



UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA INGENIERÍA EN PETRÓLEO

TEMA:

**“CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA MEDIANTE REGISTROS DE
POZOS A HUECO ABIERTO DE DOS POZOS SACHA 282D Y 283D,
PRESENTES EN RIO NAPO.”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR (ES):

ANA DALESHA ZUÑIGA ALEJANDRO

TUTOR:

ING. ADRIANA GABRIELA MORALES DELGADO, MSc.

LA LIBERTAD, ECUADOR

(2024)

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

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

TEMA:

**CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA MEDIANTE
REGISTROS DE POZOS A HUECO ABIERTO DE DOS
POZOS SACHA 282D Y 283D, PRESENTES EN RIO NAPO**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

ANA DALESHA ZUÑIGA ALEJANDRO

TUTOR:

ING. ADRIANA GABRIELA MORALES DELGADO, MSc


LA LIBERTAD – ECUADOR

(2023)

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



Ing. Mallerlis Gutiérrez H, PhD.
DIRECTORA DE LA CARRERA DE
PETRÓLEO



Ing. Adriana Morales.
DOCENTE TUTOR



Ing. Carlos Malavé, MG.
DOCENTE ESPECIALISTA



Ing. José Villegas
DOCENTE GUÍA DE LA UIC



Ing. David Vega González.
SECRETARIO

DEDICATORIA

Quiero dedicar este trabajo de investigación principalmente a mi madre Gabriela Alejandro por el constante apoyo incondicional que siempre me brindo todos los días.

A mis hermanos Zharick Alejandro y Michael Alejandro por siempre estar presente en cada etapa de mi vida y trayectoria universitaria.

Y finalmente a mis amigas/os Mayerly Bautista, Angela García, Isabel Delgado, Lisbeth Ponguillo y Francisco Burgos que de alguna u otra forma, estuvieron en cada proceso y palabras.

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema **“CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA MEDIANTE REGISTROS DE POZOS A HUECO ABIERTO DE DOS POZOS SACHA 282D Y 283D, PRESENTES EN RIO NAPO”** elaborado por la estudiante **Zuñiga Alejandro Ana Dalesha**, egresado de la carrera de Ingeniería en Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema anti plagio COMPILATIO, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 6% de la valoración permitida.



FIRMA DEL TUTOR



ADRIANA GABRIELA
MORALES DELGADO

Ing. Adriana Gabriela Morales Delgado

C.I.: 0924264039

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Ana Dalesha Zuñiga Alejandro-, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA MEDIANTE REGISTROS DE POZOS A HUECO ABIERTO DE DOS POZOS SACHA 282D Y 283D, PRESENTES EN RIO NAPO”**, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería en Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de mi autoría.

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

Atentamente,



ANA DALESHA ZUÑIGA ALEJANDRO

Autor de Tesis

C.I. 0944127323

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Adriana Morales Delgado, MSc.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo **CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA MEDIANTE REGISTROS DE POZOS A HUECO ABIERTO DE DOS POZOS SACHA 282D Y 283D, PRESENTES EN RIO NAPO** previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleo elaborado por la Sr/a. Ana Dalesha Zuñiga Alejandro, egresado de la carrera de Petróleos, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.

FIRMA DEL TUTOR



ADRIANA GABRIELA
MORALES DELGADO

ING. ADRIANA MORALES DELGADO

DOCENTE TUTOR

C.I.: 0924264039

CETIFICADO DE GRAMATOLOGIA

La Libertad, diciembre 16 del 2023.

Lic. ALEXI JAVIER HERRERA REYES
*Magíster En Diseño Y Evaluación
De Modelos Educativos*

Certifica:

Que después de revisar el contenido del trabajo de integración curricular en opción al título de **INGENIERO EN PETRÓLEO** de: **ZUÑIGA ALEJANDRO ANA DALESHA**, cuyo tema es: **“CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA MEDIANTE REGISTROS DE POZOS A HUECO ABIERTO DE DOS POZOS SACHA 282D Y 283D, PRESENTES EN EL RÍO NAPO”**, me permito declarar que el trabajo investigativo se encuentra idóneo y puede ser expuesto ante el jurado respectivo para la defensa del tema en mención.

Es todo cuanto puedo manifestar en honor a la verdad.



Docente de Español A: Literatura
C.I. 0924489255
Reg. Senescyt: 1050-14-86052904
Teléfono: 0962989420
e-mail: alexiherrerareyes@hotmail.com

AGRADECIMIENTOS

Agradezco principalmente a Dios por estar en mi vida, por guiarme en cada paso que doy, por las decisiones correctas, por no dejar que me rinda, por levantarme en cada batalla y lucha.

Quiero agradecerles a mis docentes que desde el primer día fueron parte del proceso de la elaboración de este proyecto, a la Ing., Mallerlis Gutiérrez por el conocimiento adquirido y al Ing. Sadi Iturralde por la enseñanza brindada y apoyo incondicionalmente que me brindo en cada momento que necesité, a la Ing. Adriana Morales por el constante apoyo y guía que me brindó para la culminación de este proyecto.

Dedico y agradezco esta tesis a mi querido y compañero de vida José Ariel Vera que me brindo su apoyo incondicional y verdadero, por estar en cada día, noches, horas, minutos y segundos de mi vida, por ser una persona importante para mí, por darme la dedicación, consejos, frases y cada palabra escrita en las diferentes hojas de este proyecto. Por estar siempre conmigo en mis altos y bajos momentos. Por demostrarme que de alguna u otra forma se puede llegar a ser mejor persona, por demostrarme que el mundo es demasiado grande y que las cosas se consiguen si uno se arriesga y se lo propone, por demostrarme que solo tenemos una vida y que debemos gozarla día a día, por brindarme sus más grandes afectos, por creer en mí, por dejar que me muestre ante el mundo tal y como soy, sin miedo a ser juzgada, por estar en cada sentimiento expresado en mi vida y en la tesis de grado. Finalmente, por ser el pilar que sostiene mi mundo entero.

Agradezco también a Zoila Vera por brindarme su amor y apoyo verdadero desde el inicio de esta meta, por darme un puesto en su corazón y consejos que me ayudaron a formarme con el ser humano que soy ahora.

Agradezco a Solange y Diego perteneciente a la empresa de Superintendencia del Terminal Petrolero de La Libertad por formarme profesionalmente.

Por último, agradezco a la Universidad Estatal Península de Santa Elena por brindarme las herramientas y conocimientos necesarios para la culminación de mi trayectoria universitaria.

CONTENIDO

	Pág.
DEDICATORIA	i
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO	ii
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	iii
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	iv
1 CETIFICADO DE GRAMATOLOGIA	v
AGRADECIMIENTOS	vi
CONTENIDO	vii
2 LISTA DE FIGURAS.....	xiii
LISTA DE TABLAS.....	xvi
RESUMEN	xviii
ABSTRACT	xviii
CAPITULO I: INTRODUCCIÓN.....	1
2.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	1
2.2 JUSTIFICACIÓN	1
2.3 ANTECEDENTES	2
2.4 HIPÓTESIS	4
2.5 OBJETIVOS	4

2.5.1	Objetivo General.....	4
2.5.2	Objetivos Específicos	4
2.6	ALCANCE DE LA PROPUESTA.....	5
2.7	VARIABLES	5
2.7.1	Variables Dependientes.....	5
2.7.2	Variables Independientes	5
CAPITULO II: MARCO TEÓRICO		6
3.1	CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA	6
3.2	IMPORTANCIA DE LA CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA	6
3.3	PROPIEDADES FÍSICAS DE ROCA-FLUIDO.....	6
3.3.1	Densidad (ρ)	6
3.3.2	Permeabilidad (k).....	6
3.3.3	Porosidad (\emptyset)	8
3.3.4	Saturación de Agua (S_w)	10
3.3.5	Contenido de Arcilla (V_{sh})	10
3.3.6	Resistividad de la formación (R_t).....	11
3.3.7	Gradiente Geotérmico	11
3.4	FACTORES QUE INFLUYEN EN LA POROSIDAD	12
3.4.1	Factores que afectan la porosidad en las areniscas.....	12
3.4.2	Factores que afectan la porosidad de los carbonatos.	15
3.5	FACTORES QUE AFECTAN A LA PERMEABILIDAD.....	16
3.5.1	Tamaño y forma de los poros	16

3.5.2	Fracturación.....	16
3.5.3	Daño en la Formación	17
3.5.4	Presión de Sobrecarga	17
3.5.5	Efecto Klinkenberg.....	17
3.6	REGISTROS ELÉCTRICOS	18
3.6.1	¿Qué son los Registros Eléctricos?.....	18
3.6.2	Importancia de los Registros Geofísicos de pozo.....	19
3.6.3	Utilidad de los Registro Geofísicos de pozo	19
3.6.4	Tipos de Registros Eléctricos	21
3.6.5	Registros eléctricos	21
3.6.6	Tipos de perfiles de Resistividad	22
3.6.7	Registros De Porosidad.....	24
3.6.8	Registros Radioactivos	26
3.7	PERFILES DE REGISTROS DE POZOS	26
3.8	CORRELACIÓN LITOLÓGICA	27
3.9	TIPOS DE LITOLOGÍAS	28
3.9.1	Rocas Ígneas Intrusivas	28
3.9.2	Rocas Volcánicas o ígneas extrusivas	30
3.9.3	Rocas Metamórficas.....	33
3.9.4	Rocas Sedimentarias.....	35
3.10	Columna Estratigráficas.....	39
CAPITULO III: METODOLOGÍA		41

4.1	MÉTODO DE INVESTIGACIÓN	41
4.2	TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	42
4.3	PROCEDIMIENTOS EMPLEADOS PARA LA CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA.....	42
4.3.1	Selección de Pozos y muestra.....	42
4.3.2	Análisis y Recopilación de datos mediante los registros eléctricos 42	
4.4	METODOLOGÍA PARA DETERMINAR EL VOLUMEN DE ARCILLA	43
4.5	METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA PERMEABILIDAD	44
4.5.1	Ecuación de Timur para calcular la permeabilidad	44
4.6	METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA POROSIDAD	45
4.6.1	Modelo de densidad	45
4.7	METODOLOGÍA PARA LA CORRELACIÓN LITOLÓGICA.....	46
4.7.1	Establecimiento de Objetivos.....	46
4.7.2	Interpretación de los registros Gamma Ray y Densidad para identificar las litologías	46
4.7.3	Secuencia generalizada para la Columna Estratigráfica del Campo SACHA47	
4.7.4	Identificación Litológica de los POZOS SACHA 282D y 283D	49
4.7.5	Elaboración de las Columnas estratigráficas mediante el programa CoreIDRAW.....	55
CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....		57
5.1	INTERPRETACIÓN DE REGISTROS ELECTRICOS DEL CAMPO SACHA DE LOS POZOS 282D Y 283D	57

5.1.1	Análisis de registros eléctricos, SACHA 282D.....	57
5.1.2	Análisis de registros eléctricos, SACHA 283D.....	64
5.2	CÁLCULOS PARA DETERMINAR EL VOLUMEN DE ARCILLA DE LOS POZOS SAHA 282D Y 283D	68
5.2.1	Determinación del Volumen de arcilla del pozo SACHA 282D.	68
5.2.2	Determinación del Volumen de arcilla del pozo SACHA 283D.	73
5.3	CÁLCULOS PARA DETERMINAR LA POROSIDAD DE LOS POZOS SACHA 282D Y 283D	75
5.3.1	Determinación de la Porosidad del pozo SACHA 282D	75
5.3.2	Determinación de la Porosidad del pozo SACHA 283D	79
5.4	CÁLCULOS PARA DETERMINAR LA PERMEABILIDAD DE LOS POZOS SACHA 282D Y 283D	81
5.4.1	Determinación de la Permeabilidad del pozo SACHA 282D.....	81
5.4.2	Determinación de la Permeabilidad del pozo SACHA 283D.....	87
5.5	INTERPRETACIÓN DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LOS POZOS SACHA 282D Y 283D	89
5.5.1	Parámetros petrofísicos del pozo SACHA 282D.....	89
5.5.2	Parámetros petrofísicos del pozo SACHA 283D.....	91
5.6	COLUMNAS ESTRATIGRÁFICAS DE LOS POZOS SACHA 282D Y 283D, MEDIANTE EL PROGRAMA CORELDRAW.	93
5.6.1	Columnas estratigráficas del pozo SACHA 282D	93
5.6.2	Columnas estratigráficas del pozo SACHA 283D	96
5.7	CORRELACIÓN LITOLÓGICA DE LOS POZOS SACHA 282D y 283D	
	98	

5.7.1	Correlación de los pozos SACHA 282D y 283D: Formaciones “BT”	99
5.7.2	Correlación de los pozos SACHA 282D y 283D: Formaciones “U”	100
6	CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	102
6.1	CONCLUSIONES.....	102
6.2	RECOMENDACIONES	104

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1 Ilustración de la permeabilidad de una roca. Parámetros petrofísicos compuesto en la caracterización de yacimientos (Mallerlis Guitierrez, 2016). ...	7
Figura 2 Medio poroso.	8
Figura 3 Grafica de empaquetamiento cubico.....	12
Figura 4 Empaquetamiento cubico, demostrando cada esfera.	13
Figura 5 Grafica de empaquetamiento hexagonal.....	13
Figura 6 Empaquetamiento hexagonal, demostrando cada esfera.	13
Figura 7 Grafica de empaquetamiento romboédrico.	14
Figura 8 Empaquetamiento romboédrico, demostrando cada esfera.....	14
Figura 9 ilustración A) Arenisca mal clasificada B) empaquetamiento ideal. ...	15
Figura 10 demostración grafica de la cementación de arena.....	15
Figura 11 Idealized fractured rock with low fracture porosity.....	15
Figura 12 Movimiento de Browniano.	17
Figura 13 Efecto Klinkenberg liquido-gas.....	18
Figura 14 Grafica del efecto klinkenberg.....	18
Figura 15 Registro de pozo Original, Campo SACHA 283D (Herrera, 2012). ...	19
Figura 16 Medidas del registro de resistividad.	22
Figura 17 En la primera columna se observa el registro Potencial Espontaneo (SP), en la segunda el registro Normal Corto y tercero el registro Normal Largo.	24

Figura 18 Esquema de Detección Nuclear por Retrodispersión.....	25
Figura 19 “Correlación de Pozos del Yacimiento Touquet alineadas al tope del Mb. Cutral-Có. Identificación de los cuerpos de arenisca (amarillo) y pelitas (violeta). En negro se observan las carreras de corona. Abajo, mapa estructural con transecto de correlación”.....	28
Figura 20 Sección delgada de Granito vistas al microscopio (Blyth y de Freitas 1984).	29
Figura 21 Secciones delgadas de Gabro y Dolerita vistas al microscopio (Blyth y de Freitas 1984).	30
Figura 22 Secciones delgadas de Andesita y Basalto vistas al microscopio (Blyth y de Freitas 1984).	32
Figura 23 Secciones delgadas de rocas Metamórficas vistas al microscopio (Blyth y de Freitas 1984).	33
Figura 24 Sección delgada de arenisca vista al microscopio (Blyth y de Freitas 1984).	35
Figura 25 Secciones delgadas de areniscas y lutitas vistas al microscopio (Blyth y de Freitas 1984).	37
Figura 26 Secciones delgadas de caliza vistas al microscopio (Blyth y Freitas 1984).	38
Figura 27 Columna estratigráfica y su estructuración (Roca, n.d.).....	39
Figura 28 Modelo normalizado para la elaboración de secciones estratigráficas (Roca, n.d.).....	40
Figura 29 Metodología de investigación aplicada.....	41
Figura 30 Estimaciones de las constante según (Montes, 2019).	45
Figura 31 Secuencia generalizada para la Columna estratigráfica del Campo Sacha, (Romero, 2010).	48

Figura 32 Secciones litológicas, Formación BT, Sacha 282D (Herrera, 2012).	49
Figura 33 Secciones litológicas, Formación U, Sacha 282D (Herrera, 2012).	50
Figura 34 Secciones litológicas, Formación T, Sacha 282D (Herrera, 2012).	51
Figura 35 Secciones litológicas, Formación Hollín, Sacha 282D (Herrera, 2012).	52
Figura 36 Secciones litológicas, Formación BT, Sacha 283D (Herrera, 2012).	53
Figura 37 Secciones litológicas, Formación U, Sacha 283D (Herrera, 2012).	54
Figura 38 Elaboración de columnas estratigráficas mediante CoreIDRAW.	55
Figura 39 Registro original, SACHA 282D, Formación BT.	57
Figura 40 Registro original, SACHA 282D, Formación U.	59
Figura 41 Registro original, SACHA 282D Formación T, (Herrera, 2012).	61
Figura 42 Registro original, SACHA 282D Formación Hollín, (Herrera, 2012).	63
Figura 43 Registro original, SACHA 283D Formación BT, (Herrera, 2012).	65
Figura 44 Registros de Pozo original del campo SACHA 283D de la Formación U (Herrera, 2012).	67
Figura 45 Columna estratigráfica de la Formación BT, SACHA 282D.	93
Figura 46 Columna estratigráfica de la Formación U, SACHA 282D.	94
Figura 47 Columna estratigráfica de la Formación T, SACHA 282D.	95
Figura 48 Columna estratigráfica de la Formación Hollín, SACHA 282D.	96
Figura 49 Columna estratigráfica de la Formación BT, SACHA 283D.	97
Figura 50 Columna estratigráfica de la Formación U, SACHA 283D.	98
Figura 51 Correlación de los pozos SACHA 282D Y 283D: Formación "BT".	99
Figura 52 Correlación de los pozos SACHA 282D Y 283D: Formación "U".	100

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1 Perfiles de registros de pozos.	26
Tabla 2 Acidez de las rocas ígneas (Attewell, 1976).....	32
Tabla 3 Clasificación de Textura de Rocas Metamórficas.....	33
Tabla 4 Característica de las rocas sedimentarias.....	35
Tabla 5 Descripción de los registros petrofísicos del campo SACHA.	43
Tabla 6 valores densidad de matriz.....	46
Tabla 7 Simbología de las litologías.....	47
Tabla 8 Litologías del campo SACHA 282D y 283D.	54
Tabla 9 Datos de la Formación BT obtenido por los registros.....	58
Tabla 10 Datos de la Formación U obtenido por los registros.....	60
Tabla 11 Datos de la Formación T obtenido por los registros.	62
Tabla 12 Datos de la Formación Hollín obtenido por los registros.	64
Tabla 13 Datos de la Formación BT obtenido por los registros.....	66
Tabla 14 Datos de la Formación U obtenido por los registros.....	68
Tabla 15 Resultados de la caracterización petrofísica del pozo SACHA 282D, Formación BT.....	90
Tabla 16 Resultados de la caracterización petrofísica del pozo SACHA 282D, Formación U.....	90

Tabla 17 Resultados de la caracterización petrofísica del pozo SACHA 282D, Formación T.	90
Tabla 18 Resultados de la caracterización petrofísica del pozo SACHA 282D, Formación Hollín.	91
Tabla 19 Resultados de la caracterización petrofísica del pozo SACHA 283D, Formación BT.....	91
Tabla 20 Resultados de la caracterización petrofísica del pozo SACHA 283D, Formación U.....	92

“CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA MEDIANTE REGISTROS DE POZOS A HUECO ABIERTO DE DOS POZOS SACHA 282D Y 283D, PRESENTES EN RIO NAPO”

Autor: Zuñiga Alejandro Ana Dalesha

Tutor: Ing. Adriana Gabriela Morales Delgado

RESUMEN

En el campo SACHA se encuentran los pozos 282D y 283D, se realizó la caracterización petrofísica de los yacimientos de hidrocarburos mediante registros eléctricos a hueco abierto. La metodología utilizada se basó en el análisis de registros de pozos para la identificación de las posibles zonas de interés, análisis de parámetros petrofísicos, también se implementó modelos matemáticos como la ecuación de Timur para estimar la permeabilidad y el modelo de densidad para determinar la porosidad. Mediante el uso de los registros eléctricos, se logró identificar que en los pozos SACHA 282D y 283D en las Formaciones “BT” cuenta con porosidad de menor a 34%, las permeabilidades son de mayor a 150,271 mD, saturación de agua de mayor a 60%. Las Formaciones “U” tiene porosidades de menor o igual a 44%, las permeabilidades mayores a 15,33 mD, las saturaciones de agua de menor a 100%. La Formación “T” tiene porosidad de menor a 34%, la permeabilidad fluctúa de mayor a 30,723 mD y la saturación de agua mayor a 38%, por último, la Formación “Hollín” cuenta con porosidades de mayor a 24%, las permeabilidades de menor a 8,75 mD y la saturación de agua menor a 100%.

***PALABRAS CLAVE:* REGISTROS DE POZOS, CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA, MODELOS MATEMATICOS.**

“PETROPHYSICAL CHARACTERIZATION USING OPEN HOLE WELL LOGS OF TWO WELLS SACHA 282D AND 283D, PRESENT IN RIO NAPO.”

Autor: Zuñiga Alejandro Ana Dalesha

Tutor: Ing. Adriana Gabriela Morales Delgado

ABSTRACT

The wells 282D and 283D are in the SACHA field, the petrophysical characterization was done in the hydrocarbon reservoirs using their open hole electric logs. The methodology used was based on the analysis of well logs to identify possible zones of interest, analysis of petrophysical parameters, as well as the implementation of mathematical models such as the Timur equation to estimate the permeability and the density model to determine porosity. Using electric logs, it was possible to identify that in the SACHA 282D and 283D wells in the "BT" Formations, the porosity is less than 34%, the permeabilities greater than 150,271 mD, water saturation greater than 60%. The "U" formations have porosities less than or equal to 44%, permeabilities greater than 15.33 mD, water saturations less than 100%. The "T" Formation has porosity less than 34%, permeability fluctuates greater than 30.723 mD and water saturation greater than 38%, finally the "Hollín" Formation has porosities greater than 24%, permeabilities less than 8.75 mD and water saturation less than 100%.

KEYWORDS: OPEN HOLE ELECTRIC LOGS, PETROPHYSICAL CHARACTERIZATION, MATHEMATICAL MODELS.

CAPITULO I: INTRODUCCIÓN

2.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

Los pozos 282D y 283D se encuentran ubicados en la provincia de Francisco de Orellana, al Nororiente de la región Amazónica ecuatoriana; delimitado, al Norte. En el año 2012 durante los trabajos de perforación existieron varios problemas, como la rotura en la sarta de perforación ocasionada por la corrosión, fatiga y/o falla mecánica de la sarta, esto no permitió bajar hasta el TD a una profundidad de 9716 *ft*, después de varios intentos se llegó hasta la profundidad de 10.547 *ft*. impidiendo la obtención de los registros eléctricos de dos formaciones en el pozo SACHA 283D.

2.2 JUSTIFICACIÓN

Realizar la caracterización petrofísica, campo Rio Napo en los pozos Sacha 282D y 283D en las diferentes Formaciones que lo compone, con el objetivo de identificar las propiedades físicas y determinar las mejores zonas de producción.

La caracterización petrofísica de yacimientos de pozo ayuda a reevaluar las reservas, definir los tipos de roca y unidades de flujo que contribuyen a la producción, así como identificar zonas con potencial de producción.

Estos datos provienen de diversas fuentes de información como son: estudios geológicos, levantamientos y procesamiento de información sísmica, registros geofísicos de pozo, muestras de núcleo, datos de producción, etc.

Para conocer el potencial productor de hidrocarburos en un yacimiento y la optimización del mismo es necesario la aplicación de diferentes áreas de ingeniería, una de las disciplinas importantes es la petrofísica, que realiza la caracterización petrofísica del yacimiento a un nivel estático, la cual determina las propiedades físicas de las rocas y

tipos de fluidos presentas en el yacimiento principalmente: porosidad, permeabilidad, tamaño de grano, de poro y saturación de fluidos. Para determinar las propiedades petrofísicas se realiza una evaluación de registros geofísicos, integrando datos de núcleos según (Alvarado Juan y Gladys, 2020).

2.3 ANTECEDENTES

En el año 2011, en Venezuela, el ingeniero Ángel Chacín informó que un grupo de petrofísicos que trabajaba en el área de desarrollo de yacimientos de la unidad de producción Tía Juana Lago desde 2006, basándose en un estudio integrado previo realizado en 2004, desarrolló una serie de algoritmos con el propósito de crear un modelo petrofísico para los siete yacimientos pertenecientes al miembro B-5-X en el área LL-370/LL-435. Este modelo ha demostrado ser eficaz al ajustarse a las características de varios yacimientos, como por ejemplo los yacimientos B-5-X.01 y B-5-X.13. Sin embargo, una de sus limitaciones es que no es compatible con el resto de los yacimientos, incluyendo el B-5-X.09. Debido a esta razón, desde hace varios años ha existido la necesidad de crear un nuevo modelo que integre la información de registros especiales obtenidos de seis pozos y análisis convencionales y especiales de núcleos de dos pozos cruciales, LL-0773 y LL-0848. El objetivo es generar un modelo petrofísico que se ajuste a las condiciones reales del yacimiento. En el año 2009, se realizaron estudios en varios pozos rehabilitados y estimulados en el yacimiento B-5-X.09, los cuales revelaron que la producción volumétrica era baja. Esto sugiere que las propuestas basadas en las evaluaciones petrofísicas realizadas con el modelo existente no reflejan adecuadamente las propiedades de la roca y los fluidos en el subsuelo de este reservorio. Por razones de simplicidad técnica, se presenta aquí solo la información esencial para comprender la metodología empleada para alcanzar el objetivo de establecer un modelo petrofísico confiable y ajustado a las características específicas del yacimiento B-5-X.09.

En Colombia, Medellín por Anita Chaudhari, Brinzel Rodríguez en el año 2016 se llevó a cabo una investigación de tesis en la que se realizó una caracterización petrofísica de un área de estudio ubicada en el bloque CPO 16 de la Cuenca de los Llanos Orientales. El objetivo principal fue comprender los reservorios de esta zona, utilizando la información recopilada de dos pozos estratigráficos como base. A partir de los registros

de estos pozos estratigráficos, se procedió a caracterizar diversos parámetros petrofísicos que permitieron calcular propiedades como la porosidad de las formaciones reservorio y la saturación de los fluidos presentes en los pozos.

Los resultados de los análisis de saturaciones indicaron que, en las Formaciones Mirador, Gachetá y Une, se identificaron horizontes con saturaciones de aceite que superaban el 80% en promedio. Esto sugiere la presencia de una cantidad significativa de hidrocarburos que aún pueden ser extraídos en esta zona. Además, las arenas presentes en los posibles reservorios exhibieron características petrofísicas altamente favorables, tanto en términos de porosidad (alrededor del 70%) como de saturación de aceite (alrededor del 97%). Estas condiciones, junto con la naturaleza litológica de las arenas (limpias), son propicias para la acumulación de hidrocarburos.

En el estudio realizado por Perusin et al. (2022), en el yacimiento Puesto Touquet de la Cuenca Neuquina, se emplearon dos enfoques petrofísicos para llevar a cabo la caracterización de la Formación mediante registros eléctricos. La Petrofísica Básica involucra la evaluación de propiedades como la permeabilidad al gas, la porosidad, la densidad aparente, la densidad real y la permeabilidad Klinkenberg en cada núcleo de muestra. Estos análisis se llevaron a cabo bajo condiciones estándar (STD), es decir, a temperatura ambiente y presión atmosférica, así como bajo condiciones de sobrecarga (NOBP), que implican temperatura ambiente y presión neta de sobrecarga. Por otro lado, la Petrofísica Especial comprende la investigación de la compresibilidad del volumen poral, el factor de formación, el índice de resistividad y la determinación de los puntos extremos de saturación, junto con la evaluación de las permeabilidades efectivas en estos puntos.

Rojas-Caro et al. (2020), argumentan que la caracterización petrofísica de un yacimiento desempeña un papel fundamental en la identificación y evaluación de áreas con potencial de producción de hidrocarburos. Además, esta caracterización se convierte en una herramienta esencial para estimar el tipo de fluidos presentes, la calidad de la roca y las zonas de contacto entre agua e hidrocarburos. Factores como la variabilidad espacial de las propiedades petrofísicas y la distribución de los fluidos son cruciales en el desarrollo del yacimiento. Para llevar a cabo la caracterización del yacimiento, es necesario integrar diversos tipos de información a través de registros eléctricos. La aplicación de registros eléctricos en la determinación de propiedades petrofísicas ha sido de suma importancia en la industria de yacimientos.

Según lo señalado por Garduza Rueda (2019), los registros eléctricos de pozo son una de las informaciones fundamentales que se obtienen durante la perforación de un pozo de petróleo. Estos registros son esenciales para la determinación de las características petrofísicas de las formaciones rocosas. En consecuencia, esta actividad se convierte en un elemento de gran relevancia en el ámbito de la exploración y producción de hidrocarburos, tanto petróleo como gas, y consiste en la adquisición y seguimiento de registros geofísicos del pozo.

2.4 HIPÓTESIS

La caracterización del campo SACHA a hueco abierto será una metodología eficaz para la identificación y recopilación de datos para la determinación de las propiedades físicas de roca- fluido en yacimiento de hidrocarburos, para la respectiva interpretación petrofísica.

2.5 OBJETIVOS

2.5.1 Objetivo General

Evaluar las propiedades físicas de la roca- fluidos en yacimientos de hidrocarburos en el pozo SACHA 282D y 283D, Río Napo.

