t} = \frac{S_w^n}{F} \left( \frac{1}{R_w} + \frac{BQ_v}{S_w^{n-1}} \right) \quad \text{Ec. 15}$$

Donde:

**n**= exponente de saturación para formaciones arcillosas.

**Q<sub>v</sub>**= es la concentración efectiva de iones de intercambio a condiciones de S<sub>w</sub>.

**B**= es la conductividad equivalente del contraión a 25°C.

**R<sub>w</sub>**= Resistividad del agua de formación.

**F**= es el factor de la resistividad de la formación de la arena arcillosa.

**S<sub>w</sub>**= Saturación de agua.

$R_t$ = Resistividad de la formación.

### Modelo de doble agua (Dual wáter o DW)

$$S_w = \frac{S_{wt} - S_{wb}}{1 - S_{wb}} \quad Ec. 16$$

Para determinar la saturación de agua con el método de doble agua se debe determinar cuatro parámetros que son:  $C_w(R_w)$ ;  $C_{wb}(R_{wb})$ ;  $\phi$  y  $S_{wb}$ .

Donde:

$S_{wb}$ = Saturación de agua ligada.

$S_{wt}$ = Saturación de agua en los poros.

$S_w$ = Saturación de agua.

### Modelo de Simandoux

$$\frac{1}{R_t} = \frac{S_w^n}{FR_w} + \frac{V_{ar}S_w}{R_{ar}} \quad Ec. 17$$

Donde:

$R_t$ = Resistividad de la formación.

$S_w$ = Saturación de agua.

$R_w$ = Resistividad del agua de formación.

$R_{ar}$ = Resistividad de las arcillas.

$V_{ar}$ = Volumen de arcilla.

$n$ = exponente de saturación para formaciones arcillosas.

# **BIBLIOGRAFÍA**

Armijos, J., & Morales, R. (Junio de 2016). Estudio comparado de jets rígidos y rotatorios en limpieza de tubería mediante coiled tubing. Quito, Pichincha, Ecuador.

Brasales, J. (Mayo de 2015). Estudio Técnico Económico para la implementación de unidades de bombeo mecánico con rotaflex para el área Libertador. Quito, Pichincha, Ecuador.

Bustos, J. (2012). Aplicación de la fractura hidráulica en la Cuenca Oriente Ecuatoriana. Madrid, España.

Chancay, J., & Rumipamba, L. (2007). Incremento de la producción de petróleo en el campo Libertador mediante la implementación de completaciones inteligentes. Quito, Pichincha, Ecuador.

Cronquist, C. (2001). Estimation and classification of reserves of crude oil, natural gas and condensate. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers.

Garb, F. (1985). Oil and Gas Reserves Classification, Estimation, and Evaluation. Society of Petroleum Engineers. Doi:10.2118/13946-PA

Gil, E., & Chamarro, A. (Junio de 2009). Técnicas recomendadas para el aumento de producción en campos maduros.

Jiménez, L., & Paredes, D. (2017). Análisis de los principales factores técnicos - financieros del modelo vigente del contrato de prestación de servicios específicos para un campo maduro de la región amazónica del Ecuador durante la vigencia del contrato 2014 - 2019. Quito, Pichincha, Ecuador .

Jiménez, R., & Paucar, J. (Abril de 2011). Estudio del comportamiento del sistema de reinyección de agua del campo Libertador. Quito, Pichincha, Ecuador.

Kukharchuk, A., Xuan, X., & Doss, E. (May de 2017). Advanced Petrophysical Evaluation of a Low-Resistivity Laminated Shaly Sand Formation Showed Significant Increase in Reserves Calculations. Houston, Texas, Estados Unidos.

Mite, H. T. (2012). *Interpretación de perfiles de pozos*. Guayaquil.

Obando, A. (2007). Perforación de pozos de Desarrollo para el campo Parahuacu (Tesis). Quito, Pichincha, Ecuador. Orrala, J., & Tómalá, J. (2015). Evaluación de las arenas "U" y "T" a partir de la interpretación de registros eléctricos de pozos para determinar zonas productoras en el centro-oriente ecuatoriano. La Libertad, Santa Elena, Ecuador.

Romero, C. H. (2011). Metodología para el desarrollo de modelos petrofísicos aplicados a la optimización de producción en campos maduros. Bucaramanga, Venezuela.



SCHLUMBERGER (2002). Interpretación de Perfiles Eléctricos (Guía de entrenamientos).