2.5.2 Objetivos Específicos

- Determinar las características y propiedades petrofísicas en el pozo SACHA 282D y 283D mediante registros de pozos en Río Napo.
- Interpretar los datos de la Formación para la identificación de las zonas de producción en el pozo SACHA 282D y 283D.
- Evaluar los registros de pozos para obtención de las propiedades físicas de roca- fluido.
- Establecer mediante correlaciones litológicas las propiedades de las capas no registradas.

2.6 ALCANCE DE LA PROPUESTA

El alcance del proyecto tiene como objetivo la determinación de las propiedades físicas de roca- fluido en yacimientos de hidrocarburo, mediante la interpretación y análisis de registros de pozos a hueco abierto del pozo Sacha 282D y 283D en, Rio Napo.

2.7 VARIABLES

2.7.1 Variables Dependientes

- Caracterización petrofísica del campo SACHA

2.7.2 Variables Independientes

- Registros de pozos a hueco abierto

CAPITULO II: MARCO TEÓRICO

3.1 CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA

La caracterización petrofísica es el proceso de evaluar y describir las propiedades físicas de las rocas y los fluidos presentes en los yacimientos de petróleo y gas. Se utiliza para comprender las características del subsuelo y tomar decisiones informadas sobre la producción y la recuperación de hidrocarburos, la caracterización petrofísica implica la recolección y análisis de datos provenientes de diferentes fuentes, como núcleos de perforación, registros geofísicos y pruebas de laboratorio.

3.2 IMPORTANCIA DE LA CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA

A lo largo del tiempo y hasta el presente, la comprensión y detallada descripción de las particularidades de un depósito ha sido crucial en la investigación de hidrocarburos, así como en los campos de la geología y geofísica, por múltiples razones. Estas incluyen la identificación de propiedades, localización de reservorios, estimación de las reservas, planificación de la finalización de pozos, evaluación de la calidad de la formación rocosa, mejora de la producción, minimización de riesgos y elaboración de modelos geológicos (Vega, 1996).

3.3 PROPIEDADES FÍSICAS DE ROCA-FLUIDO

3.3.1 Densidad (ρ)

La densidad es una medida que se relaciona con la cantidad de masa presente en un volumen específico, y puede expresarse tanto en términos absolutos como relativos. Se expresa en unidades de kg/m^3 (Para & Den, 2019).

3.3.2 Permeabilidad (k)

Es la medida de la facilidad con que una roca permite que los fluidos se muevan dentro del volumen poroso interconectado., La unidad básica de

permeabilidad se llama Darcy, en honor a Henry Darcy (Mallerlis Guitierrez, 2016).

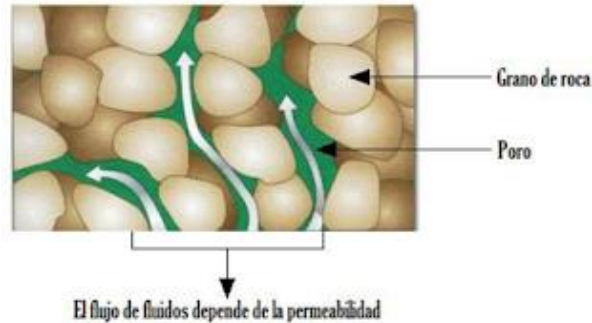


Figura 1 Ilustración de la permeabilidad de una roca. Parámetros petrofísicos compuesto en la caracterización de yacimientos (Mallerlis Guitierrez, 2016).

Ecuación de Permeabilidad de la “Ley de Darcy”:

$$Q = \frac{K * \Delta p * A}{\mu * L} \quad (1)$$

Se despeja:

$$K = \frac{Q * \mu * L}{\Delta p * A} \quad (2)$$

Donde:

K = Permeabilidad, mD

Δp = Diferencial de presiones, $\frac{atm}{cm}$

A = Área, cm^2

μ = viscosidad, cp

L = Longitud, cm

Tipos de permeabilidades:

- a) **Permeabilidad Relativa. (k_r)**. Es la relación entre la permeabilidad efectiva y absoluta
- b) **Permeabilidad Absoluta. (k_a)**. Es aquella que se da cuando existe una sola fase, la cual está saturada **100%** el medio poroso.
- c) **Permeabilidad Efectiva. (k_e)**. Cuando existe más de una fase en el medio poroso, las cuales fluyen simultáneamente.

3.3.3 Porosidad (\emptyset)

Espacios vacíos entre los granos, llamados POROS, en los cuales se pueden alojar fluidos como agua o petróleo o gas y además circular en este espacio (Gutierrez, 2016).

$$\emptyset = \frac{\text{Volúmen de espacios vacíos}}{\text{Volúmen total}} * 100\% \quad (3)$$

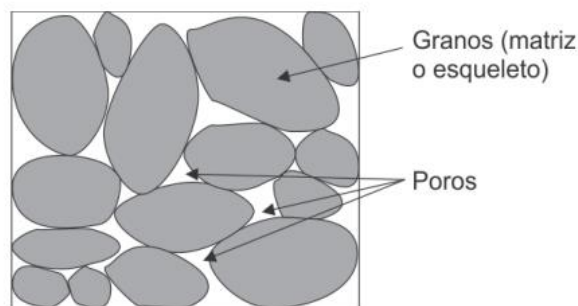


Figura 2 Medio poroso.

- a) **Porosidad Primaria. (Φ_p)**. Es aquella que se desarrolla u origina en el momento de la formación o depositación del estrato. Los poros formados en esta forma son espacios vacíos entre granos individuales de sedimento.
- b) **Porosidad Secundaria. (Φ_s)**. Es aquella que se forma a posteriori, debido a un proceso geológico subsecuente a la depositación del material del estrato o capa. Esta porosidad puede ser:
- **Porosidad por solución.** *Disolución de material sólido soluble constitutivo de las rocas.*
 - **Porosidad por fractura.** *Originada en rocas sometidas a varias acciones de diastrofismo.*
- c) **Porosidad Efectiva. (Φ_e)**. *Es la fracción del volumen total correspondiente al volumen de poros conectados entre sí.*

$$\Phi_{total} = \Phi_{efectiva} + \Phi_{no\ efectiva} \quad (4)$$

$$\Phi_{efectiva} = \Phi_{total} - (V_{sh} * \Phi_{sh}) \quad (5)$$

Donde:

V_{sh} = Volúmen de Arcilla

Φ_{sh} = Porosidad de la Arcilla

- d) **Porosidad Absoluta. (Φ_a)**. *Es la fracción del volumen total correspondiente al volumen de poros conectados o no entre sí. La diferencia entre ambas porosidades se denomina porosidad residual o no efectiva.*

$$\Phi_a = \frac{\text{volúmen total de poros}}{\text{volúmen de la roca}} \quad (6)$$

3.3.4 Saturación de Agua (S_w)

La saturación de un fluido en un medio poroso se define como la proporción del volumen poroso de una roca que está ocupada por ese fluido.

Ecuación:

$$S_w = \frac{\text{volúmen de agua en la roca}}{\text{volúmen poros de la roca}} \quad (7)$$

$$S_o = \frac{\text{volúmen de petróleo en la roca}}{\text{volúmen poros de la roca}} \quad (8)$$

$$S_g = \frac{\text{volúmen de gas en la roca}}{\text{volúmen poros de la roca}} \quad (9)$$

En donde las sumas de saturaciones equivalen a “1”.

$$S_w + S_o + S_g = 1 \quad (10)$$

3.3.5 Contenido de Arcilla (V_{sh})

Es el porcentaje neto de arcilla presente en una formación (Esteban Castro, 2012).

Se puede calcular mediante el Modelo Lineal:

$$V_{sh} = I_{sh}$$

$$I_{sh} = \frac{GR_{arena} - GR_{minimo}}{GR_{maximo} - GR_{minimo}} \quad (11)$$

Donde:

$$GR_{arena} = \text{Gamma Ray del registro}$$

3.3.6 Resistividad de la formación (R_t)

La resistividad de la formación es una característica esencial para señalar la litología y la presencia de fluidos. La mayoría de los minerales que componen las rocas, así como los hidrocarburos, presentan baja conductividad eléctrica, es decir, son resistentes al paso de la electricidad. La resistividad real de la formación (R_t) se convierte en un parámetro fundamental para calcular la saturación de hidrocarburos (Calle Ernesto Patricio & Suarez Jhenifer Cristina, 2017).

3.3.7 Gradiente Geotérmico

Es la tasa de incremento de la temperatura por unidad de profundidad existente en la Tierra. Si bien el gradiente geotérmico varía entre un lugar y otro, oscila entre 25 y 30 $9\text{ }^\circ\text{C}/\text{km}$ ($15\text{ }^\circ\text{F}/1000\text{ pies}$). Los gradientes de temperatura varían ampliamente en la Tierra, a veces aumentando de manera considerable alrededor de las áreas volcánicas. Es particularmente importante para los ingenieros de fluidos de perforación conocer el gradiente geotérmico en el área cuando diseñan un pozo profundo. La temperatura de fondo de pozo puede calcularse sumando la temperatura de la superficie al producto de la profundidad y el gradiente geotérmico (et al., 2014).

Expresión matemática para el cálculo:

$$G_t = \frac{BTH - T_s}{T_D} \quad (12)$$

Donde:

$$G_t = \text{Gradiente de } T^\circ$$

$$BTH = T^\circ \text{ de fondo, } ^\circ\text{F}$$

$$T_s = T^\circ \text{ de superficie, } ^\circ\text{F}$$

$$T_D = \text{Profundidad total, pies}$$

3.4 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA POROSIDAD

3.4.1 Factores que afectan la porosidad en las areniscas

La arenisca también tiene un material consolidado entre los granos que reduce el volumen para el almacenamiento de hidrocarburos (Básicos, n.d.). La porosidad está afectada principalmente por el empaquetamiento, clasificación y cementación.

- a) **Empaquetamiento.** Existen tres tipos de arreglo de grano de arena en donde muestra el porcentaje de porosidad a diferentes ángulos, estos tipos de arreglos están idealizados, los arreglos cúbicos, hexagonales y romboédricos afectan claramente a la porosidad causando una disminución colocando las partículas pequeñas en los espacios del poro formados por esferas. Nos permite observar geológica de un pozo, lo que se basa en que la porosidad disminuye como el tamaño de la partícula de los minerales de la roca que se convierte en menos uniforme (Básicos, n.d.).
- **Empaquetamiento Cúbico.** Estudios conducentes al conocer los límites de la porosidad indican los siguientes:

$$(\emptyset) = 47,6 \%$$

$$\theta = 90^\circ$$

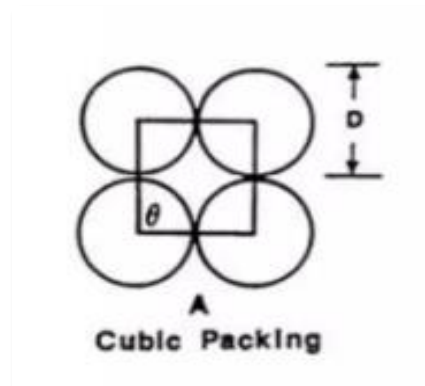


Figura 3 Grafica de empaquetamiento cubico.

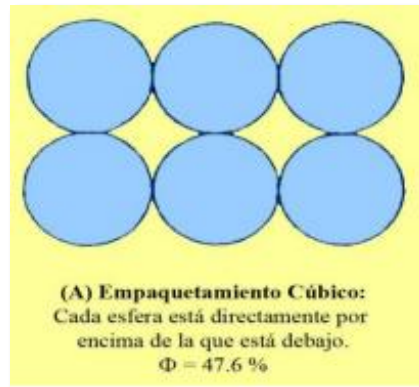


Figura 4 Empaquetamiento cubico, demostrando cada esfera.

- **Empaquetamiento Hexagonal.** Estudios conducentes al conocer los límites de la porosidad indican los siguientes:

$$(\phi) = 39,5 \%$$

$$\theta = 60^\circ$$



Figura 5 Grafica de empaquetamiento hexagonal.

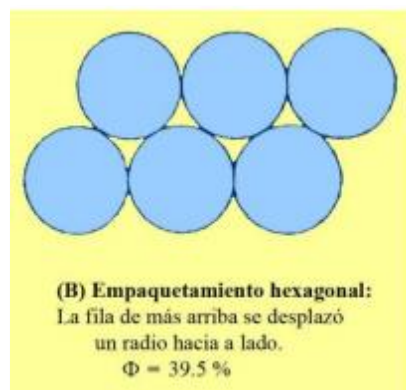


Figura 6 Empaquetamiento hexagonal, demostrando cada esfera.

- **Empaquetamiento Romboédrico.** Estudios conducentes al conocer los límites de la porosidad indican los siguientes:

$$(\phi) = 25,9 \%$$

$$\theta = 45^\circ$$

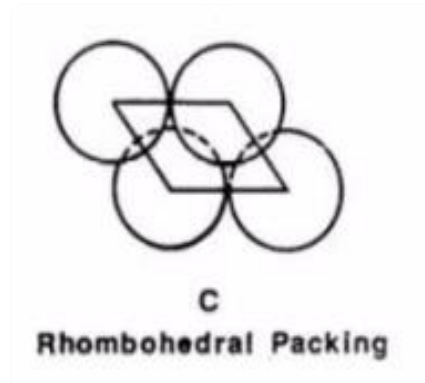


Figura 7 Grafica de empaquetamiento romboédrico.

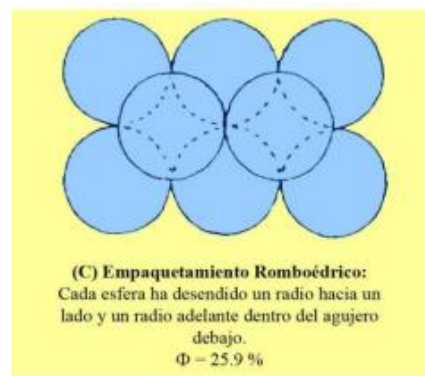


Figura 8 Empaquetamiento romboédrico, demostrando cada esfera.

b) Clasificación

En clasificación tenemos arenisca bien clasificada lo que indica que tiene el mismo tamaño de granos, entonces la arenisca mal clasificada tiene y posee variedad de tamaños de granos.

Esto implica que una mala clasificación tiende a que la porosidad reduzca, los poros pequeños tienen la capacidad de llenar a los poros grandes.

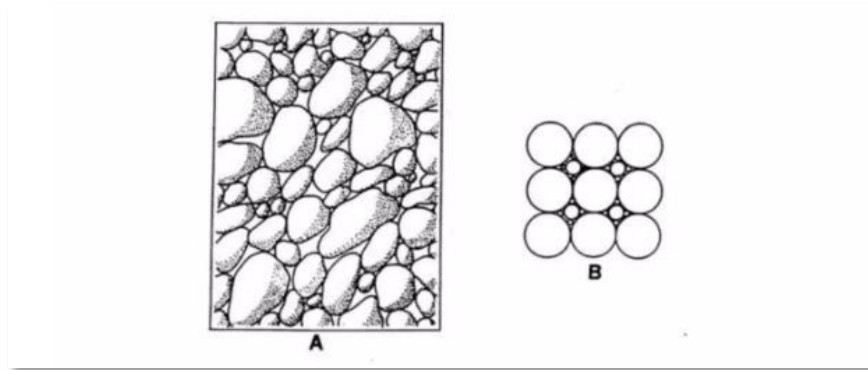


Figura 9 ilustración A) Arenisca mal clasificada B) empaquetamiento ideal.

c) **Cementación**

La cementación disminuye la porosidad de la arena, ya que los granos de arena se encuentran unidos por cuarzo o carbonatos.

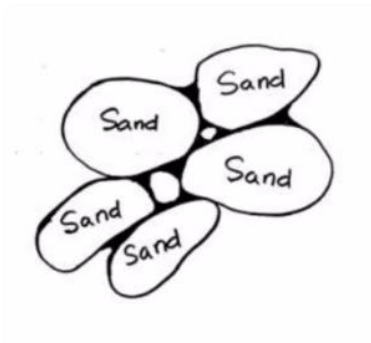


Figura 10 demostración grafica de la cementación de arena.

3.4.2 Factores que afectan la porosidad de los carbonatos.

En los carbonatos la porosidad secundaria es más importante que la primaria, existen factores que afectan como; fracturación, disolución y sustitución química.

- a) **Fracturas.** Las fracturas son grietas en la roca que representan una porosidad de aproximadamente el 1 – 2%. Estas fracturas facilitan el movimiento de fluidos a través de las rocas y aumentan la capacidad de permitir que el fluido fluya en el interior de la roca.

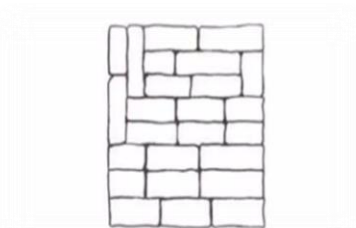
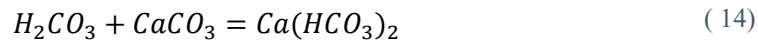
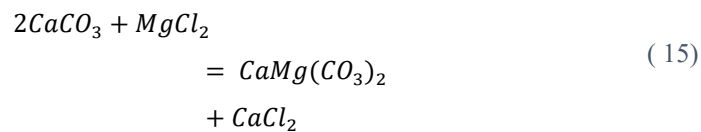


Figura 11 Idealized fractured rock with low fracture porosity.

- b) **Disolución.** Es una reacción química, el agua que contiene dióxido de carbono reacciona con el carbonato de calcio, lo que crea moléculas de bicarbonato de calcio. Esta reacción influye mucho en la porosidad de la caliza permitiendo que esta aumente.



- c) **Sustitución química.** La sustitución química es una reacción química, el ion sustituye a otra y como resultado se obtienen la contracción en el tamaño. Los iones de carbonato de calcio están sustituidos por iones de magnesio para formar moléculas de carbonato de magnésico de calcio (dolomita). Este resultado causa que la porosidad secundaria aumente su volumen del grano.



3.5 FACTORES QUE AFECTAN A LA PERMEABILIDAD

Existen varios factores que afectan la permeabilidad, como: tamaño y forma de los poros, fracturación, daño de Formación, Efecto Klinkenberg, por último, presión de sobrecarga.

3.5.1 Tamaño y forma de los poros

Si el tamaño de los poros es muy grande y están bien conectadas, el flujo es mucho más eficiente, pero si el tamaño es pequeño y mal conectados pueden reducir la permeabilidad.

3.5.2 Fracturación

Las fracturas en la roca funcionan como conductos para el fluido, lo que conlleva a un aumento de permeabilidad, estas fracturas pueden ser natural o inducida.

3.5.3 Daño en la Formación

La perforación y producción de pozos, ocasionan daños en la formación, lo que causa una reducción de la permeabilidad. Estos daños son causados por obstrucción de los espacios porosos debido a las partículas sólidas, compresión mecánica o desintegración del medio poroso, así como efectos relacionados con los fluidos, como la Formación de emulsiones o alteraciones en la permeabilidad relativa.

La obstrucción de los poros a causa de las partículas sólidas es el mecanismo más destructivo, los cuales pueden ser la introducción de sólidos en la Formación, dispersión de arcilla en la roca, precipitación de sustancias y actividad bacteriana.

3.5.4 Presión de Sobrecarga

Cuando se extrae muestra de la Formación, se elimina la presión de sobrecarga y la roca se expande naturalmente en todas las direcciones. La compresión de la muestra causada por la presión de sobrecarga ocasiona una disminución de 60% en la permeabilidad de la Formación.

3.5.5 Efecto Klinkenberg

Estudio que la permeabilidad del gas (k_g) no es la misma que el líquido, esta permeabilidad del gas depende de la presión. Este efecto se basa en el deslizamiento superficial del gas causado por el movimiento browniano. El movimiento browniano se denomina como movimiento aleatorio de las partículas del líquido o gas, que chocan entre sí.

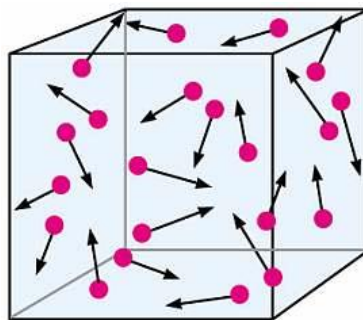


Figura 12 Movimiento de Browniano.

- A mayor presión de gas, la permeabilidad del gas es igual a la permeabilidad líquida.
- A menor presión de gas, la permeabilidad del gas es mucho mayor a la permeabilidad líquida

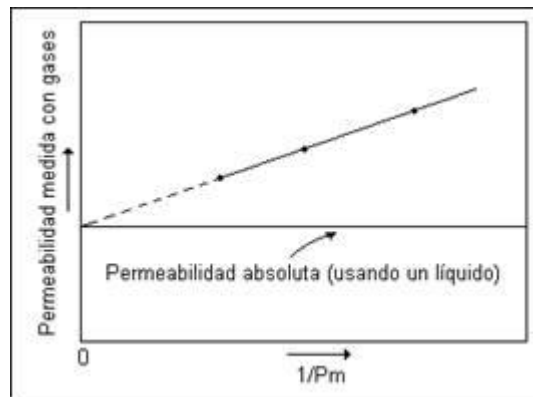


Figura 13 Efecto Klinkenberg líquido-gas.

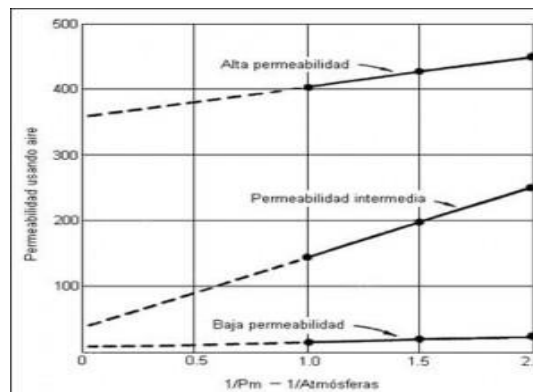


Figura 14 Grafica del efecto klinkenberg.

El gas es usado normalmente en los laboratorios para los análisis convencionales de núcleos para determinar la permeabilidad. Esta permeabilidad al gas corregida se la conoce como permeabilidad al líquido por el efecto de klinkenberg.

Klinkenberg demuestra que la permeabilidad al gas depende de la composición del gas como la presión en la roca. La permeabilidad del líquido no está influenciada por estas variables, la corrección por efecto de klinkenberg, que ajusta la permeabilidad del gas para que sea equivalente a la del líquido, varía en función de la permeabilidad.

3.6 REGISTROS ELÉCTRICOS

3.6.1 ¿Qué son los Registros Eléctricos?

Un registro o perfil de pozo quiere decir “una grabación contra profundidad de alguna de las características de las formaciones rocosas que son atravesadas por un pozo

y hechas por aparatos de medición (sondas) en el agujero del pozo”(Garduza Rueda, 2019).

Los principales parámetros que se obtienen de un pozo son: Porosidad, Densidad, Resistividad, Rayos Gamma, Diámetro del agujero, etc. (Figura 15)

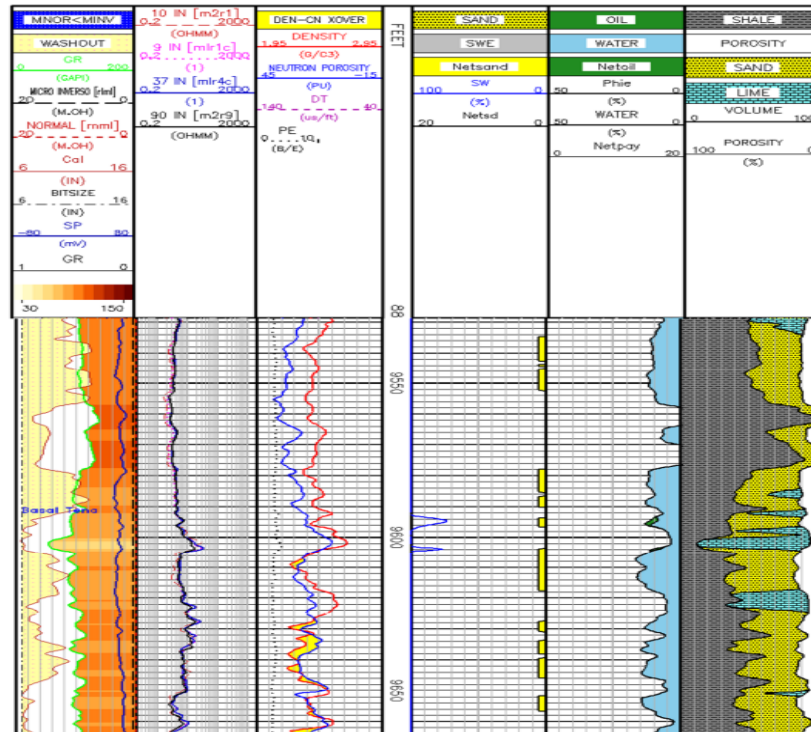


Figura 15 Registro de pozo Original, Campo SACHA 283D (Herrera, 2012b).

3.6.2 Importancia de los Registros Geofísicos de pozo

Mediante el análisis de registros de pozos se ha logrado medir varios parámetros tanto geológicas y petrofísicas. Los registros nos permiten conocer los tipos de fluidos presente en los poros de las rocas “agua, petróleo o gas”.

La interpretación de registros puede ser dirigida a los mismos objetivos que llevan los análisis de núcleos convencionales. Solo si existe una relación entre lo que se mide en los registros y parámetros de la roca de interés.

El objetivo de los registros es localizar y evaluar los yacimientos de hidrocarburos (Garduza Rueda, 2019).

3.6.3 Utilidad de los Registro Geofísicos de pozo

- Correlación y límites entre capas.
- Diferenciación entre rocas duras y blandas
- Determinación de cuerpos permeables

- Discriminación entre capas acuíferas-petrolíferas
- Determinación de contacto agua-hidrocarburo
- Determinación cuantitativa de PHI y Sw
- Determinación de productividad (movimiento de hidrocarburos)
- Pronóstico de fluidos a producir
- Determinación de litología
- Determinación de porosidad secundaria
- Delineación de características estructurales y sedimentarias
- Volumen de arcilla
- Salinidad del agua de formación
- Medida del diámetro de agujero
- Determinación de calidad de cementación
- Determinación de daños de tubería
- Determinación de corrosión de tuberías
- Localización de coples
- Determinación de temperatura
- Medidor de desviaciones
- Medición de gasto de fluido
- Medición de densidad de fluido

3.6.4 Tipos de Registros Eléctricos

a) *Registros de Diámetros*

- **Registro de Calibración (CALI).** El Caliper es una herramienta que mide el diámetro del pozo, el cual puede ser de mucha utilidad a la hora de diferenciar litologías resistentes de las poco resistentes. Su principal función es determinar el estado del hoyo (derrumbado o no derrumbado). Mientras mayor sea el diámetro del hoyo (CALI) en comparación con el diámetro de la mecha (BS), menor es la competencia de la roca perforada (hoyo derrumbado). Si el diámetro del hoyo es similar al diámetro de la mecha, indica que la roca es competente (hoyo no derrumbado). Si el diámetro del hoyo es menor que el diámetro de la mecha, puede indicar que se tratan de lutitas expansivas o que se formó un revoque muy grueso (Oil Production, 2012).

3.6.5 Registros eléctricos

- #### a) **Registro de Resistividad (*resistivity*).** Es el primero equipo que se ocupa comercialmente para conocer la resistividad de la roca. Está compuesto por dos electrodos de corriente y dos de potencial que están colocados a diferente espaciamiento dentro de una sonda. Los electrodos proporcionan la profundidad de penetración de la corriente. (Arroyo & Francisco, 1987).

Los registros Laterolog son efectivos en situaciones donde la resistividad del lodo es menor que la resistividad del agua de la formación. El tamaño del agujero y el espesor de capa afectan muy poco en el análisis de registro. Se utilizan en yacimientos carbonatos. Como salinidades de los fluidos de perforación y formación son muy semejantes, no se genera la curva **SP** (Arroyo & Francisco, 1987).

En otras palabras, la resistividad es la capacidad que tienen las rocas de oponerse al paso de corriente eléctrica inducida y es el inverso de la conductividad. La resistividad depende de la sal disuelta en los fluidos presentes en los poros de las rocas. Proporcionan evidencias del contenido de fluidos en las rocas. Si los poros de una formación contienen agua salada presentará alta conductividad y por lo tanto la resistividad será baja, pero si están llenos de petróleo o gas será una conductividad baja, la resistividad será alta (Aldo et al., 2010).

3.6.6 Tipos de perfiles de Resistividad

Existen dos tipos de perfiles resistivos: Perfil Lateral (*Laterolog*) y perfil de Inducción (*Induction Log*):

a) Perfil de Inducción (*Induction Log*):

- *SFL (Spherical Induction Log)*. Para profundidades someras (0.5 – 1.5'). Mide la resistividad de la zona lavada (R_{xo}).
- *MIL (LIM: Medium Induction Log)*. Para distancias medias (1.5 – 3.0')
- *DIL (ILD: Deep Induction Log)*. Para profundidades de más de 3.0'. Miden la resistividad de la formación (R_t).

b) Perfil Laterales (*Laterolog*)

- *MSFL (Microspheric Laterolog)*. Para las proximidades (1.0 y 6.0''). Lee la resistividad de la zona lavada (R_{xo}).
- *MLL (LLM: Micro Laterolog)*. Para las proximidades (1.0 y 6.0'')
- *SLL (LLS: Someric Laterolog)*. Para profundidades someras (0.5 y 1.5')
- *DLL (LLD: Deep Laterolog)*. Para profundidades de más de 3.0'. Miden resistividad de la formación (R_t).

Se lee de izquierda a derecha, en escala logarítmica. La unidad de medida es el $ohm\text{-}m$, con un rango de valores que va desde 0,2 hasta 2000 $ohm\text{-}m$.

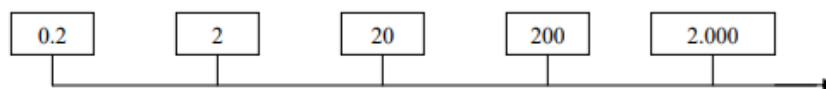


Figura 16 Medidas del registro de resistividad (*Oil Production, 2012*).

Los registros de resistividad, también se utiliza para estimar contactos agua-petróleo, para calcular la resistividad del agua de formación (R_w) y la resistividad verdadera de la formación (R_t). Se lee de izquierda a derecha (Aldo et al., 2010).

c) **Registro de Potencial Espontaneo (Spontaneity Potencial = SP)**. Se miden a partir de un electrodo que va recorriendo las paredes del pozo y otro colado en la presa del lodo, en superficie. Se mide en función de la profundidad, el potencial que se desarrolla dentro del agujero es el resultado de la diferencia de salinidad entre el fluido de perforación (lodo) y agua de formación. El registro **SP** nos permite diferenciar las zonas impermeables, eléctricamente conductivas, como lutitas, de capas permeables. La permeabilidad iónica, las deflexiones que se obtienen no sirven de mucho para cuantificar la permeabilidad del fluido. Las deflexiones están controlada la resistividad entre el lodo de perforación y el agua de formación. Para determinar la resistividad del agua se necesita la resistividad del lodo (Arroyo & Francisco, 1987).

Las capas impermeables tienen una tendencia a ser estables y se leen de izquierda hacia la derecha, esa línea se conoce como Línea Base de Lutitas, indican permeabilidad. En zonas permeable sea hacia la izquierda o derecha dependerá de que la salinidad del agua de formación sea mayor o menos que el fluido de perforación (Arroyo & Francisco, 1987).

Por convenio, los registros se realizan de tal manera que las desviaciones hacia la izquierda de la línea base se consideran negativas; y las desviaciones hacia la derecha de la línea base se consideran positivas. Cuando la salinidad del lodo de perforación es mayor que la salinidad del agua de formación, entonces se produce un intercambio iónico del pozo hacia la formación y el *SP* es positivo. Cuando la salinidad del lodo de perforación es menor que la salinidad del agua de formación se produce un intercambio iónico de la formación al pozo y el *SP* es negativo. Las arenas poco consolidadas que contienen agua dulce poseen registros *SP* positivos y las arenas que contienen agua salada dan registros *SP* negativos. Cuando la salinidad del lodo de perforación es similar a la salinidad del agua de formación, entonces no se produce ningún intercambio iónico y el *SP* es neutro. En estos casos, el *SP* no sirve de mucho. Frente a las capas de lutitas no se produce intercambio iónico evidente y por lo tanto el *SP* es neutro. Se mide en milivoltios (*mV*). El *SP* se utiliza para identificar capas porosas, para calcular la salinidad del agua de formación y la resistividad del agua de formación (*R_w*) (Oil Production, 2012).

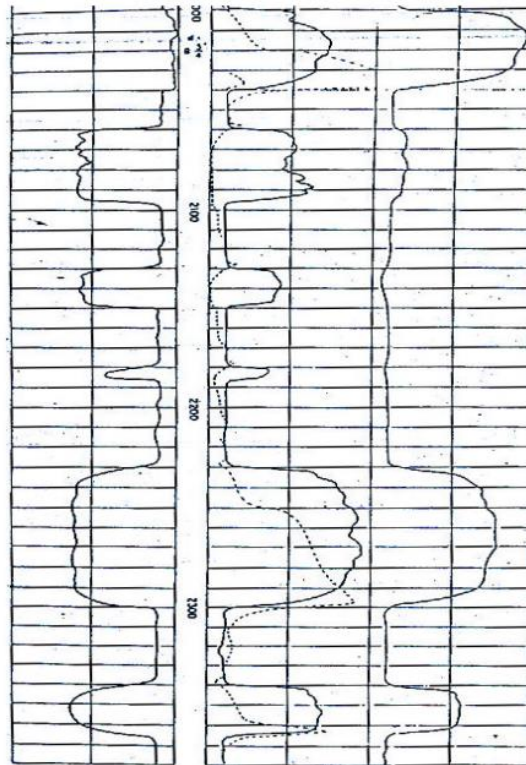


Figura 17 En la primera columna se observa el registro Potencial Espontaneo (SP), en la segunda el registro Normal Corto y tercero el registro Normal Largo.

3.6.7 Registros De Porosidad

- a) **Registro de Porosidad Neutrónica (CNL).** Proporcionan información acerca de la porosidad del yacimiento. Son los mejores perfiles para detectar y delimitar los yacimientos de gas.

Se basa en la medición de concentraciones de hidrógenos, lo que indica la presencia de agua o petróleo de la roca. Posee una fuente de neutrones, los cuales colisionan con los hidrógenos presentes en los poros de la roca. La herramienta también posee un receptor que mide los neutrones dispersos liberados en las colisiones. La herramienta se llama *CNL*. Sirve para estimar la porosidad neutrónica de las rocas (NPHI). Si el registro neutrónico es alto indica alta índice de neutrones, y si es bajo indica bajo índice de neutrones. Se lee de derecha a izquierda (\leftarrow). La unidad de medida es en fracción o en %, con un rango de valores que va desde - 0,15 a 0,45 (- 15 a 45 %) (Oil Production, 2012).

El uso principal es identificar formaciones porosas, que son rocas con espacios vacíos denominados poros. Se basa en la cantidad de Hidrogeno que se

encuentran presentes en la formación, como en formaciones limpias, es decir que tiene poca presencia de Arcillas, cuando los poros están llenos de agua o petróleo (Fallas, 2015).

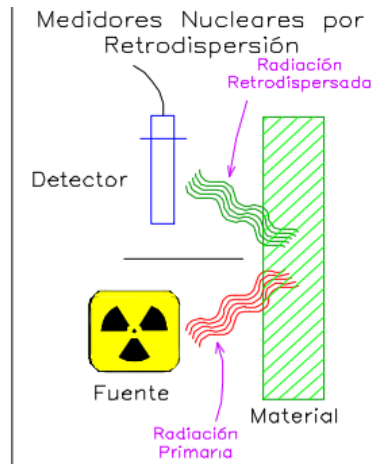


Figura 18 Esquema de Detección Nuclear por Retrodispersión.

- b) Registro de Densidad (FDC).** Se basa en la medición de la densidad de la formación, por medio de la atenuación de rayos gamma entre una fuente y un receptor. Posee una fuente de rayos gamma, los cuales colisionan con los átomos presentes en la roca. La herramienta también posee un receptor que mide los rayos gamma dispersos liberados en las colisiones. La herramienta se llama **FDC**. Sirve para estimar la densidad del sistema roca – fluido (**RHOB**) que posteriormente servirá para calcular la porosidad por densidad (**DPHI**). Si el registro de densidad es bajo indica alta porosidad y si es alto indica baja porosidad. Se lee de izquierda a derecha (→). La unidad de medida es **gr/cm³**, con un rango de valores que va desde **1.96 a 2.96 gr/cm³** (Oil Production, 2012).
- c) Registros Sónicos (BHC).** Utiliza el mismo principio del método sísmico: mide la velocidad del sonido en las ondas penetradas por el pozo (Oil Production, 2012).

3.6.8 Registros Radioactivos

- **Rayos Gamma (GR).** Se basa en las mediciones de las emisiones naturales de rayos gamma que poseen las rocas. Durante la meteorización de las rocas, los elementos radiactivos que estas contienen se desintegran en partículas de tamaño arcilla, por lo tanto, las lutitas tienen emisiones de rayos gamma mayores que las arenas. Mientras mayor es el contenido de arcilla de las rocas mayor es la emisión de GR de estas. Los minerales radiactivos principales son: el potasio (*K*), el torio (*Th*) y el uranio (*U*).

Se lee de izquierda a derecha (\rightarrow). Si el GR es bajo indica bajo contenido de arcilla y si es alto indica alto contenido de arcilla. La unidad de medida es en grados *API*^o, con un rango de valores que generalmente va de 0 a 150 *API*^o. Sirve para calcular el contenido de arcilla de las capas (*Vsh*), para estimar tamaño de grano y diferenciar litologías porosas de no porosas. Puede utilizarse en pozos entubados (Oil Production, 2012).

3.7 PERFILES DE REGISTROS DE POZOS

Tabla 1 Perfiles de registros de pozos.

Perfil	Hoyo	Lodo	Aplicaciones
CALI	Hoyo desnudo	Cualquier tipo	Determinación de estado del hoyo
BS	Hoyo desnudo	Cualquier tipo	Determinación de estado del hoyo
SP	Hoyo desnudo	Lodos conductivos	Cálculo de <i>R_w</i> Determinación de facies sedimentarias
GR	Hoyo revestido	Cualquier tipo	Determinación de facies sedimentarias Determinación de CAP Cálculo de <i>R_t</i>
ILD	Hoyo desnudo	Lodos resistivos	Cálculo de <i>S_w</i> Determinación de CAP Cálculo de <i>R_{xo}</i>
SFL	Hoyo desnudo	Lodos resistivos	Cálculo de <i>S_w</i> Determinación de CAP Cálculo de <i>R_t</i>
LLD	Hoyo desnudo	Lodos conductivos	Cálculo de <i>S_w</i> Determinación de CAP

MSFL	Hoyo desnudo	Lodos conductivos	Cálculo de Rxo Cálculo de Sw Determinación de CAP NPHI
CNL	Hoyo revestido	Cualquier tipo	Cálculo de PHIE Determinación de Capas de Gas RHOB
FDC	Hoyo revestido	Cualquier tipo	Cálculo de PHIE Cálculo de DPHI Determinación de Capas de Gas Δt
BHC	Hoyo revestido	Cualquier tipo	Determinación de Capas de Gas Determinación de SPHI

3.8 CORRELACIÓN LITOLÓGICA

La correlación litológica se refiere al proceso de establecer una relación o asociación entre las litologías, es decir, los tipos y las secuencias de rocas presentes en diferentes ubicaciones dentro de un área geográfica o un yacimiento. Este proceso es fundamental en geología, particularmente en la exploración de recursos naturales, como petróleo, gas, minerales y agua, ya que permite comprender la distribución y la continuidad de las capas geológicas en el subsuelo.

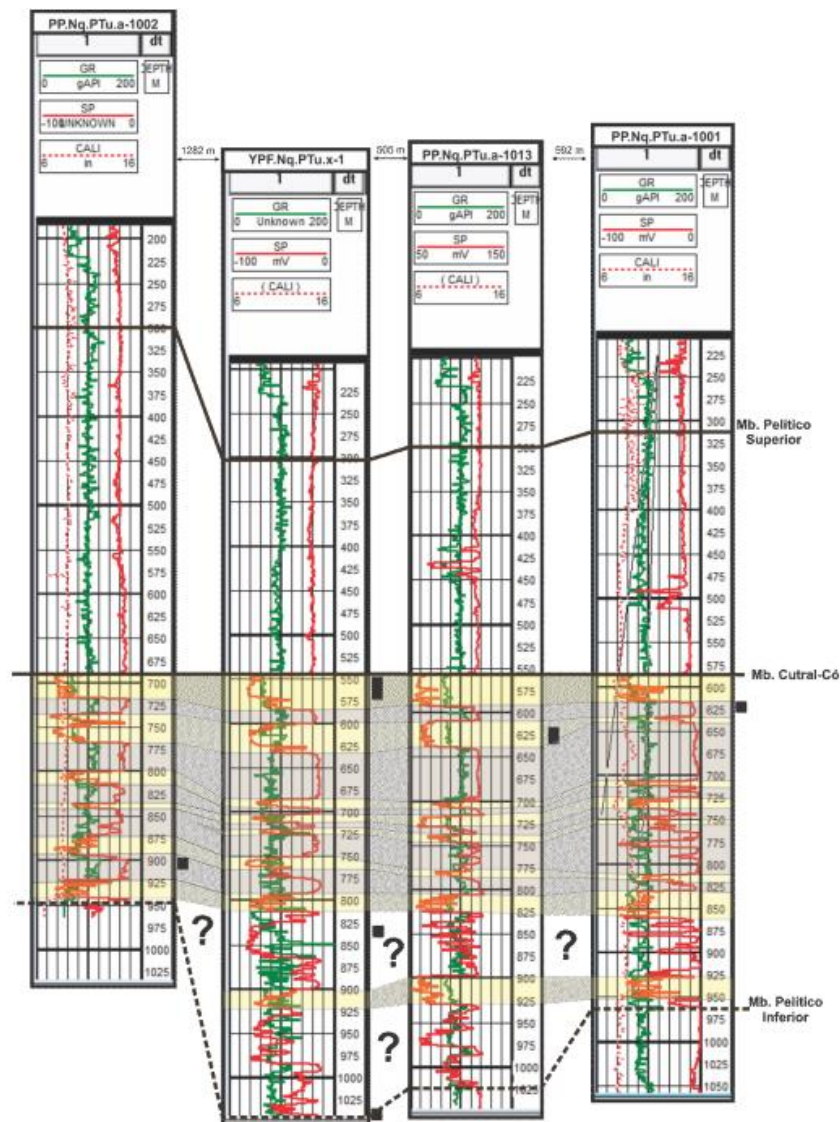


Figura 19 “Correlación de Pozos del Yacimiento Touquet alineadas al tope del Mb. Cutral-Có. Identificación de los cuerpos de arenisca (amarillo) y pelitas (violeta). En negro se observan las carreras de corona. Abajo, mapa estructural con transecto de correlación”.

3.9 TIPOS DE LITOLOGÍAS

3.9.1 Rocas Ígneas Intrusivas

Las rocas ígneas intrusivas se originan a partir del proceso de enfriamiento del magma antes de que llegue a la superficie. Estas rocas ígneas constituyen aproximadamente el 98% del volumen de la corteza terrestre, aunque en la superficie son menos comunes que las rocas sedimentarias y metamórficas.

En su estado original, las rocas ígneas intrusivas suelen presentar una microestructura desordenada e isotrópica, con una fuerte unión entre sus cristales. Por lo general, estas rocas son muy resistentes y densas, y tienen una alta resistencia al corte en

su estado natural sin alteraciones. Sin embargo, cuando se fracturan o experimentan procesos de meteorización, pueden volverse más blandas y débiles. El comportamiento de las rocas ígneas en taludes, ya sean saludables y no meteorizadas o no, está influenciado por su estructura, que incluye juntas o diaclasas, fallas y zonas de corte, que actúan como áreas de debilidad en la roca. Algunas de las principales rocas ígneas intrusivas incluyen el Granito, la Diorita, la Dolerita y el Gabro (Roca, n.d.).

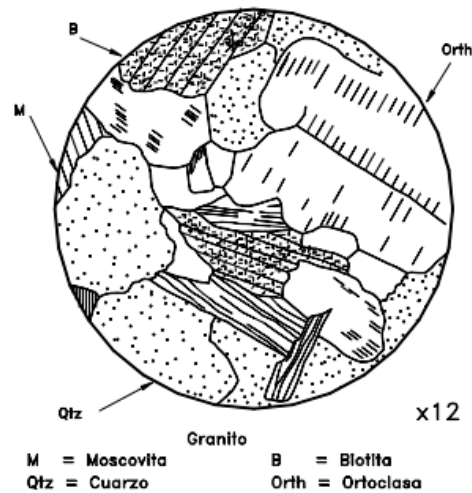


Figura 20 Sección delgada de Granito vistas al microscopio (JONES, 1944).

- a) **Granito.** El Granito es una roca ígnea ácida de grano grueso, compuesto principalmente por cuarzo, feldespatos y algo de mica con algunos otros componentes secundarios (**Figura 20**), el granito se origina a partir de la gradual solidificación del magma debajo de las cadenas montañosas en proceso de elevación, debido a los intensos movimientos de la corteza terrestre (Roca, n.d.).

- b) **Diorita.** La Diorita es una roca ígnea de grano grueso que se compone principalmente de feldespatos, plagioclasa y hornblenda, un material ferromagnesiano de color verde. El cuarzo puede estar presente en hasta un **10%** de su composición. El color de esta roca varía desde un tono blanco verdoso hasta verde, dependiendo de la cantidad de hornblenda que contenga. La granodiorita, por su parte, es una roca intermedia entre el granito y la diorita, y generalmente presenta una textura gruesa. La diorita suele encontrarse en masas más pequeñas en comparación con el granito y a menudo forma variaciones locales que incluyen granodiorita, tonalita e inclusiones de granito (Roca, n.d.).
- c) **Gabro.** El Gabro está compuesto esencialmente por plagioclasas y piroxeno y puede tener pequeñas cantidades de cuarzo, su color es un gris moteado. El tamaño de los cristales es mayor que el de la Dolerita (**Figura 21**) (Roca, n.d.).

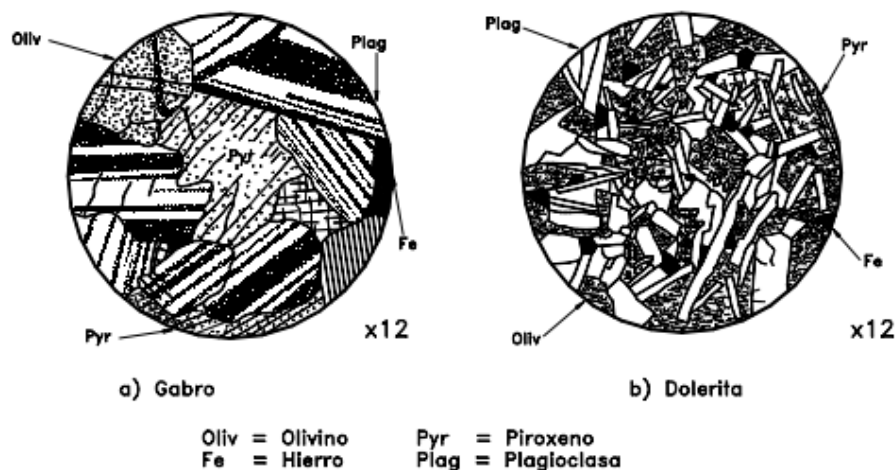


Figura 21 Secciones delgadas de Gabro y Dolerita vistas al microscopio (JONES, 1944).

- d) **Dolerita.** La Dolerita es una roca ígnea de carácter básico que presenta un elevado contenido de magnesio, calcio o sodio en su composición química. En torno a la mitad de su composición mineral está compuesta por minerales ferromagnesianos, tales como el olivino, el piroxeno y la hornblenda. Su tonalidad varía desde un verde grisáceo hasta un verde oscuro, siendo que cuanto más oscuro es el color, mayor es el contenido de hierro (Roca, n.d.).

3.9.2 Rocas Volcánicas o ígneas extrusivas

Las rocas Volcánicas o Piroclásticas, también denominadas rocas Ígneas extrusivas, resultan de la cristalización de los materiales arrojados por los volcanes. Las características ingenieriles de estas rocas varían según su grado de solidificación, lo que se traduce en una diversidad de resistencias y permeabilidades. Un desafío importante de

las rocas volcánicas radica en su tendencia a desintegrarse fácilmente al pasar de estar secas a mojadas, y también por la presencia de arcillas activas como la Montmorillonita, que se forma como un subproducto del proceso de meteorización, entre las rocas volcánicas más prominentes se encuentran la Riolita, la andesita, el basalto y las tobas, cada una con una microestructura variada que depende de cómo se formaron (Roca, n.d.).

- a) **Riolita.** La Riolita se origina a partir del magma granítico, y es el componente de grano fino que emergió a través de una erupción volcánica, presentando algunas similitudes con el granito. Puede haberse manifestado como una masa de Riolita que se enfrió y solidificó. La presencia de bandas en su estructura es el resultado del flujo viscoso de la lava durante el proceso de erupción. Las diferencias en las características y el comportamiento de las Riolitas se deben a la presencia de megacristales de cuarzo o feldespatos en su composición (Roca, n.d.).
- b) **Tobas.** Las Tobas volcánicas son rocas que se originan a partir de los materiales sueltos expulsados por un volcán durante una erupción. Estas rocas son altamente porosas y contienen una abundante cantidad de vidrio. En algunas ocasiones, las tobas pueden incluir depósitos de materiales arcillosos que tienen propiedades expansivas o que son consideradas arcillas inestables (Roca, n.d.).
- c) **Andesita.** La Andesita es una roca volcánica de grano fino que se encuentra tanto como flujo de lava como en ocasiones en forma de pequeñas inclusiones. Por lo general, presenta un color marrón y es especialmente abundante en las zonas volcánicas de América del Sur. Sus minerales principales son principalmente plagioclasa, hornblenda y biotita, con una presencia mínima de cuarzo. En esencia, tiene una composición muy similar a la Diorita, aunque su grano es más fino y puede contener algunos cristales de plagioclasa que alcanzan varios milímetros de longitud (Roca, n.d.).

d) **Basalto.** El Basalto es una roca ígnea básica de grano fino que se forma a partir de erupciones volcánicas y cristaliza de manera muy rápida, con cristales que tienen un tamaño menor a **0,05 mm**, por lo que su observación requiere un microscopio (como se muestra en la **Figura 22**). La composición mineral del basalto consta principalmente de aproximadamente la mitad de piroxeno y la mitad de plagioclasa, con hasta un **5%** de óxido de hierro, en las zonas volcánicas, el basalto da lugar a grandes acumulaciones. Por lo general, su color es negro o verde oscuro, pero ocasionalmente puede presentar tonalidades rojizas o marrones debido a la oxidación de los minerales que se convierten en óxidos de hierro (Roca, n.d.).

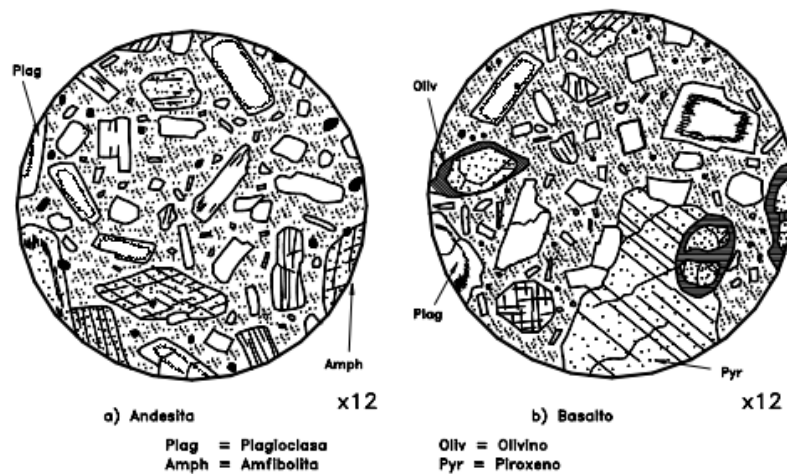


Figura 22 Secciones delgadas de Andesita y Basalto vistas al microscopio (JONES, 1944).

e) **Acidez de las rocas ígneas.** La acidez es una de las características de las rocas ígneas que más afecta su comportamiento, especialmente por su efecto sobre la meteorización. Las rocas ígneas ácidas son aquellas que poseen un alto contenido de cuarzo y las básicas son las que contienen poco o ningún cuarzo (**Tabla 2**); este se meteoriza con mayor dificultad que los Feldespatos y forma suelos más granulares. El contenido de cuarzo se reconoce como acidez (Roca, n.d.).

Tabla 2 Acidez de las rocas ígneas (Attewell, 1976).

Modo de ocurrencia	Ácida >66%SiO ₂	Intermedia 52 – 66%SiO ₂	Básica <52%SiO ₂
Extrusiva volcánica	Riolita	Andesita	Basalto
Diques e intrusiones menores	Cuarzo Porfirita	Porfirita	Dolerita
Intrusiones mayores Plutónicas	Granito	Diorita	Grano

3.9.3 Rocas Metamórficas

Las rocas metamórficas se forman como resultado del proceso de metamorfismo o recristalización de rocas ígneas y sedimentarias. En este proceso, las rocas experimentan cambios tanto en su textura como en su composición mineral, lo que altera o incluso elimina por completo sus características originales. Como resultado de estas transformaciones, las rocas metamórficas presentan una amplia gama de propiedades ingenieriles y, con frecuencia, son muy útiles como materiales de construcción. El comportamiento de los taludes en las rocas metamórficas en buen estado se relaciona estrechamente con sus patrones de fracturación y bandeamiento, que incluyen la microestructura, textura y estructura. Algunas rocas metamórficas exhiben características como la foliación y la esquistosidad, que las hacen particularmente susceptibles a la meteorización, como se detalla en la (Tabla 3). Entre las rocas metamórficas más comunes se encuentran la Cuarcita, el Neiss, el Esquisto, La Serpentinita, la Pizarra, la Filita y el Mármol (Roca, n.d.).

Tabla 3 Clasificación de Textura de Rocas Metamórficas.

Textura	Roca	Características
Granular	Chert, Cuarcita	Grano fino con predominio de partículas de cuarzo
	Mármol	Granos finos a gruesos, partículas de caliza o dolomita.
Bandeada	Neiss	Granos de minerales laminares elongados con bandeado composicional.
Foliada	Esquisto, Serpentinita, Pizarra y Filita	Rocas foliadas finas con proporciones altas de filosilicatos.

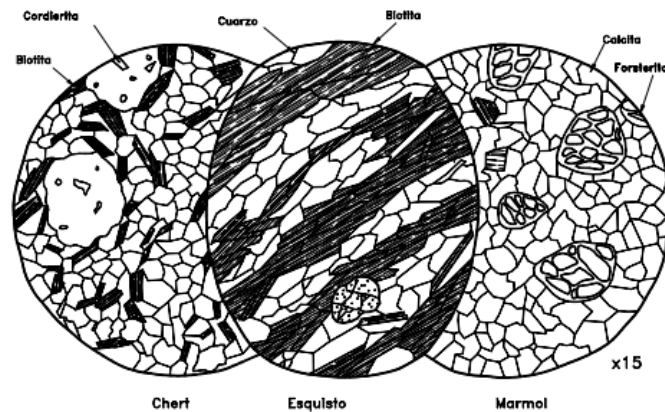


Figura 23 Secciones delgadas de rocas Metamórficas vistas al microscopio (JONES, 1944).

- a) **Neiss.** El Neiss es una roca estratificada o foliada, donde se observan franjas claras compuestas principalmente de cuarzo y feldespatos que forman microestructuras paralelas junto a franjas de otros minerales, como biotita y hornblenda, y en ocasiones piroxeno. En general, la biotita suele estar presente junto con la moscovita. El ortoneiss se origina a partir del granito debido al proceso de metamorfismo regional, mientras que el paraneiss se deriva de sedimentos. Algunos ortoneisses tienen una composición similar a la del granito o la granodiorita. Los Neisses son más resistentes que los esquistos, aunque menos que los granitos (Roca, n.d.).
- b) **Esquisto.** Los Esquistos son rocas metamórficas constituidas por cristales planos de minerales como micas, clorita verde, hornblenda y cuarzo. Estos cristales tienen una forma tubular y están dispuestos de manera que las rocas se quiebran con facilidad en fragmentos planos, como se muestra en la (**Figura 23**). Esta roca es altamente quebradiza y se fragmenta con gran facilidad. Las superficies resultantes de las fracturas tienden a ser menos suaves que las de las pizarras. Los esquistos son materiales muy inestables en las laderas debido a su microestructura y a la susceptibilidad a la meteorización (Roca, n.d.).
- c) **Pizarra.** La Pizarra es una roca sólida que se forma como resultado de intensas presiones sobre sedimentos arcillosos. El proceso de cristalización da lugar a minerales laminares como la clorita y la sericita, además de algunos granos de cuarzo. Algunas pizarras se originan a partir de depósitos de rocas volcánicas finamente estratificadas, como las tobas. En ocasiones, esta roca exhibe múltiples planos de clivaje, lo que resulta en la formación de láminas planas de roca que se pueden emplear en la construcción. Estas capas a veces son muy delgadas y frágiles. Aunque la pizarra es relativamente resistente a la meteorización, es propensa a la fragmentación fácil (Roca, n.d.).
- d) **Filita.** La Filita es una roca que guarda similitud con la pizarra, pero se diferencia por tener cristales planos con forma ovalada, semejantes a las hojas de un árbol, lo que confiere a sus planos de clivaje una textura distintiva. Estos planos de clivaje se cruzan con fracturas que suelen mostrar un patrón geométrico regular, lo que da lugar a que la roca se rompa en fragmentos de forma romboédrica o rectangular (Roca, n.d.).

e) **Chert.** El Chert es una acumulación de sílice que se origina a partir de procesos orgánicos e inorgánicos. La sílice en su mayoría consiste en cuarzo criptocristalino. El Chert puede adoptar la forma de depósitos o nódulos (Roca, n.d.).

3.9.4 Rocas Sedimentarias

Las rocas Sedimentarias se forman mediante el proceso de sedimentación y la posterior cementación de partículas que pueden ser de arcilla, arena, grava o cantos, como se detalla en la (Tabla 4). La estabilidad de estas rocas en general depende del tamaño de los granos, la estratificación de los planos, las fracturas perpendiculares a la estratificación y el grado de cementación. Algunas de las rocas sedimentarias más comunes incluyen el Conglomerado, la Breccia, las Lutitas, las Areniscas, las Limolitas, las Calizas, las Dolomitas y las Evaporitas (Roca, n.d.).

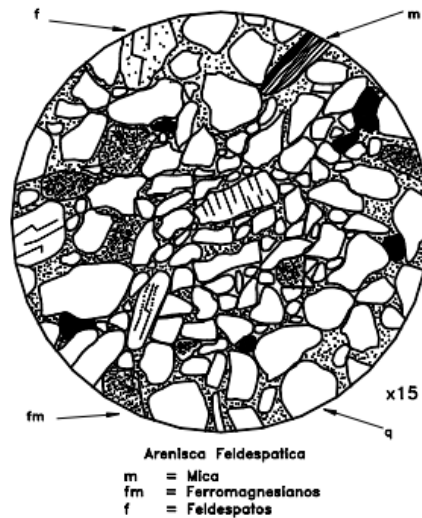


Figura 24 Sección delgada de arenisca vista al microscopio (JONES, 1944).

Tabla 4 Característica de las rocas sedimentarias.

Roca	Componente	Características
Conglomerado	Partículas grandes redondeadas de roca y fragmentos de minerales.	Más del 50% de los granos mayores de 2 mm y menos del 25% de arcilla
Breccia	Partículas angulares de roca y fragmentos de minerales	Más del 50% de los granos mayores de 2 mm y menos del 25% de arcilla
Areniscas	Partículas redondeadas menores de roca	Más del 50% de los granos entre 2 y 0.06 mm y menos del 25% de arcilla.
Limolita	Partículas del tamaño de limos	Más del 50% de los granos menores de 0.06 mm y menos del 25% de arcilla
Arcillolita	Partículas de arcilla	Más del 50% de arcilla.

Lodolita	Rocas arcillosas con alto contenido de limos	Más del 50% de los limos.
Caliza	Granos de calcita	Más del 50% de calcita y menos del 25% de arcilla.

- a) Conglomerado y Breccia.* El conglomerado y la Breccia son dos tipos de rocas sedimentarias de grano grueso que se componen de guijarros de materiales resistentes que están unidos por otros materiales de menor tamaño. La denominación de estas rocas depende de la forma de los guijarros; si son redondeados se les llama conglomerados, mientras que si son angulosos se les denomina breccias o brechas. En ciertos casos, estas rocas pueden contener una mezcla de guijarros redondeados y angulosos. Estas rocas tienen una alta porosidad y pueden constituir acuíferos significativos. Los conglomerados son relativamente estables y permiten la construcción de pendientes pronunciadas debido a la cementación presente y al refuerzo proporcionado por los materiales gruesos en la masa rocosa (Roca, n.d.).
- b) Areniscas.* Las areniscas son una variedad de arena que ha sido endurecida mediante procesos geológicos. Los granos de arena tienen un tamaño que varía desde **60 μm** hasta varios milímetros y están unidos por otros minerales, siendo común que el cuarzo precipitado sea uno de los principales componentes (como se muestra en la (**Figura 24**)). Las Areniscas se clasifican en función del tamaño de sus granos, ya sea fino, medio o grueso, así como según la naturaleza de los minerales que actúan como cemento. Aunque las areniscas suelen ser resistentes, en ocasiones pueden ser relativamente frágiles cuando la cementación es deficiente. El comportamiento de la arenisca meteorizada depende del tipo de cemento presente; por ejemplo, si es de calcita, tiende a disolverse con mayor facilidad que si es de sílice. Además, el cemento de óxido de hierro puede conferir un color rojo a la roca, mientras que el dióxido de hierro le otorga un tono marrón o amarillo. Algunas areniscas pueden presentar un color verde grisáceo, lo cual se debe a pequeñas variaciones en la composición química. Aquellas areniscas compuestas principalmente de cuarzo se conocen como Cuarzitas (Roca, n.d.).

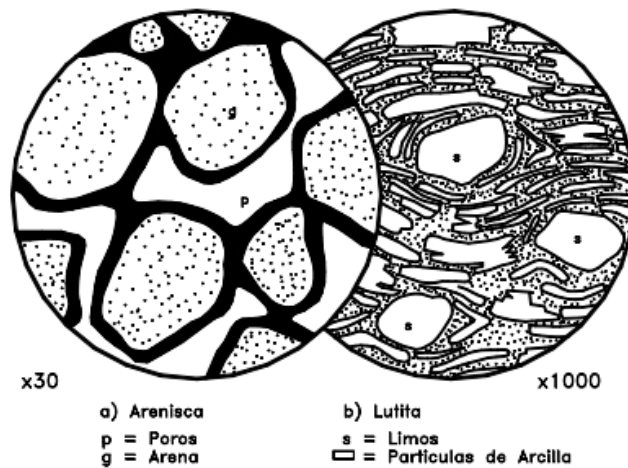


Figura 25 Secciones delgadas de areniscas y lutitas vistas al microscopio (JONES, 1944).

c) **Lutitas o Arcillolitas.** Las rocas que contienen cantidades significativas de arcilla reciben el nombre general de Lutitas, que incluye subtipos como las limolitas, arcillolitas y lodolitas, como se muestra en la (**Figura 25**). Las Lutitas son materiales altamente complejos en términos de estabilidad de laderas. Su comportamiento varía en función del grado de solidificación que presenten. Las Lutitas de baja solidez tienden a desintegrarse después de ciclos repetidos de secado y humedecimiento.

Aunque algunas Lutitas son muy resistentes, la mayoría posee una resistencia al corte que oscila entre mediana y baja. Las lutitas pueden tener características arcillosas, limosas, arenosas o calcáreas en función del tamaño y la composición de sus partículas. En algunos casos, pueden contener capas de roca cementada, mientras que en otros se asemejan más a un suelo con capas relativamente sueltas. Las arcillolitas son un tipo específico de lutitas con un alto contenido de arcilla, lo que las hace altamente plásticas y susceptibles a deslizamientos. Es bastante común encontrar lodolitas negras que contienen una cantidad significativa de carbón de grano fino y sulfuro de hierro, lo que las vuelve altamente plásticas y propensas a provocar numerosos deslizamientos (Roca, n.d.).

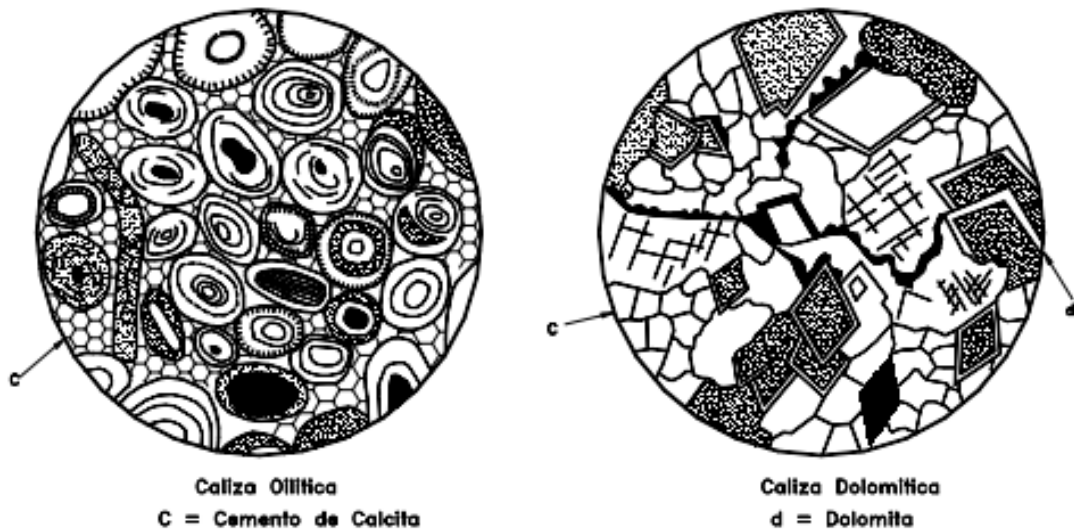


Figura 26 Secciones delgadas de caliza vistas al microscopio (JONES, 1944).

- d) Calizas y Dolomitas.* La Caliza es una roca sedimentaria que contiene más del 50% de carbonato de calcio, como se muestra en la (**Figura 26**). En general, esta roca es sólida y compacta, aunque pueden surgir desafíos geotécnicos relacionados con la disolución del CaCO_3 , existen diversas variantes de rocas dentro de la familia de las calizas, dependiendo de las proporciones de carbonato de calcio, arena, limo, conchas de animales marinos y arcilla. Las calizas suelen presentar un tono gris azulado, aunque también se encuentran en blanco y en otros colores (Roca, n.d.).
- e) Evaporitas.* Las Evaporitas abarcan el yeso, la anhidrita y la halita, y suelen encontrarse en asociación con arcillolitas, limolitas y calizas, formando estratos de evaporitas (Roca, n.d.).

3.10 Columna Estratigráficas

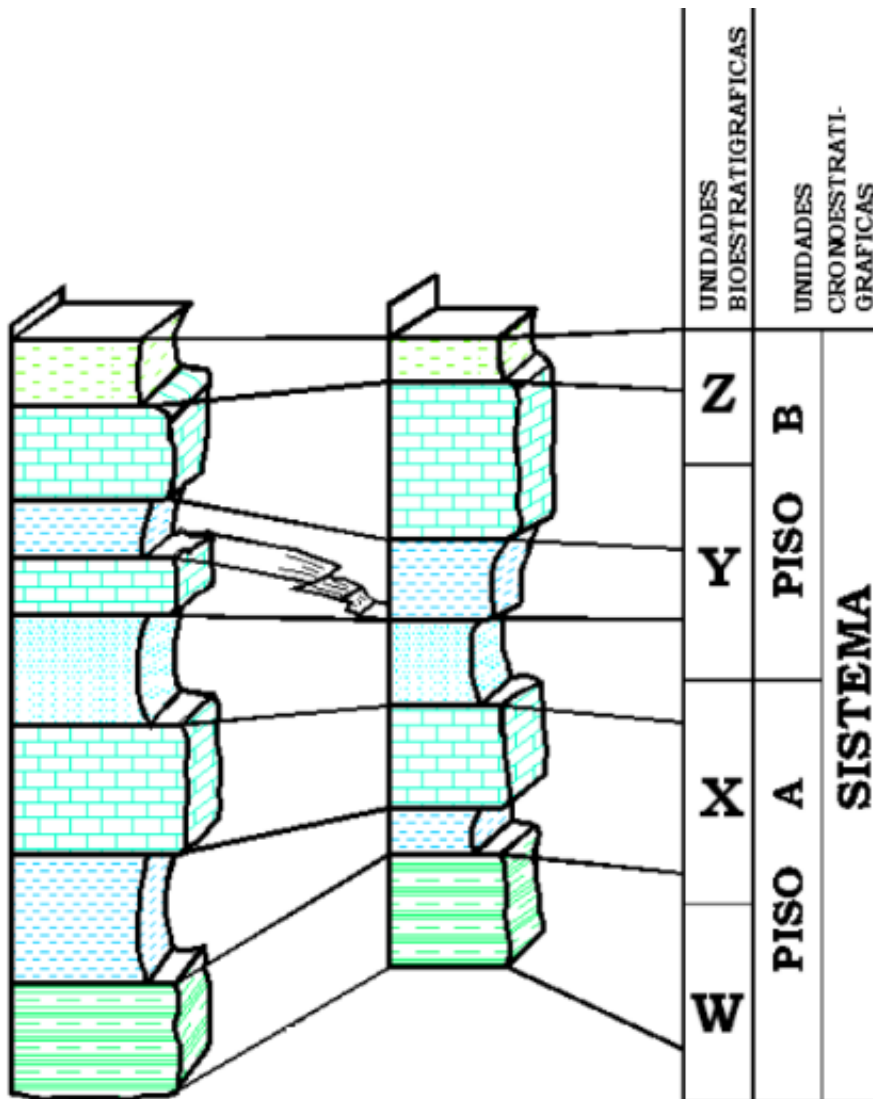


Figura 27 Columna estratigráfica y su estructuración (Roca, n.d.).

Es la forma de representar gráficamente los rasgos de la secuencia geológica expuesta o del subsuelo, donde muestra de manera factible los tipos de rocas y ciertos fenómenos geológicos en orden cronológico dependiendo de la evolución geológica, las unidades geológicas están en forma de columna de manera decreciente hacia arriba dependiendo de la edad relativa o absoluta (abajo la unidad más antigua y arriba la más joven).

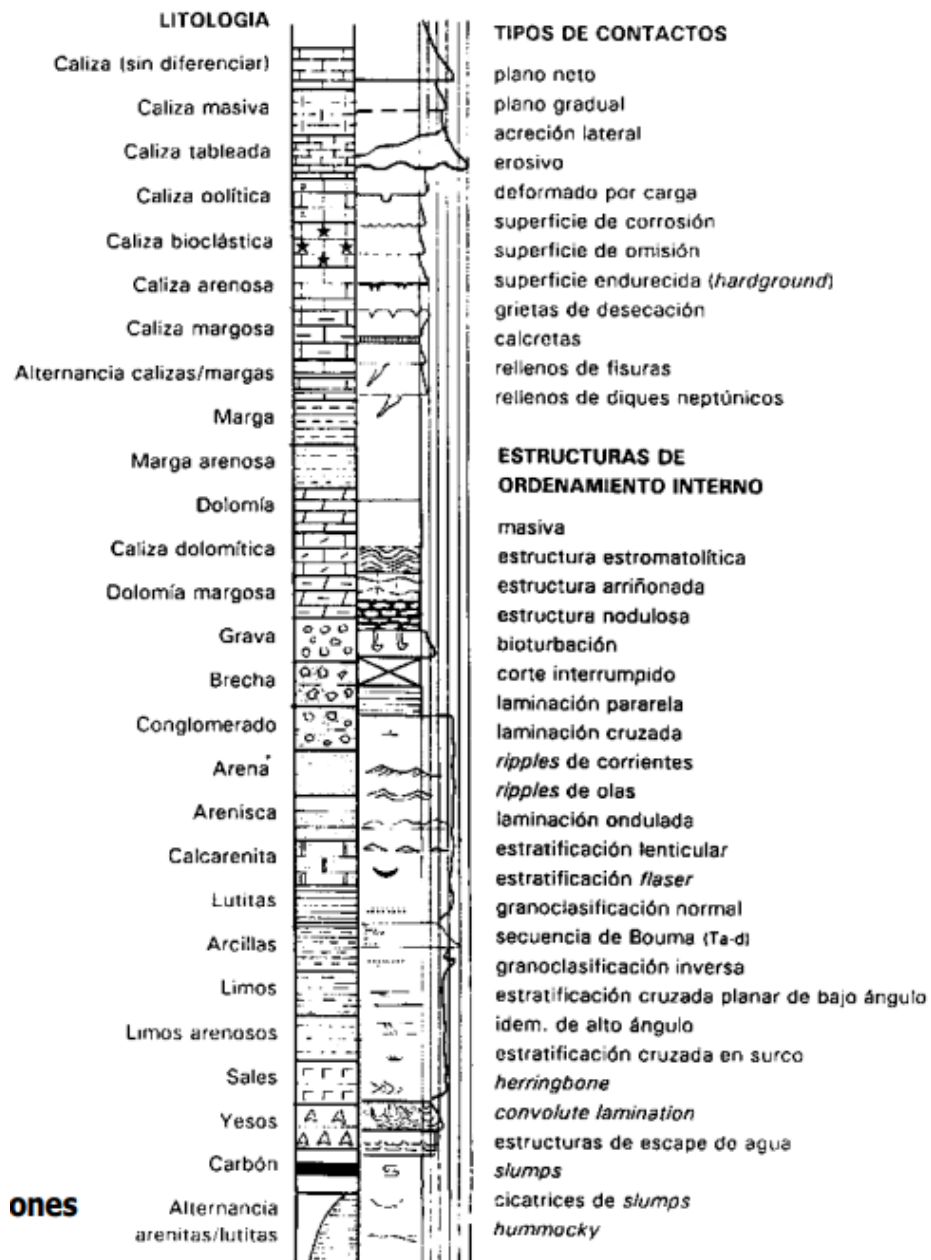


Figura 28 Modelo normalizado para la elaboración de secciones estratigráficas (Roca, n.d.).

CAPITULO III: METODOLOGÍA

El siguiente capítulo posee metodologías aplicadas para la caracterización petrofísica mediante registros geofísicos en los pozos SACHA 282D y 283D.

4.1 MÉTODO DE INVESTIGACIÓN



Figura 29 Metodología de investigación aplicada.

4.2 TIPO DE INVESTIGACIÓN

El enfoque de esta investigación es describir el tipo de metodología en base a la “Caracterización petrofísica mediante registros de pozos a hueco abierto de dos pozos SACHA 282D y 283D, presentes en Rio Napo”, el tipo de metodología aplicada es analítico, descriptivo y correlacional.

Se requirió el método analítico para el análisis de los diferentes registros de pozos, para la interpretación de datos y determinación de las propiedades petrofísicas en zonas de interés en el campo SACHA de los pozos 282D y 283D.

Se realizó descripciones de los parámetros como, porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos y volumen de arcilla.

El método correlativo mediante columnas estratigráfica proporcionará las características y relaciones preexistentes entre los pozos SACHA 282D y 283D.

4.3 PROCEDIMIENTOS EMPLEADOS PARA LA CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA

4.3.1 Selección de Pozos y muestra

a) Selección de pozo: SACHA 282D y 283D

b) Muestra: Formaciones “BT”, “U”, “T” y “Hollín”.

4.3.2 Análisis y Recopilación de datos mediante los registros eléctricos

Para el análisis y recopilación de datos de los registros de pozos se llevará a cabo los siguientes pasos:

- a) **Análisis de registros eléctricos.** Se analizará los diferentes tipos de registros de pozos que sean necesarios para la interpretación de las propiedades petrofísicas.

En la siguiente tabla muestran los registros de pozos y su descripción.

Tabla 5 Descripción de los registros petrofísicos del campo SACHA.

N°	Mnemotécnico	Unidad	Descripción
1	DEPTH	M	Profundidad
2	BS	in	Tamaño de broca
3	CALI	in	Caliper
4	DRHO	g/cm ³	Registro de Densidad (corregida)
5	DT	us/ft	Registro Sonico
6	GR	API	Registro Gamma Ray
7	NPHI	v/v	Registro Neutrónico
8	RD	ohm .m	Registro de Resistividad Profunda
9	RHOB	g/cm ³	Registro de Densidad aparente
10	RM	ohm-m	Registro de Resistividad Lodo
11	ROP	m/hr	Tasa de Penetración
12	RT	ohm-m	Registro de Resistividad de Formación

- b) **Recopilación de datos e Interpretación de los registros eléctricos.** Esta sección tiene como finalidad recopilar datos e interpretar los registros de pozos para identificar las posibles zonas de interés y por ende interpretar los parámetros petrofísicos en las zonas identificadas.

4.4 METODOLOGÍA PARA DETERMINAR EL VOLUMEN DE ARCILLA

El Volumen de arcilla (V_{sh}) está relacionado con el índice de Arcilla (I_{sh}) y se expresa matemáticamente como:

$$V_{sh} = I_{sh}$$

$$I_{sh} = \frac{GR_{arena} - GR_{minimo}}{GR_{maximo} - GR_{minimo}} \quad (16)$$

Donde:

$$GR_{arena} = \text{Gamma Ray del registro}$$

4.5 METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA PERMEABILIDAD

4.5.1 Ecuación de Timur para calcular la permeabilidad

La ecuación de Timur esta expresada de la siguiente manera:

$$k = \frac{a(\phi)^b}{Sw_i^c} \quad (17)$$

Donde:

k = Permeabilidad, absoluta, mD

Sw_i = Saturación de agua irreducible, fracción

ϕ = Porosidad, %

Constantes:

$a = 8588$

$b = 4.4$

$c = 2$

Para determinar el Sw_i se utilizó la ecuación de Archie, expresada de la siguiente manera:

$$Sw_i = \left(\frac{a * R_w}{R_t * \phi^m} \right)^{1/n} \quad (18)$$

Donde:

Sw_i = Saturación de agua irreducible, fracción

R_w = Resistividad de agua, ohm.m

$R_t =$ Resistividad de formación, ohm. m

$\Phi =$ Porosidad, %

$a =$ Factor de tortuosidad

$m =$ Exponente de cementación

$n =$ Exponente de saturación

La constante a , m , y n según Archie propuso las siguientes estimaciones:

Factor de tortuosidad propuesto	$a = 1$
Factor de tortuosidad de Archie	$a = 1.00079$
Exponente de cementación propuesto	$m = 2$
Exponente de cementación de Archie	$m = 1.999957$
Exponente de saturación propuesto	$n = 2$
Exponente de saturación de Archie	$n = 2.000057$
Saturación S_w promedio con $m = 2$, $n = 2$, $a = 1$	14.60 %
Saturación promedio de Archie	14.75 %
Porosidad promedio por registro	4.60 %

Figura 30 Estimaciones de las constante según (Montes, 2019).

4.6 METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA POROSIDAD

4.6.1 Modelo de densidad

$$\Phi_T = \frac{(\rho_m - \rho_b)}{(\rho_m - \rho_f)} \quad (19)$$

Donde:

$\Phi_T =$ Porosidad total, %

$\rho_m =$ Densidad de matriz, $\frac{gr}{cm^3}$

$\rho_b =$ Densidad leída en el registro, $\frac{gr}{cm^3}$

$\rho_f =$ Densidad de fluido, $\frac{gr}{cm^3}$

4.7 METODOLOGÍA PARA LA CORRELACIÓN LITOLÓGICA

La correlación litológica es un proceso crítico en la geología que implica establecer relaciones entre las litologías (tipos de rocas) en diferentes ubicaciones geográficas, como registros de pozos, afloramientos o datos geofísicos. A continuación, se presenta una metodología general para llevar a cabo la correlación litológica.

4.7.1 Establecimiento de Objetivos

El objetivo de determinar la correlación litológica es comprender la estratigrafía y las relaciones que existen en las Formaciones comprendida por los pozos SACHA 282D y 283D.

4.7.2 Interpretación de los registros Gamma Ray y Densidad para identificar las litologías

En esta sección se realizó el análisis de los registros de Gamma Ray y Densidad para identificar las litologías, por ello se seleccionó a diferentes topes y bases con respecto al Gamma Ray y registro de densidad.

Se requirió los valores de densidad de matriz para identificar las litologías, expresada en la siguiente tabla, según (Suarez, 2015) y (Reservoirs et al., 2006).


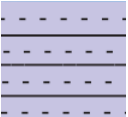
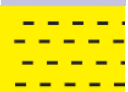
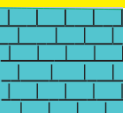


Tabla 6 valores densidad de matriz.

Minerales y fluidos	Densidad (gr/cm³)
Arena	2,65
Arenisca	2,32
Pizarra	2,81
Pizarra Arcillosa	2,42
Granito	2,66
Arena Calcárea	2,68
Diorita	2,83
Dolomita	2,87
Anhidrita	2,92
Caliza	2,71
Cuarzo	2,62
Yeso	2,57

Arcilla	2,20-2,85
Serpentina	2,15
Asfaltito	1,18
Agua de capa	1,00
Petróleo pesado	0,85

En la siguiente tabla muestra la simbología de las litologías.

Tabla 7 Simbología de las litologías.

Símbolo	Litologías
	Arenisca
	Arcilla
	Pizarra arcillosa
	Caliza
	Arena
	Anhidrita

4.7.3 Secuencia generalizada para la Columna Estratigráfica del Campo SACHA

A continuación, se observa en la (Figura 31) la columna estratigráfica del Campo SACHA, conformada por las Formaciones Basal Tena, T, U y Hollín en donde muestra la Era, Edad, Formación, Espesor y Litologías.

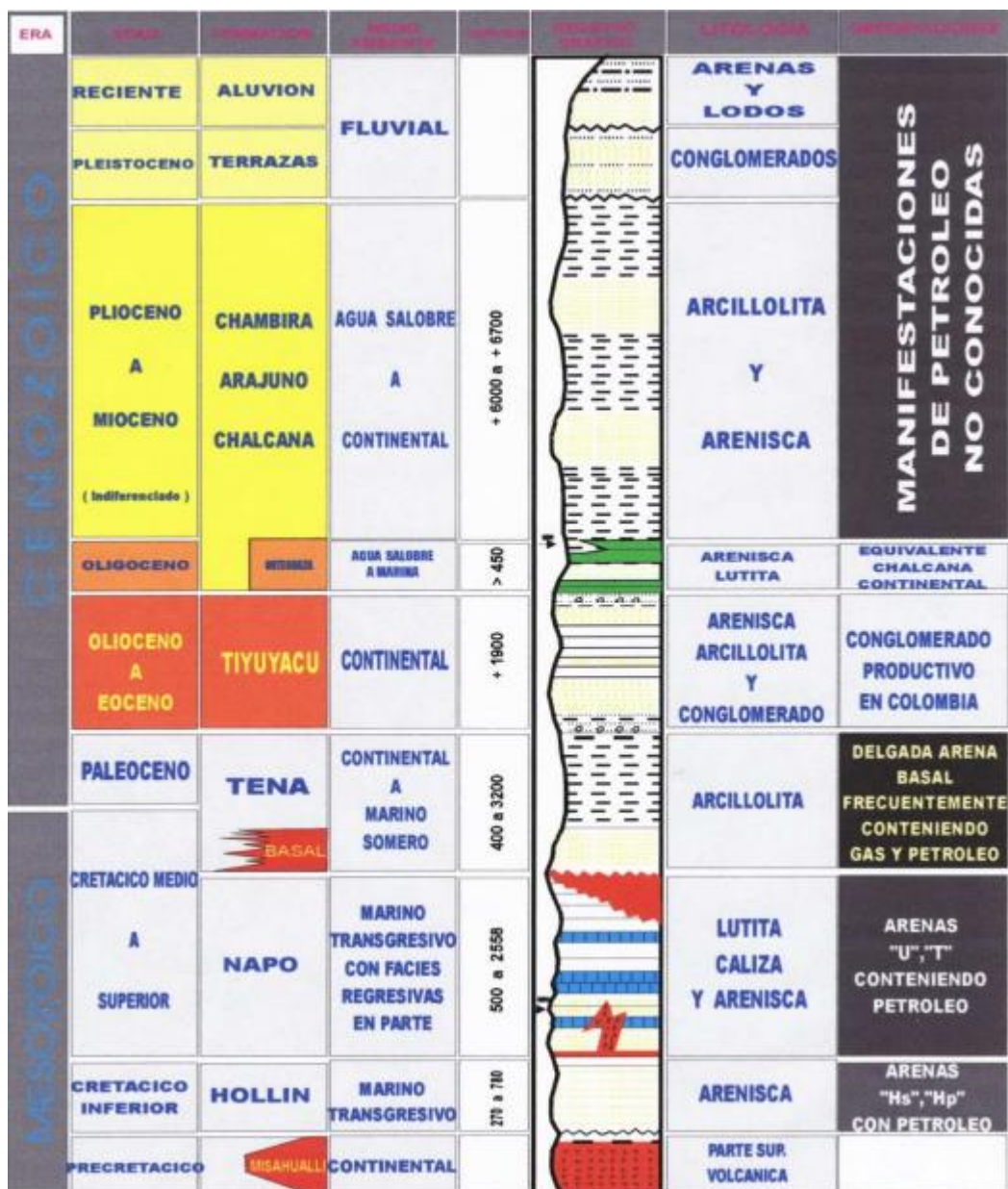


Figura 31 Secuencia generalizada para la Columna estratigráfica del Campo Sacha, (Romero, 2010).

4.7.4 Identificación Litológica de los POZOS SACHA 282D y 283D

La identificación de las litologías permitirá formar las columnas estratigráficas para la respectiva correlación litológica, en donde se detalla los tipos de litologías conformada en los pozos SACHA 282D y 283D.

a) Litologías del pozo SACHA 282D

➤ Formación “BT”

En las Formación “BT” de los dos pozos se logró identificar a diferentes topes y bases zonas que contienen: areniscas, arcillas, pizarras arcillosa y caliza.

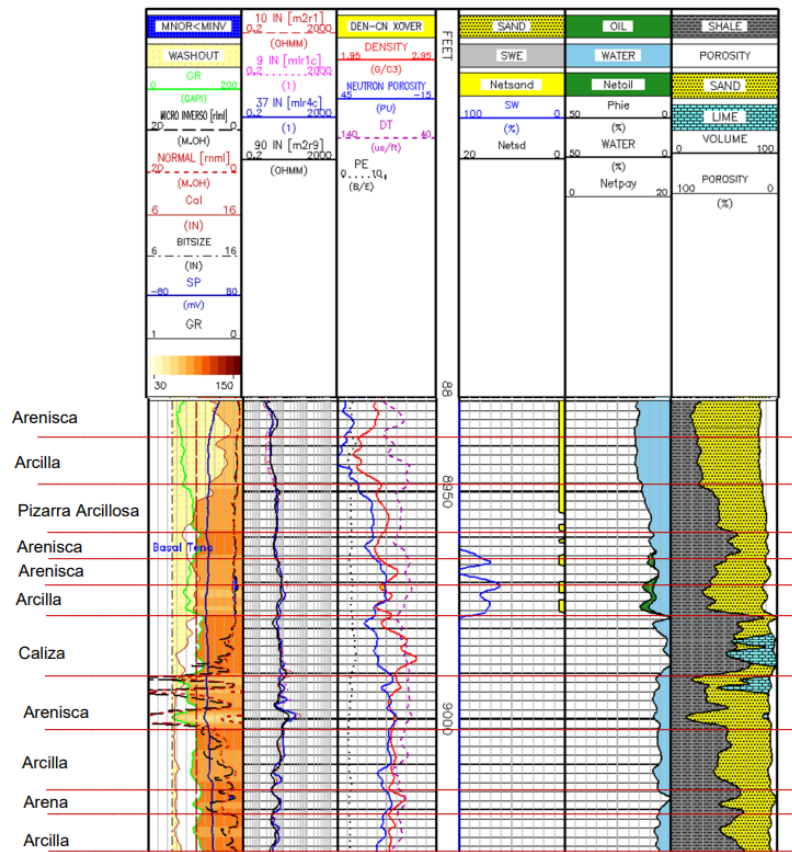


Figura 32 Secciones litológicas, Formación BT, Sacha 282D (Herrera, 2012b).

➤ Formación “U”

En las Formaciones “U” de los dos pozos se logró identificar a diferentes topes y bases, zonas que contienen arcillas, arenas y anhidrita.

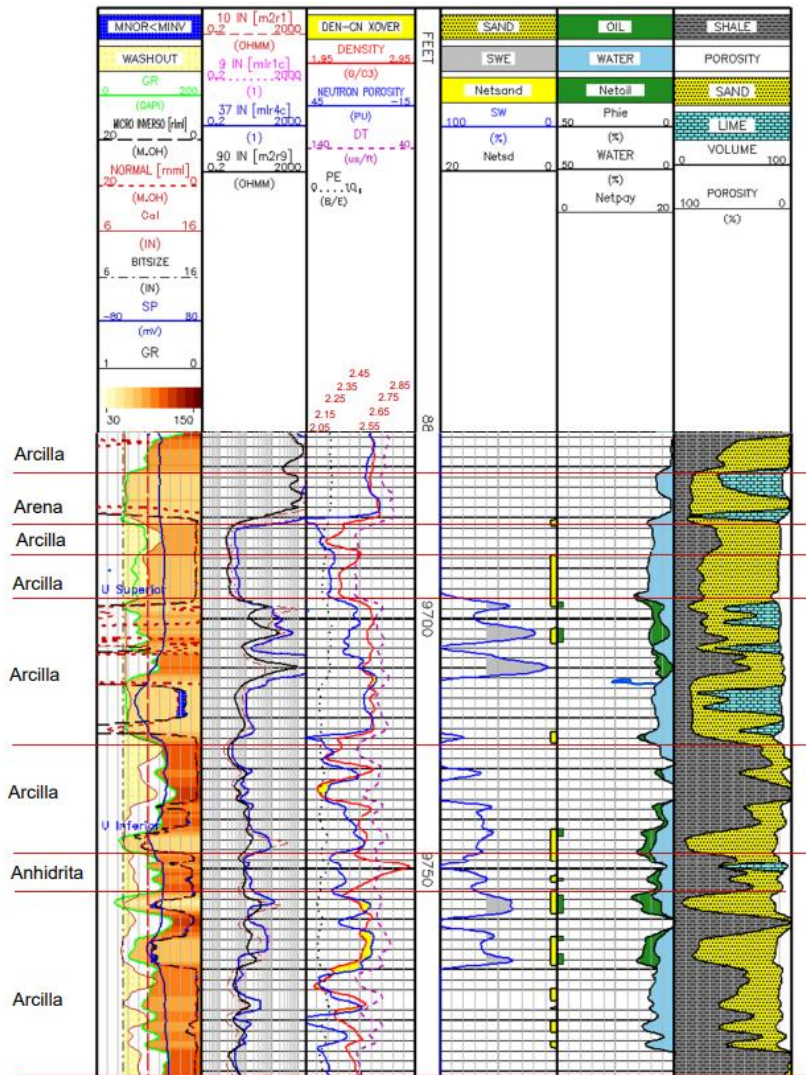


Figura 33 Secciones litológicas, Formación U, Sacha 282D (Herrera, 2012b).

➤ Formación “T”

La siguiente Formación tiene las siguientes litologías: calizas, arenas y arcillas.

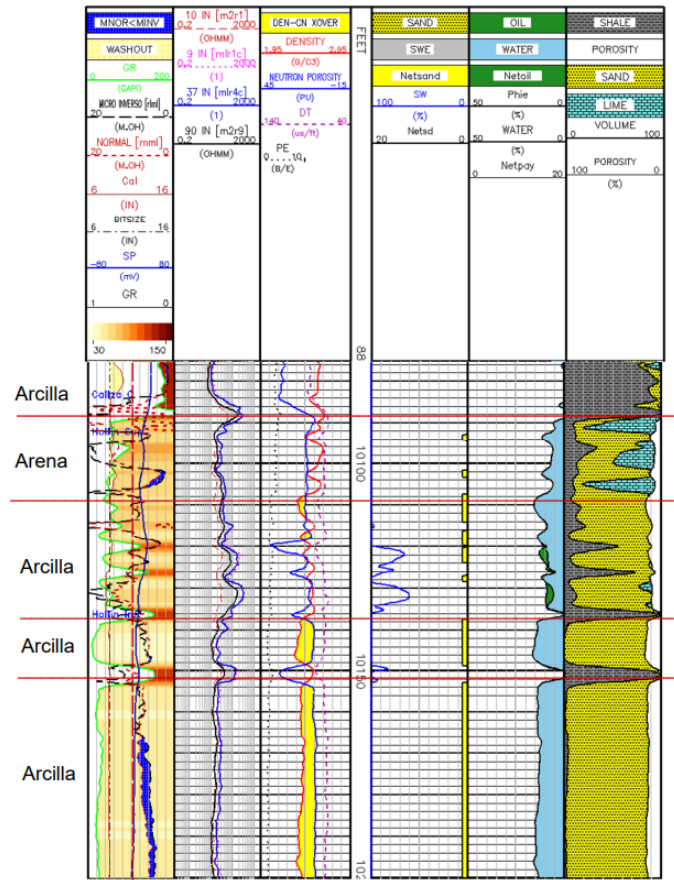


Figura 35 Secciones litológicas, Formación Hollín, Sacha 282D (Herrera, 2012b).

b) Litologías del pozo SACHA 283D

➤ Formación “BT”

La siguiente Formación tiene las siguientes litologías: Arenas y arcillas.

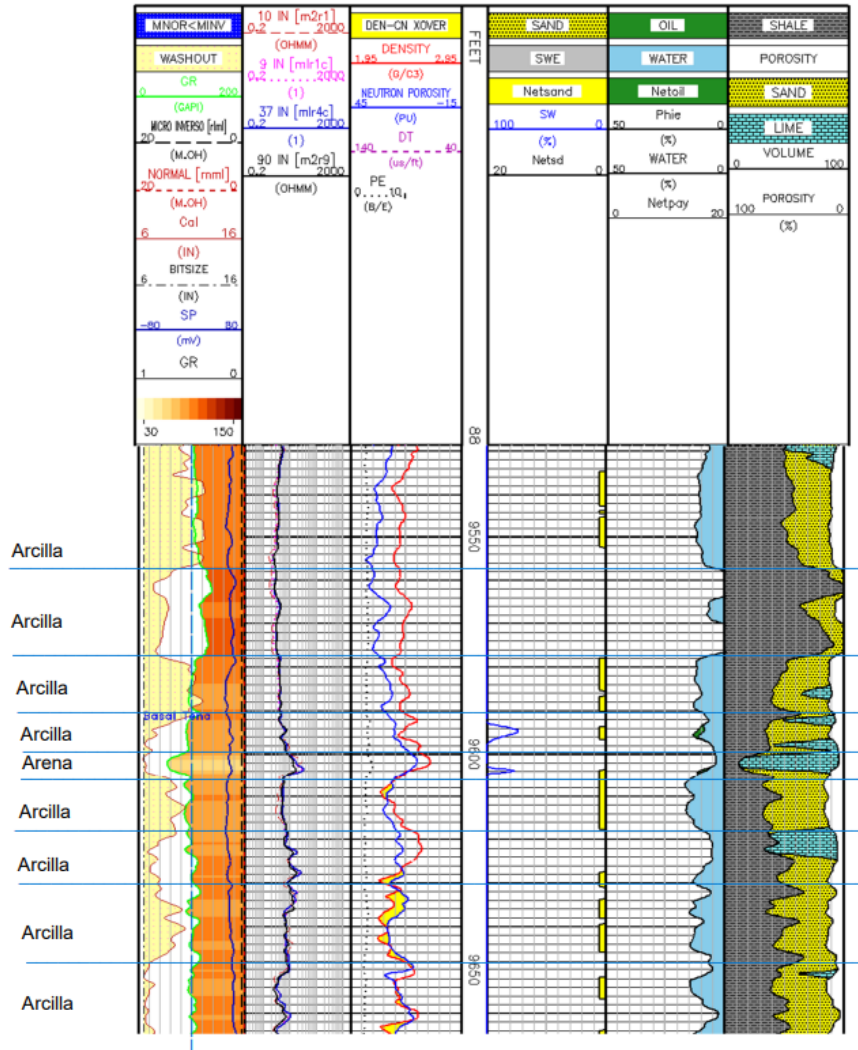


Figura 36 Secciones litológicas, Formación BT, Sacha 283D (Herrera, 2012b).

➤ Formación “U”

La siguiente Formación tiene las siguientes litologías: Arenas y arcillas.

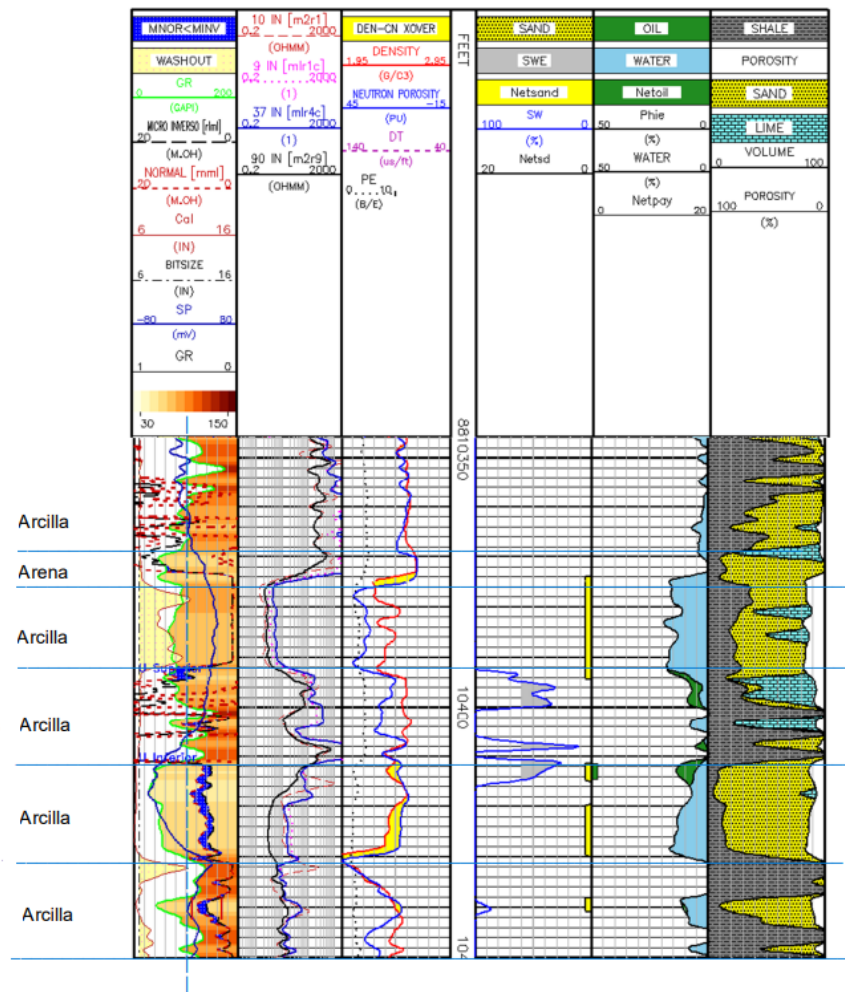


Figura 37 Secciones litológicas, Formación U, Sacha 283D (Herrera, 2012b)-

La siguiente tabla detalla de manera visibles las diferentes litologías que conforma cada una de las Formaciones de los pozos mencionados.

Tabla 8 Litologías del campo SACHA 282D y 283D.

Litologías		
Formaciones del campo SACHA:	282D	283D
Formación BT	Arcillas, Arenas, Pizarras Arcillosa y Calizas.	Arcillas y Arenas.
Formación U	Arcillas, Arenas y Anhidrita.	Arcilla y Arena.
Formación T	Arcillas, Arenas y Caliza.	No hay registros.
Formación Hollín	Arcillas y Arenas.	No hay registros.

4.7.5 Elaboración de las Columnas estratigráficas mediante el programa CorelDRAW

El programa CorelDRAW sirve elaborar planos vectoriales e ilustraciones.

Se detalla paso a paso la elaboración de las columnas estratigráficas, mediante el programa CorelDRAW:

- Se realiza de manera manual el plano cartesiano que consta de los ejes de “x” y “y”, donde el eje “x” serían los valores de Gamma Ray y el eje “y” los valores de profundidad en pies. En donde el rango de Gamma Ray es de 0 a 200, como se observa en la Figura 38.

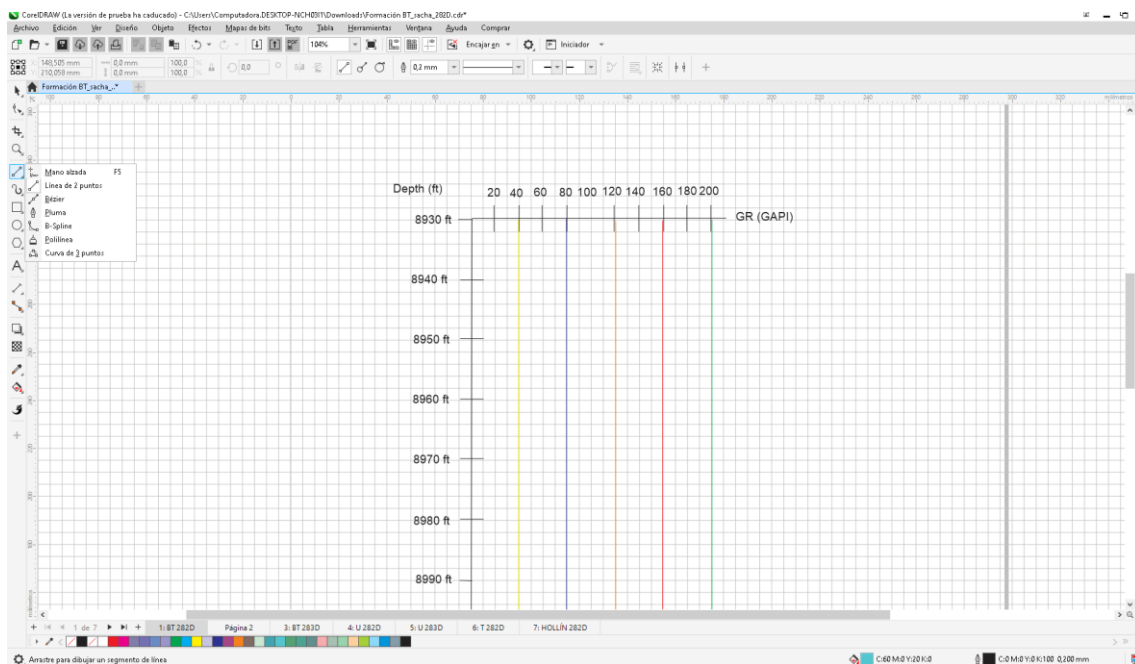
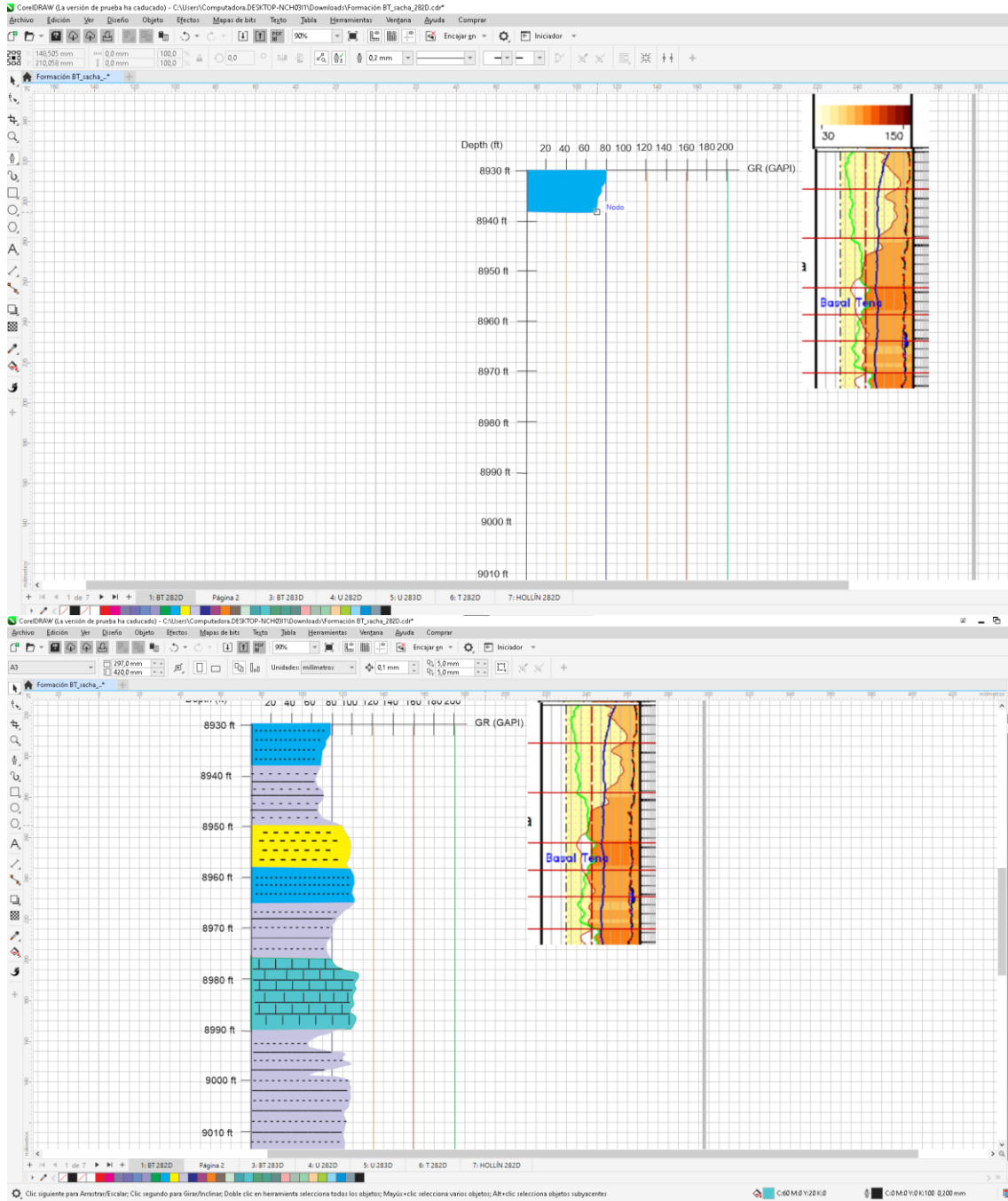


Figura 38 Elaboración de columnas estratigráficas mediante CorelDRAW.

- Se realiza manualmente los diseños de los estratos siguiendo la curva de Gamma Ray y profundidades de topes y bases seleccionadas.



CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

El siguiente capítulo tiene como finalidad de discutir y demostrar los resultados obtenidos mediante la recopilación de datos, a través de registros de pozos para la identificación de posibles zonas de interés y propiedades petrofísicas en yacimientos de hidrocarburos.

5.1 INTERPRETACIÓN DE REGISTROS ELECTRICOS DEL CAMPO SACHA DE LOS POZOS 282D Y 283D

5.1.1 Análisis de registros eléctricos, SACHA 282D

➤ *Formación "BT".*

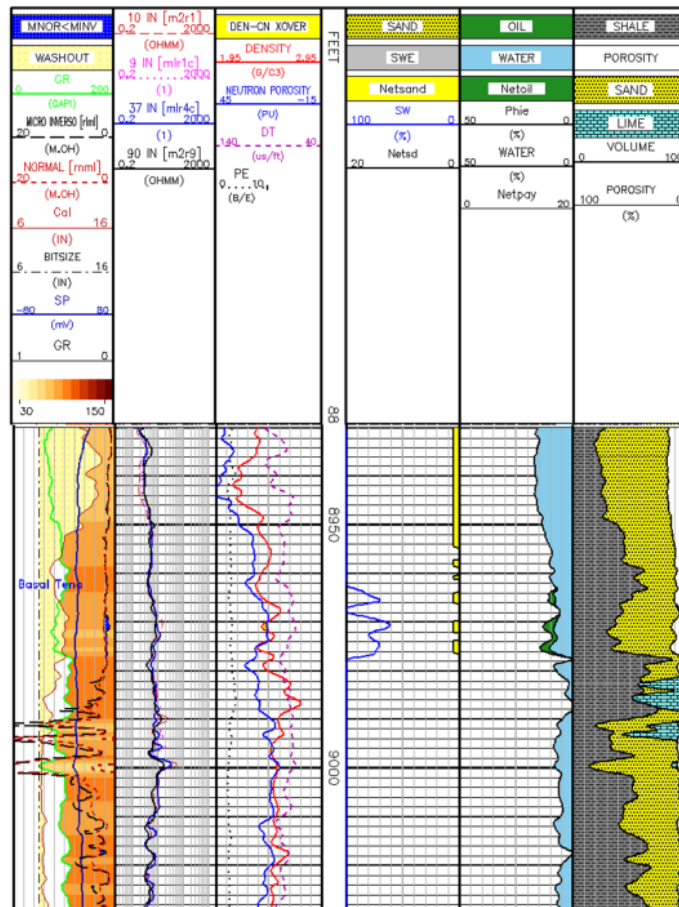


Figura 39 Registro original, SACHA 282D Formación BT (Herrera, 2012b)

La Formación BT en la zona uno, a un intervalo que abarca desde de 8970 *ft* hasta 8972 *ft* , se evidencian las siguientes características: la curva de rayos gamma (*GR*) muestra un valor de 80 *GAPI*, indicando un contenido de arcilla con intercalaciones de lutitas. La curva de potencial espontáneo (*SP*) revela un valor negativo de 15 *mV*, mientras que la resistividad alcanza los 15 *ohm – m* lo que es considerada muy baja y por ende su conductividad es alta, sugiriendo la presencia de agua salada en las capas de arena, por ultimo las curvas de densidad y porosidad de neutrones muestra un contacto de agua- petróleo a esas profundidades, debido a la baja resistividad que presenta esa curva, por ende este hallazgo sugiere la presencia de una posible zona de interés.

La siguiente tabla detalla la interpretación del registro de esta Formación:

Tabla 9 Datos de la Formación BT obtenido por los registros.

Zona	Tope (ft)	Base (ft)	Resistividad (oh-mm)	GR (GAPI)	SP (mV)
1	8970	8972	15	80	15

➤ *Formación “U”*

La siguiente Formación consta con diferentes zonas de interés a diferentes topes y bases.

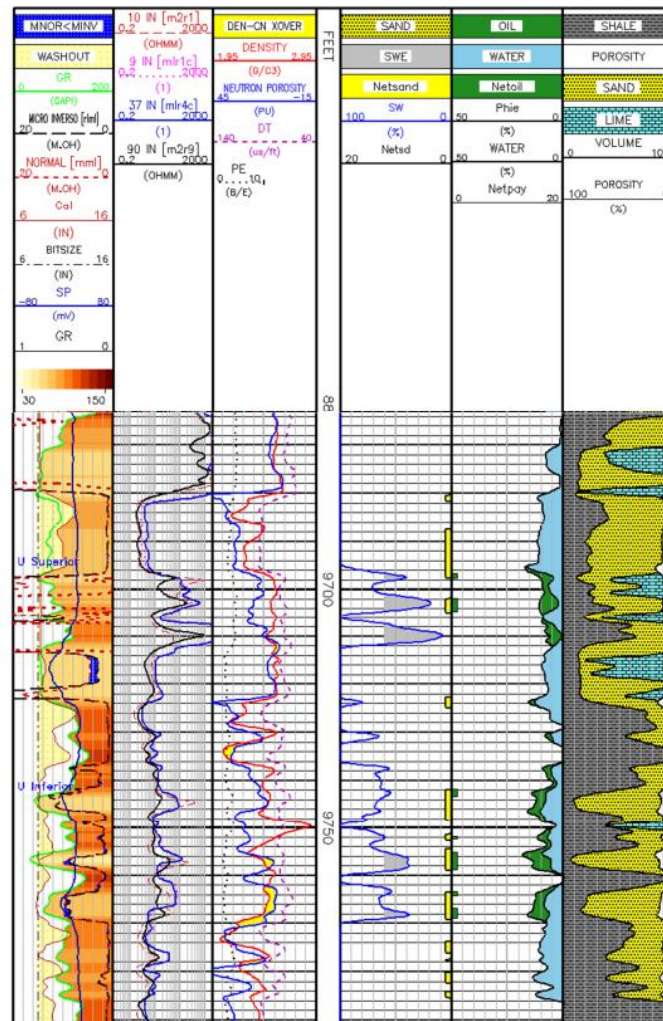


Figura 40 Registro original, SACHA 282D, Formación U (Herrera, 2012b).

La siguiente Formación en la zona uno a un intervalo que abarca desde de 9709 *ft* hasta 9714 *ft* , se evidencian las siguientes características: la curva de Gamma ray tiene un valor de 120 *GAPI* lo cual sugiere un contenido de arcilla relativamente alto. En cuanto a la curva de Potencial Espontáneo (*SP*) su lectura es de 10 *mV* indicando posible presencia de agua salada en las capas de arena, mientras que la resistividad alcanza los 1600 *ohm – m* lo cual revela presencia de gas-petróleo.

En la zona dos a un intervalo que abarca desde de 9732 *ft* hasta 9736 *ft*, se evidencian las siguientes características: la curva de Rayos Gamma señala un intervalo de 150 *GAPI*, indicando un elevado contenido de arcilla. Al examinar el registro de Potencial Espontáneo (*SP*), se registra un valor positivo de 20 *mV* y una resistividad de

12 $ohm - m$ lo que indica la presencia de agua según el análisis de la curva de resistividad y saturación de agua.

La zona tres a un intervalo que abarca desde de 9756 ft hasta 9759 ft , se evidencian las siguientes características: la curva de Rayos Gamma revela un intervalo de 39 $GAPI$, indicando un contenido de arcilla bajo. La curva de Potencial Espontáneo (SP) muestra 15 mV , sugiriendo la presencia de agua dulce en las arenas circundantes y la resistividad registra un valor de 24 $ohm - m$ lo que indica la presencia de petróleo-gas, lo que sugiere este hallazgo una posible zona de interés.

Por último, en la zona cuatro a un intervalo que abarca desde 9762 ft hasta 9771 ft , se evidencian las siguientes características: las curvas de Densidad y Densidad de Neutrones revela un contacto gas petróleo, señalando la posibilidad de ser una zona de interés. La curva de Rayos Gamma muestra un valor de 70 $GAPI$, indicando un contenido de arcilla bajo, mientras que el Potencial Espontáneo (SP) registra 0 mV . La resistividad en esta zona alcanza los 23 $ohm - m$ lo que indica la presencia de gas-petróleo, por ende, la existencia de una posible zona de interés.

La siguiente tabla detalla la interpretación del registro de esta Formación:

Tabla 10 Datos de la Formación U obtenido por los registros.

Zona	Tope (ft)	Base (ft)	Resistividad (oh-mm)	Gr (GAPI)	SP (mV)
1	9709	9714	1600	120	10
2	9732	9736	12	150	20
3	9756	9759	24	39	15
4	9762	9771	23	70	0

➤ Formación “T”

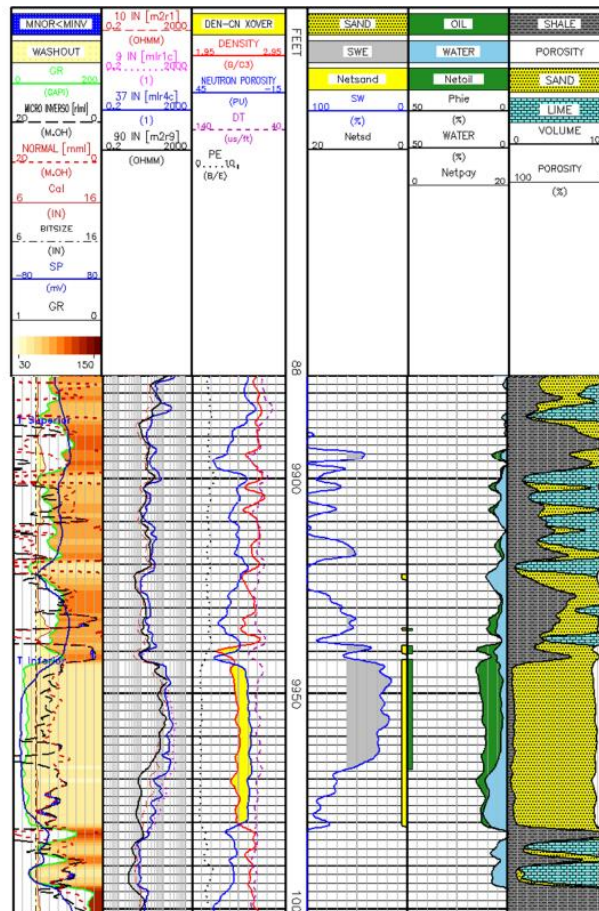


Figura 41 Registro original, SACHA 282D Formación T (Herrera, 2012b).

En esta Formación tenemos dos posibles zonas de interés que se encuentran a las siguientes diferentes profundidades.

La zona uno a un intervalo que abarca desde 9938 *ft* hasta 9941 *ft*, se evidencian las siguientes características: la curva de Rayos Gamma, se observa un valor de 110 *GAPI*, indicando un contenido de arcilla alto con intercalaciones de lutitas. El registro de Potencial Espontáneo (*SP*) muestra un valor de 10 *mV*, lo cual sugiere la presencia de agua dulce en las arenas. Se llevó a cabo un análisis adicional del comportamiento de la curva de resistividad, que presenta un rango de 21 *ohm – m*, indicando una alta conductividad y por ende existe la presencia de gas-petróleo en esta zona.

En la zona dos exhibe las siguientes características: al examinar los registros se observan curvas que experimentan tanto descensos como ascensos. En el intervalo de

9943 *ft* hasta 9981 *ft*, la curva de Rayos Gamma muestra un valor de 30 *GAPI*, señalando un contenido de arcilla bajo en esta área. El siguiente registro, el Potencial Espontáneo (*SP*), indica -70 mV , lo que sugiere la presencia de agua salada en las arenas de esta formación. La curva de resistividad exhibe un comportamiento ascendente que disminuye conforme aumenta la profundidad, oscilando entre $180\text{ ohm} - m$ y $18\text{ ohm} - m$, evidenciando una variación en las conductividades, tanto altas como bajas en esta zona. Los registros de Densidad y Densidad de Neutrones muestran curvas cercanas, a las profundidades de 9943 *ft* hasta 9962 *ft* indica contacto de gas-petróleo, lo que sugiere este hallazgo una posible zona de interés y desde 9962 *ft* hasta 9981 *ft* indica presencia de agua debido a la baja resistividad que muestra dicha curva.

La siguiente tabla detalla la interpretación del registro de esta Formación:

Tabla 11 Datos de la Formación T obtenido por los registros.

Zonas	Tope (ft)	Base (ft)	Resistividad (oh-mm)	Gr (GAPI)	SP (mV)
1	9938	9941	21	110	10
2	9943	9981	180	30	-70

➤ Formación “Hollín”

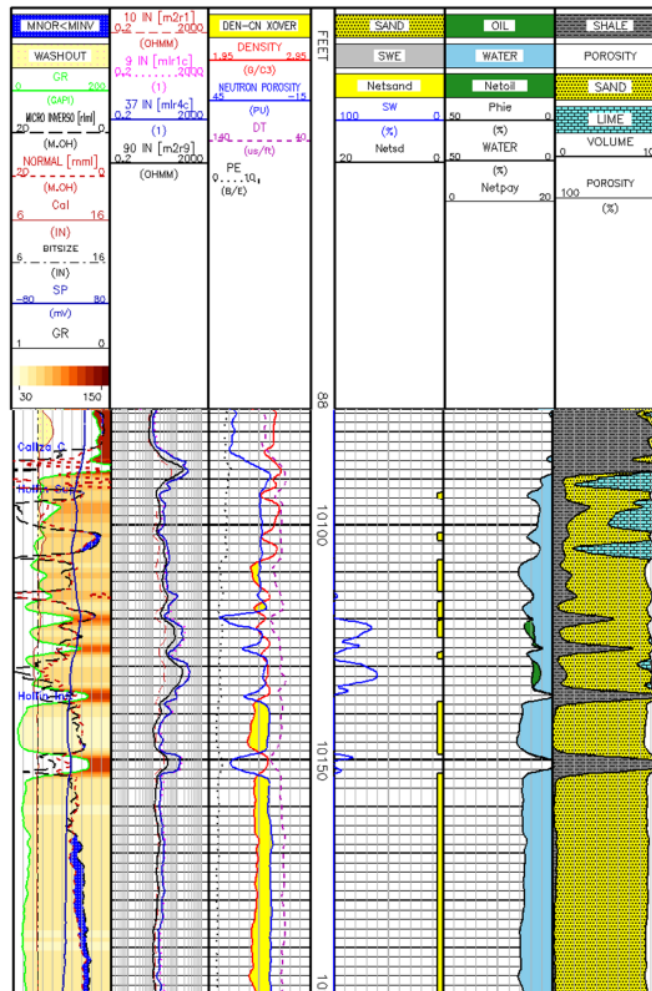


Figura 42 Registro original, SACHA 282D Formación Hollín (Herrera, 2012b).

La Formación Hollín según el análisis de los registros de pozos, muestra a diferentes profundidades posibles zonas de interés.

En la zona uno a un intervalo que abarca desde 10108 *ft* hasta 10113 *ft*, se evidencian las siguientes características: al analizar la curva de Rayos Gamma se aprecia un intervalo de 70 *GAPI*, indicando un contenido de arcilla bajo en esta zona. La curva de Potencial Espontáneo (*SP*) registra 17 *mV*, señalando la presencia de agua dulce en las arenas de esta formación. La resistividad presenta un rango de 22 *ohm – m* lo que indica la presencia de solo agua en esta zona.

En la zona dos a un intervalo que abarca desde 10117 *ft* hasta 10119 *ft*, se evidencian las siguientes características: la curva de Rayos Gamma presenta un valor de 20 *GAPI*, indicando un contenido de arcilla bajo en esta área. El Potencial Espontáneo

(SP) señala que a 20 mV las arenas en esta zona contienen agua salada y, en consecuencia, la resistividad registra 22 ohm – m lo que indica un comportamiento bajo y por ende la presencia de agua señalando según el análisis de la curva de saturación de agua.

En la zona tres a un intervalo que abarca desde 10137 ft hasta 10148 ft, se evidencian las siguientes características: La curva de Rayos Gamma exhibe un valor de 10 GAPI, señalando que esta zona posee un contenido de arcilla bajo. La curva de Potencial Espontáneo (SP) muestra un valor de 5 mV y la curva de resistividad registra 16 ohm – m un comportamiento de baja resistividad lo que indica la presencia de solo agua a estas profundidades concordando junto con la curva de saturación de agua.

Por último, en la zona 4 a un intervalo que abarca desde 10154 ft hasta 10200 ft, se evidencian las siguientes características: la curva de Rayos Gamma a 38 GAPI indica un bajo contenido de arcilla en esta zona. El registro de Potencial Espontáneo (SP) indica 5 mV, sugiriendo la posible presencia de agua dulce en las arenas. La resistividad en esta área registra un valor de 21 ohm – m indicando la presencia de acuífero.

La siguiente tabla detalla la interpretación del registro de esta Formación:

Tabla 12 Datos de la Formación Hollín obtenido por los registros.

Zonas	Tope (ft)	Base (ft)	Resistividad (oh-mm)	Gr (GAPI)	SP (mV)
1	10108	10113	22	70	17
2	10117	10119	22	20	20
3	10137	10148	16	10	5
4	10154	10200	21	38	5

5.1.2 Análisis de registros eléctricos, SACHA 283D

➤ Formación “BT”

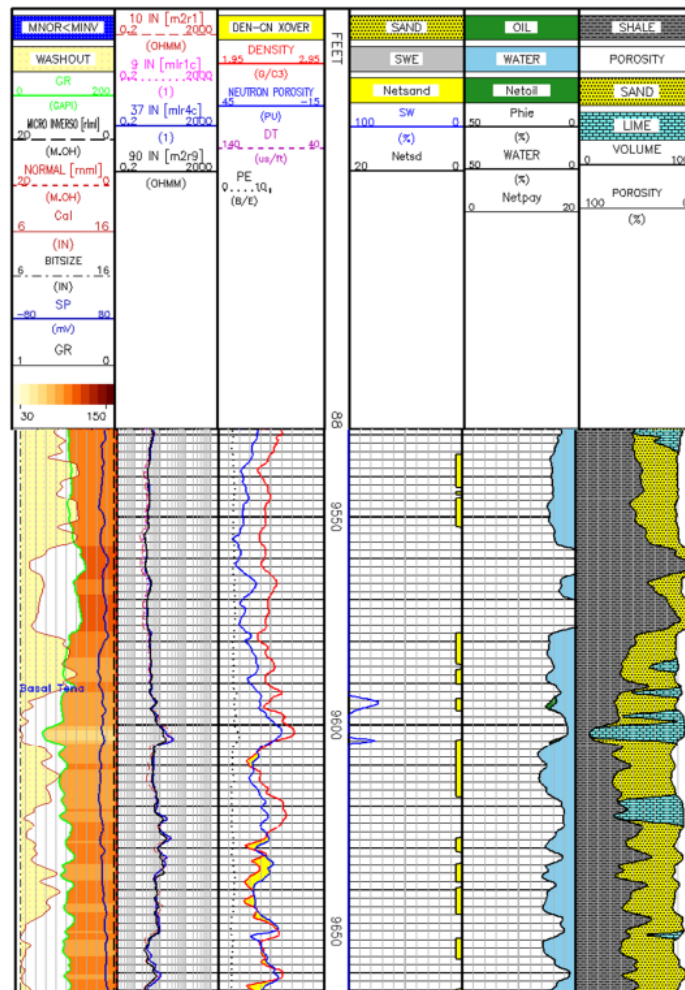


Figura 43 Registro original, SACHA 283D Formación BT (Herrera, 2012b).

Las siguientes Formaciones del campo SACHA 283D constan con las siguientes características:

En la zona uno a un intervalo que abarca desde 9607 *ft* hasta 9611 *ft*, se evidencian las siguientes características: la curva de Rayos Gamma exhibe un valor de 100 *GAPI*, indicando un contenido de arcillas con intercalaciones de lutitas. Por otro lado, la curva de Potencial Espontáneo (*SP*) registra 60 *mV*, indicando la posible presencia de agua dulce en las arenas. La resistividad en esta área es baja, con un valor de 8 *ohm – m*, lo que implica una alta conductividad y por ende es posible que los poros presentes en esta formación contienen agua salada, según (Oil Production, 2012). Otro análisis que se llevó a cabo fue el comportamiento de la curva de saturación de agua indica la presencia de acuífero en esta zona.

En la zona dos a un intervalo que abarca desde 9627 *ft* hasta 9631 *ft*, se evidencian las siguientes características: al examinar la curva de Rayos Gamma se revela un intervalo de 100 *GAPI*, indicando la presencia de intercalaciones de lutitas. El registro de Potencial Espontáneo (*SP*) a 60 *mV* indica posible presencia de agua dulce en las arenas según (Oil Production, 2012). Por otro lado, la curva de Resistividad registra 14 *ohm – m* lo que indica la presencia de solo agua en esta zona.

En la zona tres a un intervalo que abarca desde 9632 *ft* hasta 9650 *ft*, se evidencian las siguientes características: al examinar la curva de Rayos Gamma se revela un intervalo de 120 *GAPI* lo que indica un alto contenido de arcilla. Por otro lado, la curva de Potencial Espontáneo (*SP*) registra un valor de 60 *mV* indicando la presencia de agua dulce debido a que el agua dulce es menos conductiva eléctricamente que el agua salada o podría sugerir la presencia de formaciones no conductivas. El análisis de las curvas de Densidad y Densidad de Neutron muestra contacto de agua-gas, lo que indica que se encuentra en presencia de acuíferos, indicando la curva de saturación de agua. La siguiente tabla detalla la interpretación del registro de esta Formación:

Tabla 13 Datos de la Formación BT obtenido por los registros.

Zona	Tope (ft)	Base (ft)	Resistividad (oh-mm)	Gr (GAPI)	SP (mV)
1	9607	9611	8	100	60
2	9627	9631	14	100	60
3	9632	9650	19	120	60

➤ Formación “U”

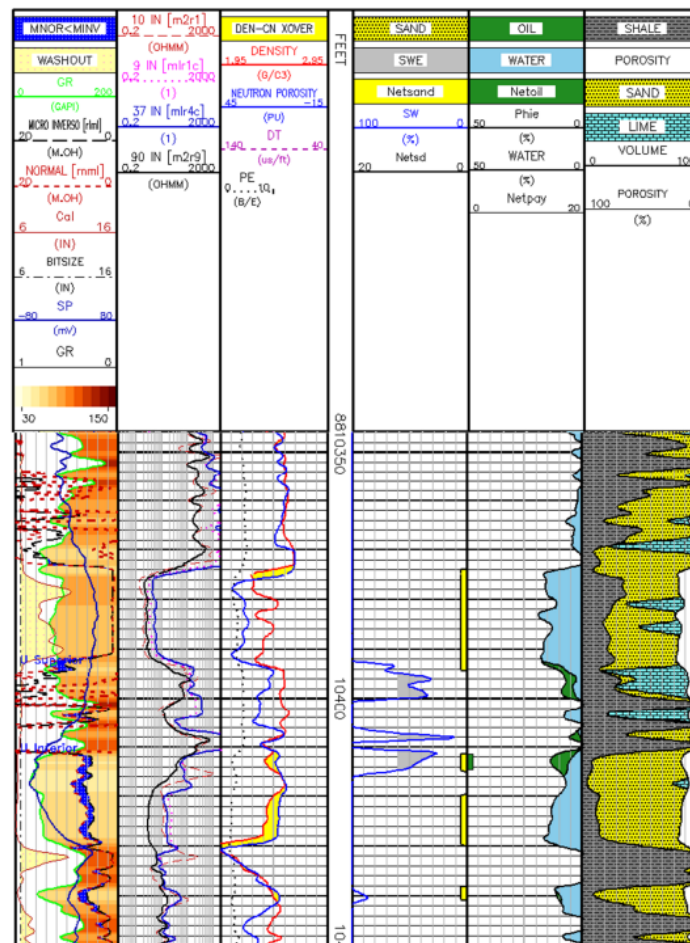


Figura 44 Registros de Pozo original del campo SACHA 283D de la Formación U (Herrera, 2012b).

En la Formación U basándonos en las lecturas de los tipos de registros se logró identificar cuatro zonas de interés.

En la zona uno a un intervalo que abarca desde 10411 *ft* hasta 10415 *ft*, se evidencian las siguientes características: la curva de Rayos Gamma muestra un valor de 40 *GAPI*, señalando indicios de bajo contenido de arcilla. La curva de Potencial Espontáneo (*SP*) presenta un valor de -60 *mV*, indicando que las arenas en esta zona contienen agua salada. La curva de resistividad exhibe valores de 60 *ohm – m*, indicando la presencia de fluidos como petróleo y gas.

Finalmente, en la zona dos a un intervalo que abarca desde 10438 *ft* hasta 10441 *ft*, se evidencian las siguientes características: la curva de Rayos Gamma muestra un rango de 40 *GAPI*, indicando un bajo contenido de arcilla en esta área. La curva de

Potencial Espontáneo (*SP*) tiene un valor de 0 *mV*. El análisis de la curva de resistividad, con un valor de 20 *ohm – m*, indicando la presencia de agua.

La siguiente tabla detalla la interpretación del registro de esta Formación:

Tabla 14 Datos de la Formación U obtenido por los registros.

Zonas	Tope (ft)	Base (ft)	Resistividad (oh-mm)	Gr (GAPI)	SP (mV)
1	10411	10415	60	40	-60
2	10438	10441	20	40	0

5.2 CÁLCULOS PARA DETERMINAR EL VOLUMEN DE ARCILLA DE LOS POZOS SAHA 282D Y 283D

Para el cálculo de los volúmenes de arcilla se requiere el Gamma Ray (GR) de las zonas de interés, GR máximo se lo toma mediante la curva más larga y GR mínimo es la curva más pequeña.

5.2.1 Determinación del Volumen de arcilla del pozo SACHA 282D.

a) Formación “BT”

➤ Zona 1

Datos obtenidos por los registros	
Base:	8970ft
Tope:	8972 ft
GR (de la zona de interés):	80 GAPI
GR (máximo)	120 GAPI
GR (mínimo)	50 GAPI

$$Ish = \frac{80 - 50}{120 - 50} = 0,428\% \quad (20)$$

b) Formación “U”

➤ *Zona 1*

Datos obtenidos por los registros	
Base:	9709 ft
Tope:	9714 ft
GR (de la zona de interés):	58 GAPI
GR (máximo)	149 GAPI
GR (mínimo)	39 GAPI

$$Ish = \frac{58 - 39}{149 - 39} = 0,172\% \quad (21)$$

➤ *Zona 2*

Datos obtenidos por los registros	
Base:	9732 ft
Tope:	9736 ft
GR (de la zona de interés):	150 GAPI
GR (máximo)	149 GAPI
GR (mínimo)	39 GAPI

$$Ish = \frac{150 - 39}{149 - 39} = 1 \% \quad (22)$$

➤ *Zona 3*

Datos obtenidos por los registros	
Base:	9756 ft
Tope:	9759 ft

GR (de la zona de interés):	39 GAPI
GR (máximo)	149 GAPI
GR (mínimo)	39 GAPI

$$Ish = \frac{39 - 39}{149 - 39} = 0 \% \quad (23)$$

➤ Zona 4

Datos obtenidos por los registros	
Base:	9762 ft
Tope:	9771 ft
GR (de la zona de interés):	70 GAPI
GR (máximo)	149 GAPI
GR (mínimo)	39 GAPI

$$Ish = \frac{70 - 39}{149 - 39} = 0,281 \% \quad (24)$$

c) **Formación "T"**

➤ Zona 1

Datos obtenidos por los registros	
Base:	9938 ft
Tope:	9941 ft
GR (de la zona de interés):	70 GAPI
GR (máximo)	180 GAPI
GR (mínimo)	20 GAPI

$$Ish = \frac{70 - 20}{180 - 20} = 0,312 \% \quad (25)$$

➤ Zona 2

Datos obtenidos por los registros	
Base:	9943 ft
Tope:	9981 ft
GR (de la zona de interés):	30 GAPI
GR (máximo)	180 GAPI
GR (mínimo)	20 GAPI

$$Ish = \frac{30 - 20}{180 - 20} = 0,062 \% \quad (26)$$

d) **Formación “Hollín”**

➤ Zona 1

Datos obtenidos por los registros	
Base:	9710 ft
Tope:	9714 ft
GR (de la zona de interés):	70 GAPI
GR (máximo)	200 GAPI
GR (mínimo)	10 GAPI

$$Ish = \frac{70 - 10}{200 - 10} = 0,315 \% \quad (27)$$

➤ Zona 2

Datos obtenidos por los registros	
Base:	9732 ft
Tope:	9736 ft
GR (de la zona de interés):	20 GAPI
GR (máximo)	200 GAPI

GR (mínimo)	10 GAPI
-------------	---------

$$Ish = \frac{20 - 10}{200 - 10} = 0,052 \% \quad (28)$$

➤ Zona 3

Datos obtenidos por los registros	
Base:	9756 ft
Tope:	9759 ft
GR (de la zona de interés):	10 GAPI
GR (máximo)	200 GAPI
GR (mínimo)	10 GAPI

$$Ish = \frac{10 - 10}{200 - 10} = 0 \% \quad (29)$$

➤ Zona 4

Datos obtenidos por los registros	
Base:	9762 ft
Tope:	9771 ft
GR (de la zona de interés):	25 GAPI
GR (máximo)	200 GAPI
GR (mínimo)	10 GAPI

$$Ish = \frac{25 - 10}{200 - 10} = 0,078 \% \quad (30)$$

5.2.2 Determinación del Volumen de arcilla del pozo SACHA 283D.

a) Formación "BT"

➤ Zona 1

Datos obtenidos por los registros	
Base:	9607 ft
Tope:	9611 ft
GR (de la zona de interés):	100 GAPI
GR (máximo)	140 GAPI
GR (mínimo)	50 GAPI

$$Ish = \frac{100 - 50}{140 - 50} = 0,555 \% \quad (31)$$

➤ Zona 2

Datos obtenidos por los registros	
Base:	9626 ft
Tope:	9631 ft
GR (de la zona de interés):	120 GAPI
GR (máximo)	140 GAPI
GR (mínimo)	50 GAPI

$$Ish = \frac{120 - 50}{140 - 50} = 0,777 \% \quad (32)$$

➤ Zona 3

Datos obtenidos por los registros	
Base:	9632 ft
Tope:	9650 ft
GR (de la zona de interés):	120 GAPI
GR (máximo)	140 GAPI
GR (mínimo)	50 GAPI

$$Ish = \frac{120 - 50}{140 - 50} = 0,777 \% \quad (33)$$

b) Formación "U"

➤ Zona 1

Datos obtenidos por los registros	
Base:	10411 ft
Tope:	10415 ft
GR (de la zona de interés):	40 GAPI
GR (máximo)	179 GAPI
GR (mínimo)	30 GAPI

$$Ish = \frac{40 - 30}{179 - 30} = 0,067 \% \quad (34)$$

➤ Zona 2

Datos obtenidos por los registros	
Base:	10438 ft
Tope:	10441 ft
GR (de la zona de interés):	40 GAPI
GR (máximo)	179 GAPI
GR (mínimo)	30 GAPI

$$Ish = \frac{40 - 30}{179 - 30} = 0,067 \% \quad (35)$$

5.3 CÁLCULOS PARA DETERMINAR LA POROSIDAD DE LOS POZOS SACHA 282D Y 283D

5.3.1 Determinación de la Porosidad del pozo SACHA 282D

Se utilizó el tipo de lodo PERFLEX con una densidad, ρ_f de 10,2 *lb/gal*, según (Herrera, 2012b).

Convertir de *lb/gal* a *gr/cm³*

$$10,2 \frac{lb}{gal} = 1,22 \text{ gr/cm}^3$$

Esta densidad se utilizó para los pozos SACHA 282D y 283D.

Para determinar la *densidad matriz*, (ρ_f) se utilizó el dato obtenido por CN Y ZDL corridos en matriz caliza de 2,71 *gr/cm³*, para los dos pozos mencionados, según (Herrera, 2012a).

a) Formación "BT".

➤ Zona 1

Datos	
ρ_m	2,71 g/cm ³
ρ_b	2,39 g/cm ³
ρ_f	1,22 g/cm ³

$$\phi_T = \frac{(\rho_m - \rho_b)}{(\rho_m - \rho_f)}$$

$$\phi_T = \frac{2,71 - 2,39}{2,71 - 1,22} = 0,21\% \quad (36)$$

b) Formación "U".

➤ Zona 1

Datos	
ρ_m	2,71 g/cm ³
ρ_b	2,05 g/cm ³
ρ_f	1,22 g/cm ³

$$\phi_T = \frac{2,71 - 2,05}{2,71 - 1,22} = 0,44\% \quad (37)$$

➤ Zona 2

Datos	
ρ_m	2,71 g/cm ³
ρ_b	2,45 g/cm ³
ρ_f	1,22 g/cm ³

$$\phi_T = \frac{2,71 - 2,45}{2,71 - 1,22} = 0,17\% \quad (38)$$

➤ Zona 3

Datos	
ρ_m	2,71 g/cm ³
ρ_b	2,50 g/cm ³
ρ_f	1,22 g/cm ³

$$\emptyset_T = \frac{2,71 - 2,50}{2,71 - 1,22} = 0,14\% \quad (39)$$

➤ Zona 4

Datos	
ρ_m	2,71 g/cm ³
ρ_b	2,50 g/cm ³
ρ_f	1,22 g/cm ³

$$\emptyset_T = \frac{2,71 - 2,50}{2,71 - 1,22} = 0,14\% \quad (40)$$

c) **Formación "T"**

➤ Zona 1

Datos	
ρ_m	2,71 g/cm ³
ρ_b	2,20 g/cm ³
ρ_f	1,22 g/cm ³

$$\emptyset_T = \frac{2,71 - 2,20}{2,71 - 1,22} = 0,34\% \quad (41)$$

➤ Zona 2

Datos	
ρ_m	2,71 g/cm ³
ρ_b	2,45 g/cm ³
ρ_f	1,22 g/cm ³

$$\emptyset_T = \frac{2,71 - 2,45}{2,71 - 1,22} = 0,17\% \quad (42)$$

d) Formación “Hollín”

➤ Zona 1

Datos	
ρ_m	2,71 g/cm ³
ρ_b	2,35 g/cm ³
ρ_f	1,22 g/cm ³

$$\emptyset_T = \frac{2,71 - 2,35}{2,71 - 1,22} = 0,24\% \quad (43)$$

➤ Zona 2

Datos	
ρ_m	2,71 g/cm ³
ρ_b	2,40 g/cm ³
ρ_f	1,22 g/cm ³

$$\emptyset_T = \frac{2,71 - 2,40}{2,71 - 1,22} = 0,20\% \quad (44)$$

➤ Zona 3

Datos	
ρ_m	2,71 g/cm ³
ρ_b	2,40 g/cm ³
ρ_f	1,22 g/cm ³

$$\phi_T = \frac{2,71 - 2,40}{2,71 - 1,22} = 0,20\% \quad (45)$$

➤ Zona 4

Datos	
ρ_m	2,71 g/cm ³
ρ_b	2,45 g/cm ³
ρ_f	1,22 g/cm ³

$$\phi_T = \frac{2,71 - 2,45}{2,71 - 1,22} = 0,17\% \quad (46)$$

5.3.2 Determinación de la Porosidad del pozo SACHA 283D

a) Formación "BT"

➤ Zona 1

Datos	
ρ_m	2,71 g/cm ³
ρ_b	2,23 g/cm ³
ρ_f	1,22 g/cm ³

$$\phi_T = \frac{2,71 - 2,23}{2,71 - 1,22} = 0,32\% \quad (47)$$

➤ Zona 2

Datos	
ρ_m	2,71 g/cm ³
ρ_b	2,20 g/cm ³
ρ_f	1,22 g/cm ³

$$\phi_T = \frac{2,71 - 2,20}{2,71 - 1,22} = 0,34\% \quad (48)$$

➤ Zona 3

Datos	
ρ_m	2,71 g/cm ³
ρ_b	2,35 g/cm ³
ρ_f	1,22 g/cm ³

$$\phi_T = \frac{2,71 - 2,35}{2,71 - 1,22} = 0,24\% \quad (49)$$

b) Formación "U"

➤ Zona 1

Datos	
ρ_m	2,71 g/cm ³
ρ_b	2,35 g/cm ³
ρ_f	1,22 g/cm ³

$$\phi_T = \frac{2,71 - 2,35}{2,71 - 1,22} = 0,24\% \quad (50)$$

➤ Zona 2

Datos	
ρ_m	2,71 g/cm ³
ρ_b	2,45 g/cm ³
ρ_f	1,22 g/cm ³

$$\phi_T = \frac{2,71 - 2,45}{2,71 - 1,22} = 0,17\% \quad (51)$$

5.4 CÁLCULOS PARA DETERMINAR LA PERMEABILIDAD DE LOS POZOS SACHA 282D Y 283D

5.4.1 Determinación de la Permeabilidad del pozo SACHA 282D

El R_w se lo obtuvo en el informe de los pozos SACHA 282D y 283D, dando así el R_w de cada formación según (Herrera, 2012a).

Resistividad del agua “ R_w ”		
FORMACIONES	282D	283D
BT	0,05	0,05
U	0,05	0,04
T	0,06	N/A
HOLLÍN	0,89	N/A

a) Formación “BT”.

➤ Zona 1

Datos para el cálculo de “ S_{wi} ”		Datos para el cálculo de “ K ”	
Porosidad, %:	0,21	Porosidad, %:	0,21
a:	1	S_{wi} , %:	0,244
m:	2	a:	8588
n:	2	b:	4,4
R_t , ohm.m:	19	c:	2
R_w , ohm.m:	0,05		

$$S_{wi} = \left(\frac{1 * 0,05}{19 * (0,21)^2} \right)^{1/2} = 0,244\% \quad (52)$$

$$k = \frac{8588(0,21)^{4,4}}{(0,244)^2} = 150,271 \text{ mD} \quad (53)$$

b) Formación "U"

➤ *Zona 1*

Datos para el cálculo de Swi		Datos para el cálculo de K	
Porosidad, %:	0,44	Porosidad, %:	0,44
a:	1	Swi, %:	0,052
m:	2	a:	8588
n:	2	b:	4,4
Rt, ohm.m:	95	c:	2
Rw, ohm.m:	0,05		

$$S_{wi} = \left(\frac{1 * 0,05}{95 * (0,44)^2} \right)^{1/2} = 0,052\% \quad (54)$$

$$k = \frac{8588(0,44)^{4,4}}{(0,052)^2} = 85 * 10^8 \text{ mD} \quad (55)$$

➤ *Zona 2*

Datos para el cálculo de Swi		Datos para el cálculo de K	
Porosidad, %:	0,17	Porosidad, %:	0,17
a:	1	Swi, %:	0,415
m:	2	a:	8588
n:	2	b:	4,4
Rt, ohm.m:	10	c:	2
Rw, ohm.m:	0,05		

$$Sw_i = \left(\frac{1 * 0,05}{10 * (0,17)^2} \right)^{1/2} = 0,415\% \quad (56)$$

$$k = \frac{8588(0,17)^{4,4}}{(0,415)^2} = 20,500mD \quad (57)$$

➤ Zona 3

Datos para el cálculo de Swi		Datos para el cálculo de K	
Porosidad, %:	0,14	Porosidad, %:	0,14
a:	1	Swi, %:	0,112
m:	2	a:	8588
n:	2	b:	4,4
Rt, ohm.m:	200	c:	2
Rw, ohm.m:	0,05		

$$Sw_i = \left(\frac{1 * 0,05}{200 * (0,14)^2} \right)^{1/2} = 0,112\% \quad (58)$$

$$k = \frac{8588(0,14)^{4,4}}{(0,112)^2} = 119,789 mD \quad (59)$$

➤ Zona 4

Datos para el cálculo de Swi		Datos para el cálculo de K	
Porosidad, %:	0,14	Porosidad, %:	0,14
a:	1	Swi, %:	0,313
m:	2	a:	8588
n:	2	b:	4,4
Rt, ohm.m:	26	c:	2
Rw, ohm.m:	0,05		

$$Sw_i = \left(\frac{1 * 0,05}{26 * (0,14)^2} \right)^{1/2} = 0,313\% \quad (60)$$

$$k = \frac{8588(0,14)^{4,4}}{(0,313)^2} = 15,337 \text{ mD} \quad (61)$$

c) **Formación "T"**

➤ *Zona 1*

Datos para el cálculo de Swi		Datos para el cálculo de K	
Porosidad, %:	0,34	Porosidad, %:	0,34
a:	1	Swi, %:	0,254
m:	2	a:	8588
n:	2	b:	4,4
Rt, ohm.m:	8	c:	2
Rw, ohm.m:	0,06		

$$Sw_i = \left(\frac{1 * 0,06}{8 * (0,34)^2} \right)^{1/2} = 0,254\% \quad (62)$$

$$k = \frac{8588(0,34)^{4,4}}{(0,254)^2} = 11 * 10^8 \text{ mD} \quad (63)$$

➤ *Zona 2*

Datos para el cálculo de Swi		Datos para el cálculo de K	
Porosidad, %:	0,17	Porosidad, %:	0,17
a:	1	Swi, %:	0,339
m:	2	a:	8588
n:	2	b:	4,4
Rt, ohm.m:	18	c:	2
Rw, ohm.m:	0,06		

$$Sw_i = \left(\frac{1 * 0,06}{18 * (0,17)^2} \right)^{1/2} = 0,339\% \quad (64)$$

$$k = \frac{8588(0,17)^{4,4}}{(0,339)^2} = 30,723D \quad (65)$$

d) **Formación "Hollín"**

➤ *Zona 1*

Datos para el cálculo de Swi		Datos para el cálculo de K	
Porosidad, %:	0,24	Porosidad, %:	0,24
a:	1	Swi, %:	1,356
m:	2	a:	8588
n:	2	b:	4,4
Rt, ohm.m:	5	c:	2
Rw, ohm.m:	0,53		

$$Sw_i = \left(\frac{1 * 0,53}{5 * (0,24)^2} \right)^{1/2} = 1,356\% \quad (66)$$

$$k = \frac{8588(0,24)^{4,4}}{(1,12)^2} = 8,755 mD \quad (67)$$

➤ *Zona 2*

Datos para el cálculo de Swi		Datos para el cálculo de K	
Porosidad, %:	0,20	Porosidad, %:	0,20
a:	1	Swi, %:	1
m:	2	a:	8588
n:	2	b:	4,4
Rt, ohm.m:	22	c:	2
Rw, ohm.m:	0,89		

$$Sw_i = \left(\frac{1 * 0,89}{22 * (0,20)^2} \right)^{1/2} = 1\% \quad (68)$$

$$k = \frac{8588(0,20)^{4,4}}{(1)^2} = 7,218 mD \quad (69)$$

➤ Zona 3

Datos para el cálculo de Swi		Datos para el cálculo de K	
Porosidad, %:	0,20	Porosidad, %:	0,20
a:	1	Swi, %:	1,111
m:	2	a:	8588
n:	2	b:	4,4
Rt, ohm.m:	18	c:	2
Rw, ohm.m:	0,89		

$$Sw_i = \left(\frac{1 * 0,89}{18 * (0,20)^2} \right)^{1/2} = 1.111\% \quad (70)$$

$$k = \frac{8588(0,20)^{4,4}}{(1,111)^2} = 5,847 \text{ mD} \quad (71)$$

➤ Zona 4

Datos para el cálculo de Swi		Datos para el cálculo de K	
Porosidad, %:	0,17	Porosidad, %:	0,17
a:	1	Swi, %:	1,210
m:	2	a:	8588
n:	2	b:	4,4
Rt, ohm.m:	21	c:	2
Rw, ohm.m:	0,89		

$$Sw_i = \left(\frac{1 * 0,89}{21 * (0,17)^2} \right)^{1/2} = 1,210\% \quad (72)$$

$$k = \frac{8588(0,17)^{4,4}}{(1,210)^2} = 2,411 \text{ mD} \quad (73)$$

5.4.2 Determinación de la Permeabilidad del pozo SACHA 283D

a) Formación "BT"

➤ Zona 1

Datos para el cálculo de Swi		Datos para el cálculo de K	
Porosidad, %:	0,32	Porosidad, %:	0,32
a:	1	Swi, %:	0,312
m:	2	a:	8588
n:	2	b:	4,4
Rt, ohm.m:	5	c:	2
Rw, ohm.m:	0,05		

$$Sw_i = \left(\frac{1 * 0,05}{5 * (0,32)^2} \right)^{1/2} = 0,312\% \quad (74)$$

$$k = \frac{8588(0,32)^{4,4}}{(0,312)^2} = 58 * 10^8 \text{ mD} \quad (75)$$

➤ Zona 2

Datos para el cálculo de Swi		Datos para el cálculo de K	
Porosidad, %:	0,34	Porosidad, %:	0,34
a:	1	Swi, %:	0,207
m:	2	a:	8588
n:	2	b:	4,4
Rt, ohm.m:	10	c:	2
Rw, ohm.m:	0,05		

$$Sw_i = \left(\frac{1 * 0,05}{10 * (0,34)^2} \right)^{1/2} = 0,207\% \quad (76)$$

$$k = \frac{8588(0,34)^{4,4}}{(0,207)^2} = 17 * 10^8 \text{ mD} \quad (77)$$

➤ Zona 3

Datos para el cálculo de Swi		Datos para el cálculo de K	
Porosidad, %:	0,24	Porosidad, %:	0,24
a:	1	Swi, %:	0,208
m:	2	a:	8588
n:	2	b:	4,4
Rt, ohm.m:	20	c:	2
Rw, ohm.m:	0,05		

$$Sw_i = \left(\frac{1 * 0,05}{20 * (0,24)^2} \right)^{1/2} = 0,208\% \quad (78)$$

$$k = \frac{8588(0,24)^{4,4}}{(0,208)^2} = 37 * 10^8 \text{ mD} \quad (79)$$

b) Formación "U".

➤ Zona 1

Datos para el cálculo de Swi		Datos para el cálculo de K	
Porosidad, %:	0,24	Porosidad, %:	0,24
a:	1	Swi, %:	0,020
m:	2	a:	8588
n:	2	b:	4,4
Rt, ohm.m:	1600	c:	2
Rw, ohm.m:	0,04		

$$Sw_i = \left(\frac{1 * 0,04}{1600 * (0,24)^2} \right)^{1/2} = 0,020\% \quad (80)$$

$$k = \frac{8588(0,24)^{4,4}}{(0,020)^2} = 40 * 10^8 \text{ mD} \quad (81)$$

➤ Zona 2

Datos para el cálculo de Swi		Datos para el cálculo de K	
Porosidad, %:	0,17	Porosidad, %:	0,17
a:	1	Swi, %:	0,093
m:	2	a:	8588
n:	2	b:	4,4
Rt, ohm.m:	160	c:	2
Rw, ohm.m:	0,04		

$$Sw_i = \left(\frac{1 * 0,04}{160 * (0,17)^2} \right)^{1/2} = 0,093\% \quad (82)$$

$$k = \frac{8588(0,17)^{4,4}}{(0,093)^2} = 40 * 10^8 \text{ mD} \quad (83)$$

5.5 INTERPRETACIÓN DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LOS POZOS SACHA 282D Y 283D

En esta sección se realizó la evaluación de los parámetros petrofísicos mediante los pozos mencionados, los cuales fueron utilizados para interpretar la saturación de agua, porosidad, permeabilidad y volumen de arcilla.

5.5.1 Parámetros petrofísicos del pozo SACHA 282D

- a) **Formación BT.** Los resultados derivados de la interpretación petrofísica revelaron posibles zonas de interés. En este escenario específico, se obtuvo una porosidad del **21%**, clasificada como regularmente muy buena según la categorización de porosidad. La saturación de agua alcanzó un valor del **0,6%**. La permeabilidad se situó en un rango de **150, 271 mD**, indicando una permeabilidad alta. Finalmente, el contenido de arcilla en esta zona se registró en un **0,428%**, lo que sugiere la presencia de partículas de arcilla en la formación.

Tabla 15 Resultados de la caracterización petrofísica del pozo SACHA 282D, Formación BT.

Zona/Arena	Tope (ft)	Base (ft)	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	Saturación de Agua (%)	Volumen de arcilla (%)
1	8970 ft	8972 ft	21	150,271	60	0,428

b) Formación U. Los resultados obtenidos se observaron que las zonas de interés productoras con mayores indicios de presencia de hidrocarburos son las arenas uno y tres debido a que presentan porosidades de menor o igual **44%**, las permeabilidades oscilan entre **15,337 mD y $85 \times 10^8 m^2$** y por último las saturaciones de agua oscilan entre mayor o igual **40%**.

Tabla 16 Resultados de la caracterización petrofísica del pozo SACHA 282D, Formación U.

Zona/Arena	Tope (ft)	Base (ft)	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	Saturación de Agua (%)	Volumen de arcilla (%)
1	9709	9714	44	$85 \times 10^8 m^2$	10	0,172
2	9732	9736	17	20,500	100	1
3	9756	9759	14	119,789	40	0
4	9762	9771	14	15,337	65	0,281

c) Formación T. Los resultados derivados de la interpretación petrofísica revelaron posibles zonas de interés. En las zonas uno y dos los intervalos de porosidad abarcaron del **17% a 34%**, indicando una calidad de porosidad muy buena. En la zona uno la permeabilidad registró **$11 \times 10^8 m^2$** , señalando que la formación tiene la capacidad para permitir un flujo eficiente de fluidos. En la zona dos la permeabilidad osciló en un rango de **30,723 mD**, la saturación de agua en ambas zonas se situó en un rango igual o superior al **30%**. Finalmente, el contenido de arcilla varió, siendo de **0,312%** en la zona uno y de **0,062%** en la zona dos.

Tabla 17 Resultados de la caracterización petrofísica del pozo SACHA 282D, Formación T.

Zona/Arena	Tope (ft)	Base (ft)	Porosidad (%)	Permeabilidad	Saturación de Agua (%)	Volumen de arcilla (%)
1	9938	9941	34	$11 \times 10^8 m^2$	38	0,312
2	9943	9981	17	30,723	30	0,062

d) **Formación Hollín.** Los resultados obtenidos se observaron que las zonas de interés con mayores indicios de presencia de hidrocarburos es las zonas tres y cuatro debido a que presentan porosidades de menor o igual **20%**, las permeabilidades están entre **2,411 mD – 5,847 mD**, las saturaciones de agua oscilan entre menor o igual **65%**.

Tabla 18 Resultados de la caracterización petrofísica del pozo SACHA 282D, Formación Hollín.

Zona/Arena	Tope (ft)	Base (ft)	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	Saturación de Agua (%)	Volumen de arcilla (%)
1	10.108	10.113	24	8,755	100	0,315
2	10.117	10.119	20	7,218	100	0,052
3	10.137	10.148	20	5,847	40	0
4	10.154	10.200	17	2,411	65	0,078

5.5.2 Parámetros petrofísicos del pozo SACHA 283D

a) **Formación BT.** En las zonas uno, dos y tres, presenta un rango de **34%**, **32%** y **24%** de porosidades clasificándose como una porosidad muy buena. En cuanto a las permeabilidades, la zona uno muestra valores en el rango de **58x10⁸ m²**, indicando una alta conductividad, mientras que las zonas dos y tres tienen permeabilidades de **(17 – 37)x10⁸ m²**. Ambas zonas presentan una saturación de agua del 100%, sugiriendo la presencia de acuíferos, y, por último, el contenido de arcilla en ambas zonas oscila entre **0,55%** y **0,77%**.

Tabla 19 Resultados de la caracterización petrofísica del pozo SACHA 283D, Formación BT.

Zona/Arena	Tope (ft)	Base (ft)	Porosidad (%)	Permeabilidad (m ²)	Saturación de Agua (%)	Volumen de arcilla (%)
1	9607	9611	32	58x10 ⁸	100	0,555
2	9627	9631	34	17x10 ⁸	100	0,777
3	9632	9650	24	37x10 ⁸	100	0,777

b) Formación U. Los resultados obtenidos se observaron que las zonas de interés con mayores indicios de presencia de hidrocarburos es la zona uno debido que presenta porosidad de **24%**, la permeabilidad esta zona es de **$40 \times 10^8 \text{ m}^2$** y con respecto a la saturación de agua en la zona una presenta un valor de **30%**.

Tabla 20 Resultados de la caracterización petrofísica del pozo SACHA 283D, Formación U.

Zona/Arena	Tope (ft)	Base (ft)	Porosidad (%)	Permeabilidad (m^2)	Saturación de Agua (%)	Volumen de arcilla (%)
1	10411	10415	24	40×10^8	29	0,067
2	10438	10441	17	40×10^8	85	0,067

5.6 COLUMNAS ESTRATIGRÁFICAS DE LOS POZOS SACHA 282D Y 283D, MEDIANTE EL PROGRAMA CORELDRAW.

5.6.1 Columnas estratigráficas del pozo SACHA 282D

➤ *Formación "BT"*

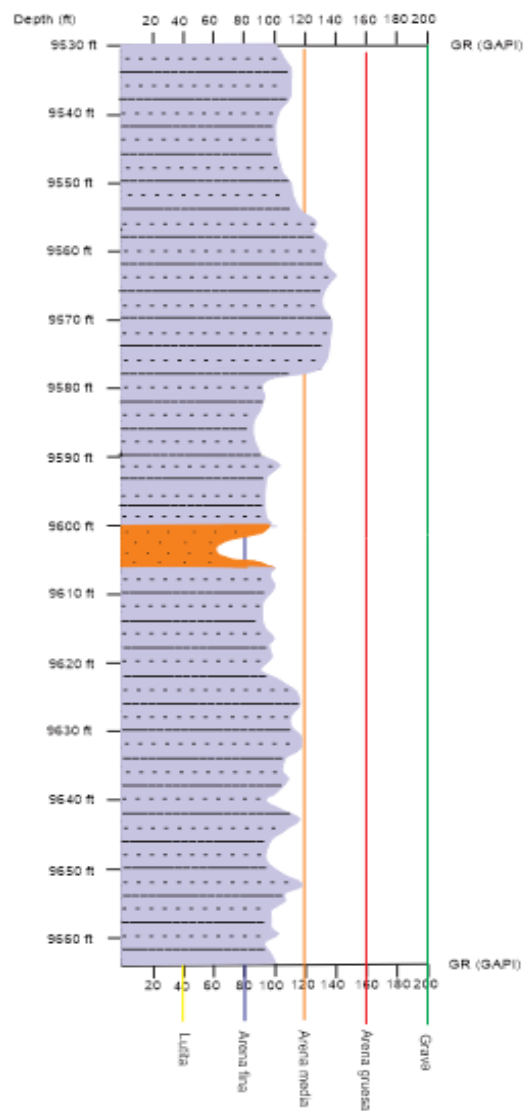


Figura 45 Columna estratigráfica de la Formación BT, SACHA 282D.

➤ *Formación “U”*

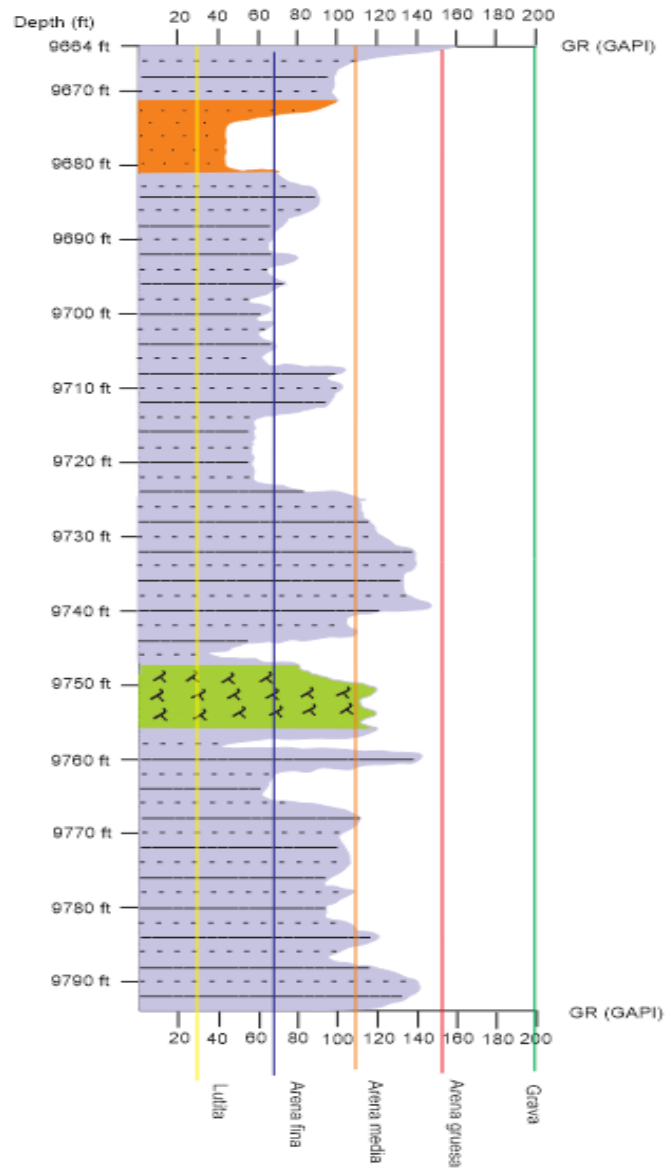


Figura 46 Columna estratigráfica de la Formación U, SACHA 282D.

➤ *Formación “T”*

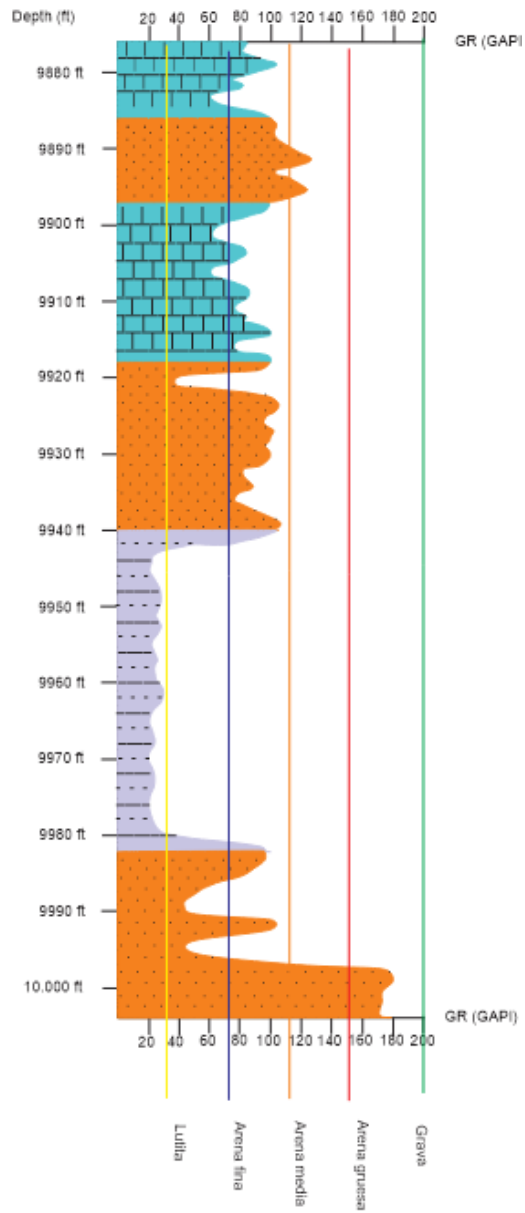


Figura 47 Columna estratigráfica de la Formación T, SACHA 282D.

➤ Formación “Hollín”

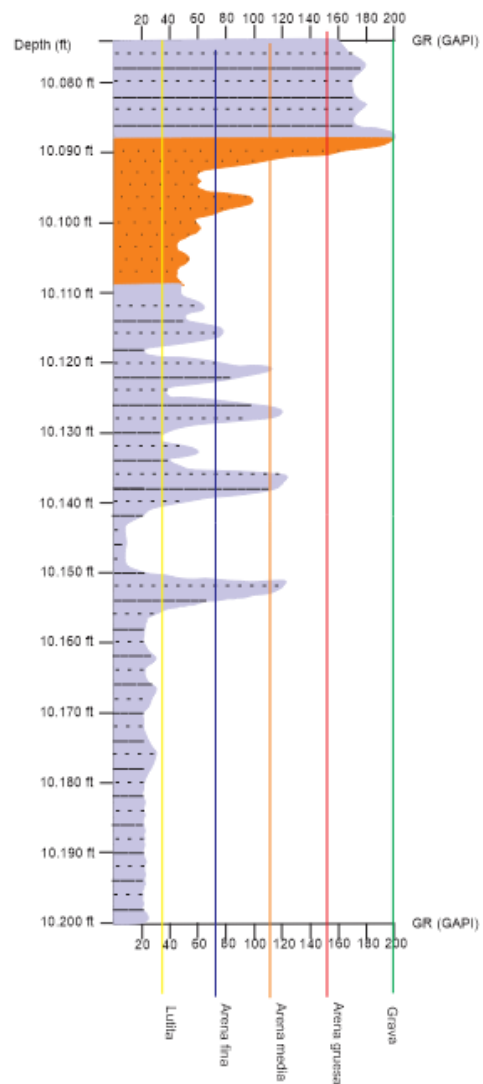


Figura 48 Columna estratigráfica de la Formación Hollín, SACHA 282D.

5.6.2 Columnas estratigráficas del pozo SACHA 283D

➤ Formación “BT”

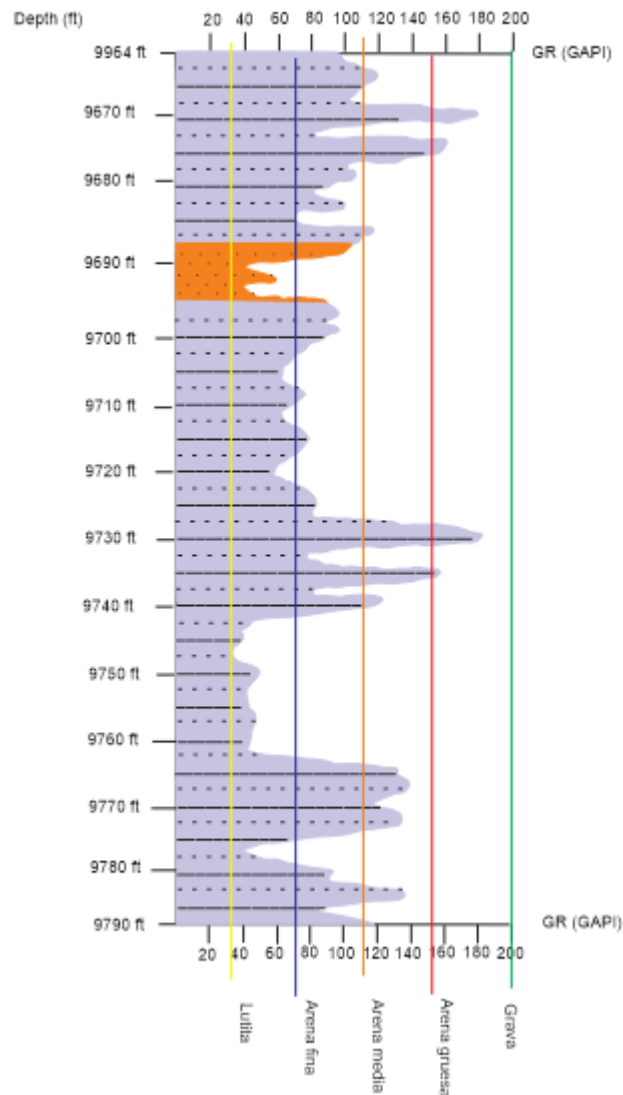


Figura 50 Columna estratigráfica de la Formación U, SACHA 283D.

5.7 CORRELACIÓN LITOLÓGICA DE LOS POZOS SACHA 282D y 283D

Para el análisis e interpretación de la correlación litológica se realizó mediante los campos estudiados. Las columnas estratigráficas realizadas nos permitirán asignar datos y relaciones preexistentes que conforman las Formaciones en un intervalo de tiempo semejante, con el objetivo de determinar su historia geológica.

5.7.1 Correlación de los pozos SACHA 282D y 283D: Formaciones “BT”

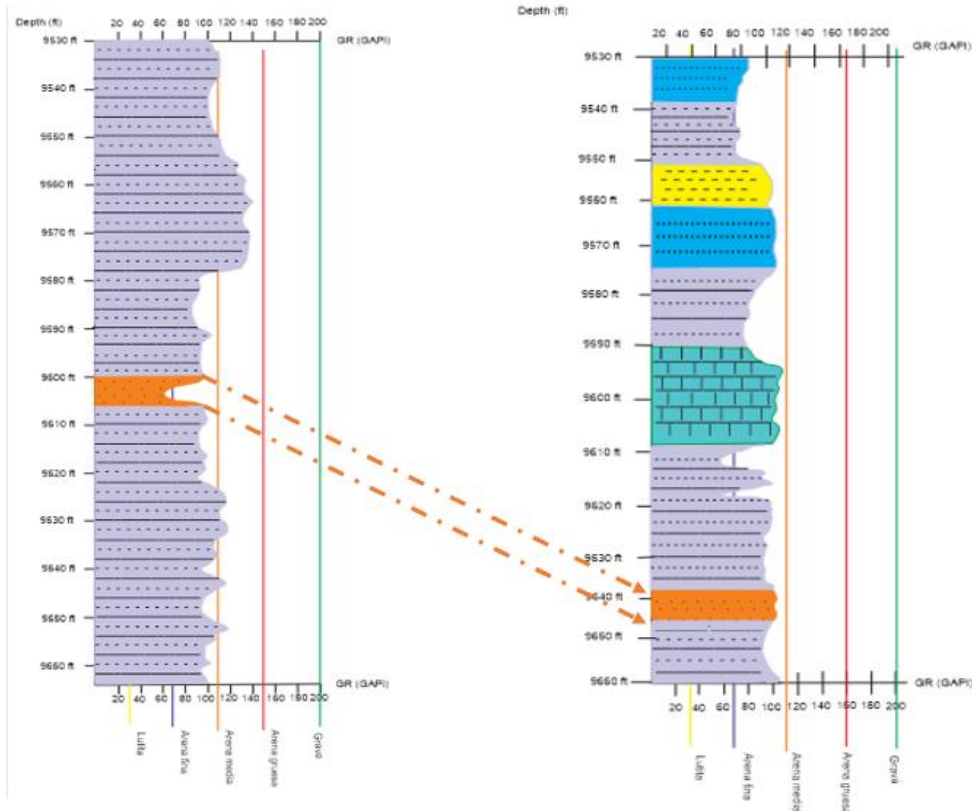


Figura 51 Correlación de los pozos SACHA 282D Y 283D: Formaciones "BT".

Las relaciones existentes en las dos columnas estratigráficas de los pozos 282D y 283D muestran presencias de arenas a diferentes profundidades, según el análisis de la columna estratigráfica del campo SACHA esta Formación “BT” pertenece a la era cenozoico en la edad del paleoceno del medio continental marino somero según (Romero, 2010). El depósito de esta litología se debió a posibles erosiones de las rocas existente en la superficie de la tierra, estas erosiones es causa por factores como el viento, agua (ríos, arroyos y/u olas de mar), cuando las arenas erosionan las rocas se fragmenta en granos pequeños y debido a los agente erosivos estas partículas son transportada a diferentes distancias como se observa en la (Figura 51) que en el pozo 283D se encuentran depósitos de arenas a profundidades de 9639 ft hasta 9645 ft, durante la transportación existe una separación de energía debido a los agentes erosivos, lo que indican que entre más grande sea el grano, más dificultad tienen de depositarse a otras distancias. Las partículas de

arenas se acumulan en capas sucesivas en el fondo del cuerpo de agua, esta acumulación continua a medida que se transportan más partículas, más se depositarán sobre las otras capas que existen, la acumulación de sedimentos, la carga de sedimentos sobre las capas más profundas se forma el proceso de compactación debido a la presión y peso que ejerce y por ende comprimen las capas inferiores.

Según el análisis de los dos pozos 282D y 283D estas arenas cuentan con características similares con respecto a la interpretación petrofísica: las porosidades de 34%, lo que indica arenas demasiadas porosas, las permeabilidades fluctúan de $58 \times 10^{-8} m^2$, indicando zonas altamente permeables, por último, las saturaciones de agua varía de 60%, revelando zonas saturada de agua, demostrando que los poros están llenos de agua.

5.7.2 Correlación de los pozos SACHA 282D y 283D: Formaciones "U"

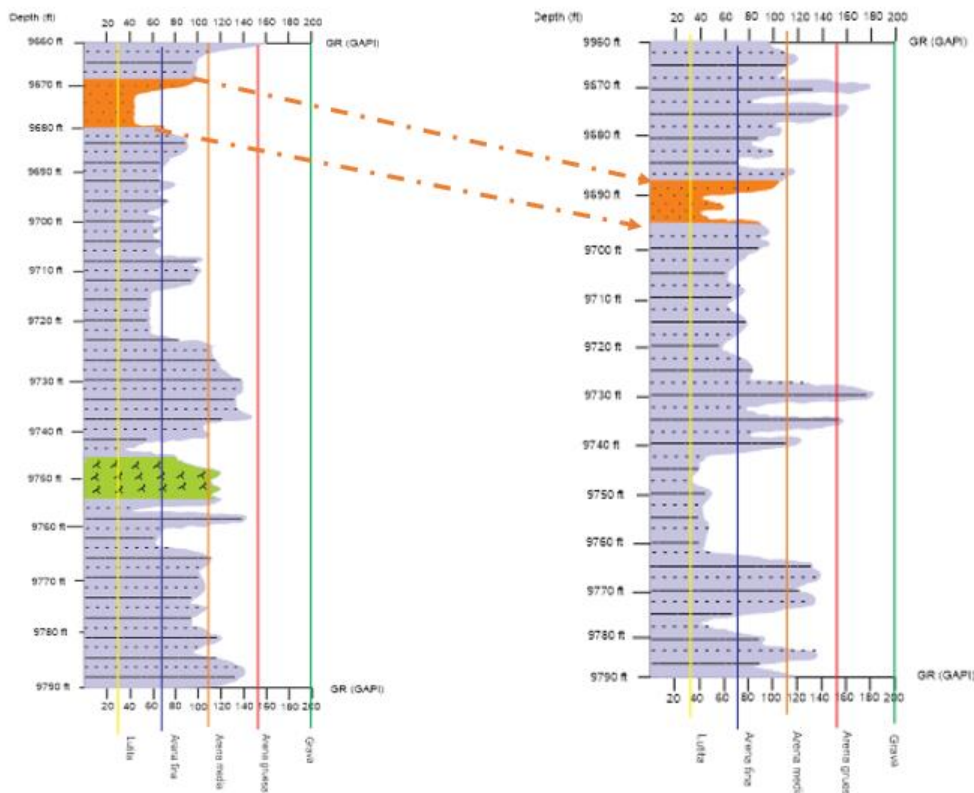


Figura 52 Correlación de los pozos SACHA 282D Y 283D: Formaciones "U".

En las Formaciones “U” los campos SACHA 282D y 283D, según (Romero, 2010) esta Formación pertenece a la edad de mesozoico en la edad de cretácico medio a superior, del medio marino transgresivo con facies regresivas en partes, analizando e interpretando la (*Figura 52*), indican que las dos Formaciones se encuentran con presencias de arenas con de textura de arenas finas, medias y gruesas. Según el proceso de depósitos arenas comienza con la erosión de las rocas preexistentes en la superficie de la tierra, esta erosión es causa por varios agentes como el viento, agua (rio arroyos y mares), cuando erosionan se fragmentan en partículas pequeñas incluyendo granos de arenas, la fragmentación ocurre median procesos físicos y químicos. Los granos de arenas son transportados a diferentes distancias dependiendo de las separaciones de granos, si hay partículas pequeñas estos se acumularan y se depositaran a diferentes profundidades, pero si son más grandes, tienden a depositarse y acumularse ya sea en su lugar de origen o en distancias cercanas. Con la acumulación de sedimentos, la carga de sedimentos sobre las capas más profundas resulta en la compactación. La presión y el peso de los sedimentos superiores comprimen las capas inferiores, con el tiempo, las capas de arena pueden quedar enterradas bajo capas adicionales de sedimentos. Este enterramiento adicional puede contribuir a la preservación a largo plazo de las capas de arena en el subsuelo.

Basado en la interpretación petrofísica del pozo 282D, y debido a la cercanía, se puede asumir que las propiedades de las arenas “T” y “Hollín” en el pozo 283D son las mismas que las del pozo 282D.

Las arenas “T” del pozo SACHA 282D cuenta con porosidades que van desde 17% hasta 34%, lo que indica una formación altamente porosa, las permeabilidades fluctúan desde $11 \times 10^8 \text{ m}^2$ indicando arenas permeables, las saturaciones de agua varia desde 30% a 38%, señalando una zona con baja saturación de agua, asumiendo que en las arenas “Hollín” del SACHA 283D, tienen estas características y posiblemente se hayan depositado por los mismos agentes erosivos.

En las arenas de la Formación “Hollín” del pozo SACHA 282D, cuenta con las siguientes características: las porosidades oscilan de 17 a 24% lo que es considerada arenas muy porosas, las permeabilidades oscilan de 2,411 mD hasta 8,755 mD indicando zonas moderadamente permeables, las saturaciones de agua varían de 40% a 60%, mostrando así zonas no saturadas de agua totalmente.

CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

En el campo SACHA de los pozos 282D y 283D las siguientes Formaciones contaron con mejores resultados, respecto a los parámetros petrofísicos y posibles zonas de interés:

La Formación “T” consta de las siguientes características: las porosidades fluctúan de menor o igual 34%, las permeabilidades oscilan de menor o igual $11 \times 10^8 \text{ m}^2$ y las saturaciones de agua en esta Formación son menores a 38%, por ultimo el contenido de arcilla esta entre menor a 0,3%.

La Formación “U” las zonas uno y tres cuentan con porosidades de menor o igual a 44%, las permeabilidades oscilan de menor o igual a $85 \times 10^8 \text{ m}^2$, las saturaciones de agua varían de menor o igual a 40%, el contenido de arcilla fluctúa de menor a 0,12%.

La Formación “Hollín” cuenta con porosidad de 20%, la permeabilidad está en $5,857 \text{ mD}$ mientras que la saturación de agua es de 40% y el contenido de arcilla equivaldría a 0%.

En el pozo SACHA 283D la Formación “U”, la zona uno cuenta con las siguientes características: la porosidad está en 24% considerándose muy buena, la permeabilidad es de $40 \times 10^8 \text{ m}^2$, la saturación de agua es de 30%, por ultimo el contenido de arcilla es de 0,067%.

De acuerdo al análisis de registros de pozos se logró identificar las posibles zonas de interés en las siguientes Formaciones: En el pozo SACHA 282D la Formación “U” en la zona uno y tres cuentan con resistividades de menor o igual a 1600 ohm.m, el gamma ray oscilan entre menor o igual a 120 GAPI indicando presencia de arcilla con intercalaciones de lutitas, los registros de densidad y densidad-neutrónica muestran contacto de gas-petróleo.

La Formación T del pozo Sacha 282D cuenta con dos zonas de interés, en las zonas uno y dos las resistividades fluctúan de menor o igual a 180 ohm.m, el gamma ray esta entre menor o igual a 110 GAPI, por último, las curvas de densidad y densidad neutrónica muestran contacto de gas-petróleo.

El pozo SACHA 282D, la Formación “Hollín” cuenta con una zona de interés, la zona tres presenta resistividades de 16 ohm.m, el registro de gamma ray fluctúa a 10 GAPI con bajo contenido de arcilla, las curvas de densidad y densidad-neutrónica muestran contacto de gas-petróleo.

En el campo SACHA del pozo 283D en la Formación “U” cuenta con las siguientes posibles zonas de interés: en la zona uno la curva de resistividad tiene un valor de 60 oh.mm, mientras que la curva de gamma ray presenta un valor de 40 GAPI, dando así el comportamiento de la curva de densidad y densidad neutrónica muestran contacto de gas-petróleo.

De acuerdo al análisis de correlación litológica en los pozos SACHA 282D y 283D en las Formaciones “BT” permitió conocer que ambas formaciones cuentan con similitudes de litologías como Arcillas y Arenas a diferentes profundidades de acuerdo al análisis de la curva de densidad, además, se presenciaron otros clastos como caliza, areniscas y pizarras arcillosas. En las Formaciones “U” de los dos pozos, están conformadas de Arcillas y Arenas, a diferentes profundidades demostrando que los dos pozos de estas Formaciones cuenta con características similares.

6.2 RECOMENDACIONES

Para el análisis y evaluación de la caracterización petrofísica se requiere realizar un estudio profundo implementando varias técnicas, como modelos matemáticos, pruebas de laboratorio de muestras de fluidos y análisis de núcleos de las rocas.

Se requiere implementar técnicas para la correlación litológica, como imágenes de pozo, datos de núcleos y pruebas de fluidos con el fin de obtener información detallada sobre las historias geológicas.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Aldo, P., Montagna, O., & Zardo, E. B. (2010). 82 | *Petrotecnia* • junio, 2010 82 | *Petrotecnia* • junio.
- Alvarado Juan y Gladys 2020. (n.d.). *INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA*.
- Arroyo, A., & Francisco, R. (1987). *Apuntes De Introduccion a Los Registros Geofisicos De Pozos* (p. 63).
http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/1764/APUNTES_DE_INTRODUCCION_A_LOS_REGISTROS_GEOFISICOS_DE_POZOS.pdf?sequence=1
- Básicos, C. (n.d.). *Capítulo 1 1*.
- Calle Ernesto Patricio, F., & Suarez Jhenifer Cristina, P. (2017). La Resistividad De Rocas Y Su Relación Con La Resistencia a Compresión Simple En Mina. *CIENCIA y TECNOLOGÍA*, 21, 61–67.
- Fallas, E. (2015). *Interpretación de Registros de Pozos de Petróleo*. 12.
https://sisbib.unmsm.edu.pe/bibvirtualdata/Tesis/Basic/falla_ve/cap3.pdf
- Garduza Rueda, V. M. (2019). Manual de Registros Geofísicos de Pozo y algunas Aplicaciones. *Boletín De La Asociación Mexicana De Geólogos Petroleros, a.C*, LXI(2), 1–136.
- Guerner Dias, A., Conceição Freitas, M., Guedes, F., & Cristina Bastos, M. (2014). Gradiente geotérmico. *Revista de Ciência Elementar*, 2(3), 1–6.
<https://doi.org/10.24927/rce2014.209>
- Herrera, M. (2012a). *INFORME FINAL OPERACIÓN REGISTROS ELECTRICOS POZO : SACHA 282D Presentada a : OPERACIONES RIO NAPO*. 1–10.
- Herrera, M. (2012b). *INFORME FINAL OPERACIÓN REGISTROS ELECTRICOS POZO : SACHA 283D Presentada a : OPERACIONES RIO NAPO*. 1–8.
- JONES, O. T. (1944). A Geology for Engineers. *Nature*, 153(3886), 476–477.
<https://doi.org/10.1038/153476b0>
- Montes, D. (2019). *Solución de la ecuación de Archie y su comprobación*. 15–25.
- Oil Production, consulting. (2012). Perfilaje De Pozos. *Oil Production*, 1–16.

- <http://oilproduction.net/files/Perfilaje de pozos.pdf>
- Para, M., & Den, P. N. T. (2019). La densidad. *Poéticas Del Presente*, 153–164.
<https://doi.org/10.31819/9783954878895-010>
- Perusin, L. F. M., Schiuma, D. M., & Melli, C. L. A. (2022). *Facultad de Ciencias Naturales y Museo Especialización en Geociencias de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos Caracterización geológico-petrofísica del reservorio del Yacimiento Puesto Touquet , Cuenca Neuquina.*
- Reservoirs, N. F., Oil, H., & Centers, N. D. (2006). *Oilfield Review*.
- Roca, M. (n.d.). *Litología y Estructura Geológica 5.1*. 151–184.
- Rojas-Caro, D. M., Cabrera-Ruiz, M. L., Illidge-Araujo, E. J., Badillo-Requena, J. D., Batezelli, A., & Gambús-Ordaz, M. (2020). Caracterización petrofísica 1D de los yacimientos de la cuenca Canning, Australia. *Boletín de Geología*, 42(3), 99–122.
<https://doi.org/10.18273/revbol.v42n3-2020004>
- Romero, J. (2010). *Estudio De Los Efectos De La Inyección De Agua En Los Yacimientos “U” Y “T” De La Formación Napo Del Campo Sacha*. 35.
<https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/1973/1/CD-2831.pdf>
- Vega 1996, E. C. 1996. (n.d.). *0235562.pdf*.

ANEXOS

Anexo A. Interpretación de parámetros petrofísicos

Anexo A 1 Resultados de la caracterización petrofísica del pozo SACHA 282D, Formación BT.

Zona/Arena	Tope (ft)	Base (ft)	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	Saturación de Agua (%)	Volumen de arcilla (%)
1	8970 ft	8972 ft	21	150,271	60	0,428

Anexo A 2 Resultados de la caracterización petrofísica del pozo SACHA 282D, Formación U.

Zona/Arena	Tope (ft)	Base (ft)	Porosidad (%)	Permeabilidad	Saturación de Agua (%)	Volumen de arcilla (%)
1	9710	9714	44	$85 \times 10^8 \text{ m}^2$	100	0,172
2	9732	9736	17	20,500 mD	100	1
3	9756	9759	14	119,789 mD	40	0
4	9762	9771	14	15,337 mD	65	0,281

Anexo A 3 Resultados de la caracterización petrofísica del pozo SACHA 282D, Formación T.

Zona/Arena	Tope (ft)	Base (ft)	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	Saturación de Agua (%)	Volumen de arcilla (%)
1	9938	9941	34	$11 \times 10^8 \text{ m}^2$	38	0,312
2	9943	9981	17	30,723 mD	30	0,062

Anexo A 4 Resultados de la caracterización petrofísica del pozo SACHA 282D, Formación Hollín.

Zona/Arena	Tope (ft)	Base (ft)	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	Saturación de Agua (%)	Volumen de arcilla (%)
1	9710	9714	24	8,755	100	0,315
2	9732	9736	20	7,218	100	0,052
3	9756	9759	20	5,847	40	0
4	9762	9771	17	2,411	65	0,078

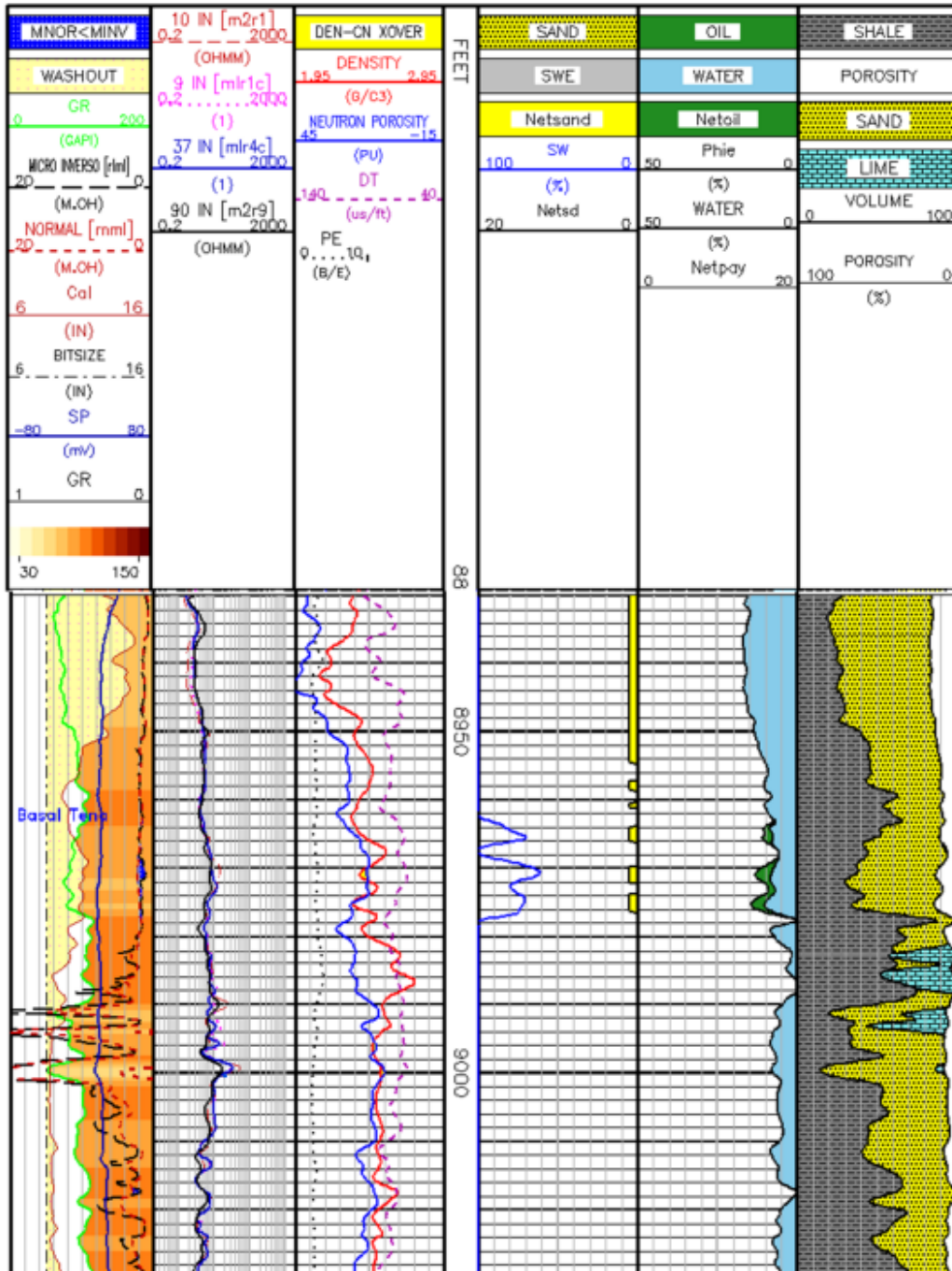
Anexo A 5 Resultados de la caracterización petrofísica del pozo SACHA 232D, Formación BT.

Zona/Arena	Tope (ft)	Base (ft)	Porosidad (%)	Permeabilidad (m^2)	Saturación de Agua (%)	Volumen de arcilla (%)
1	9607	9611	32	58×10^8	100	0,555
2	9627	9631	34	17×10^8	100	0,777
3	9632	9650	24	37×10^8	100	0,777

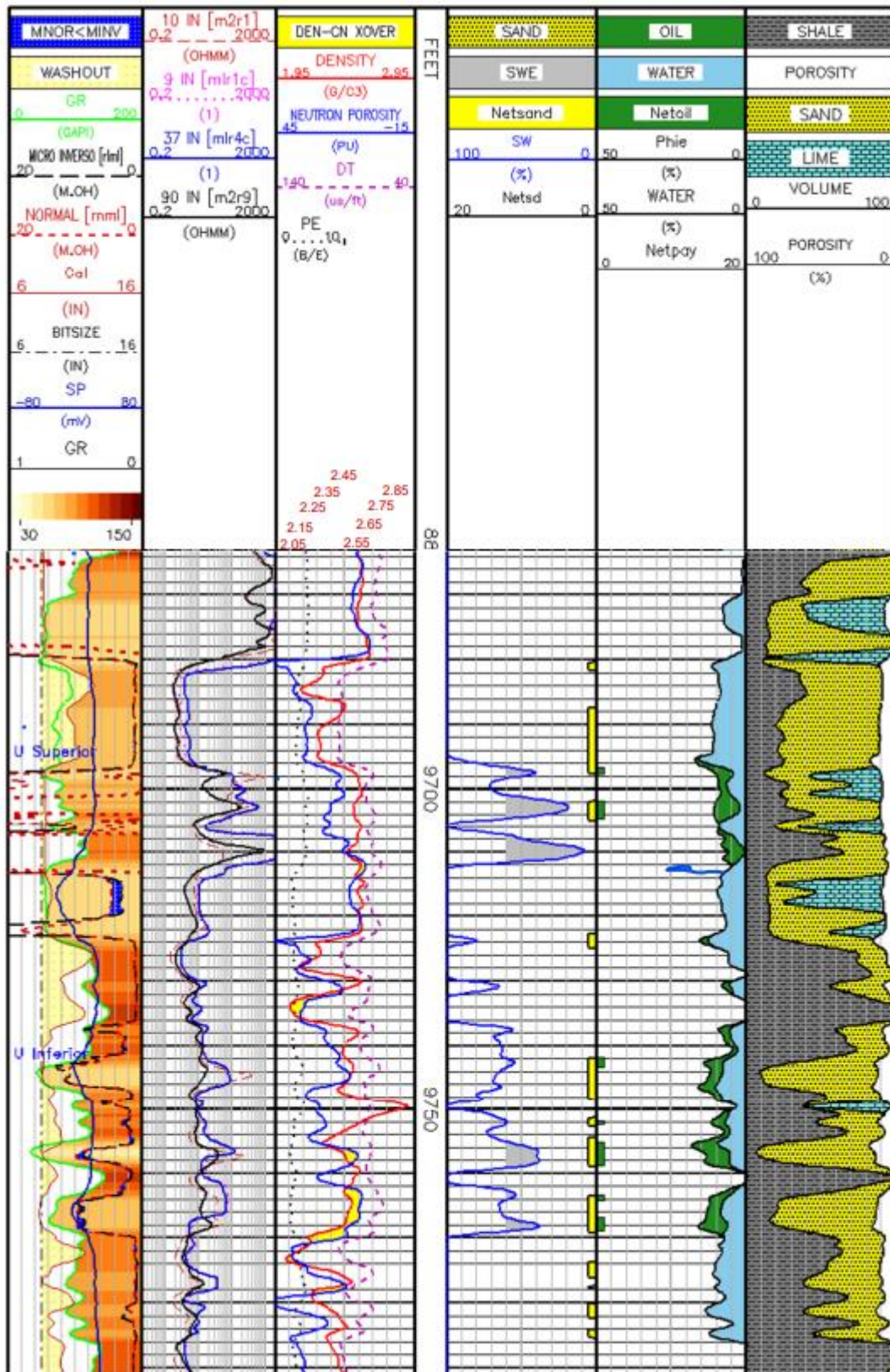
Anexo A 6 Resultados de la caracterización petrofísica del pozo SACHA 283D, Formación U.

Zona/Arena	Tope (ft)	Base (ft)	Porosidad (%)	Permeabilidad (m^2)	Saturación de Agua (%)	Volumen de arcilla (%)
1	10373	10376	30	27×10^8	100	0,120
2	10411	10415	24	40×10^8	30	0,067
3	10418	10430	20	13×10^8	100	0,134
4	10438	10441	17	40×10^8	85	0,067

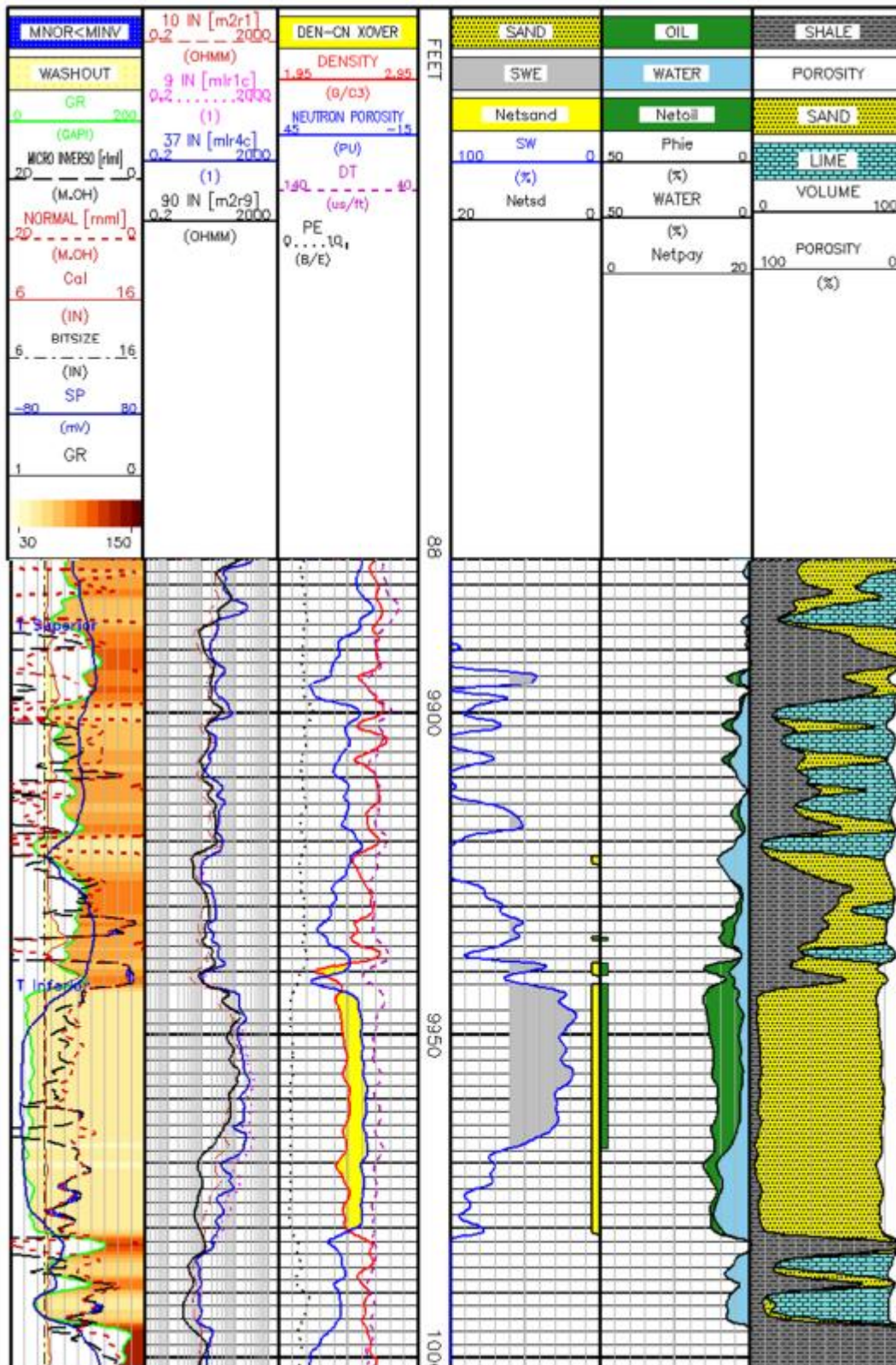
Anexo B. Registros de Pozos



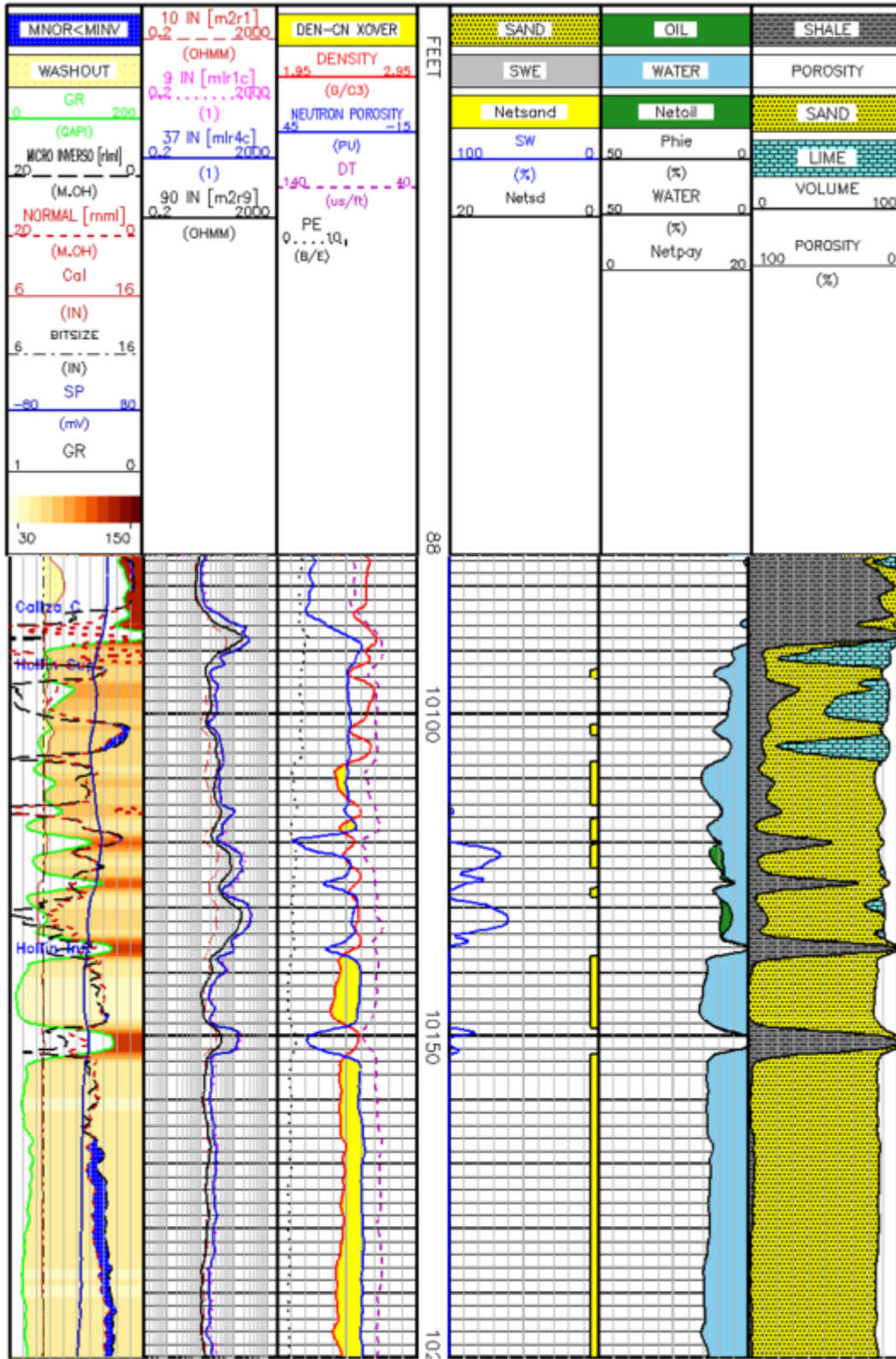
Anexo B 1 Registro original, SACHA 282D, Formación BT.



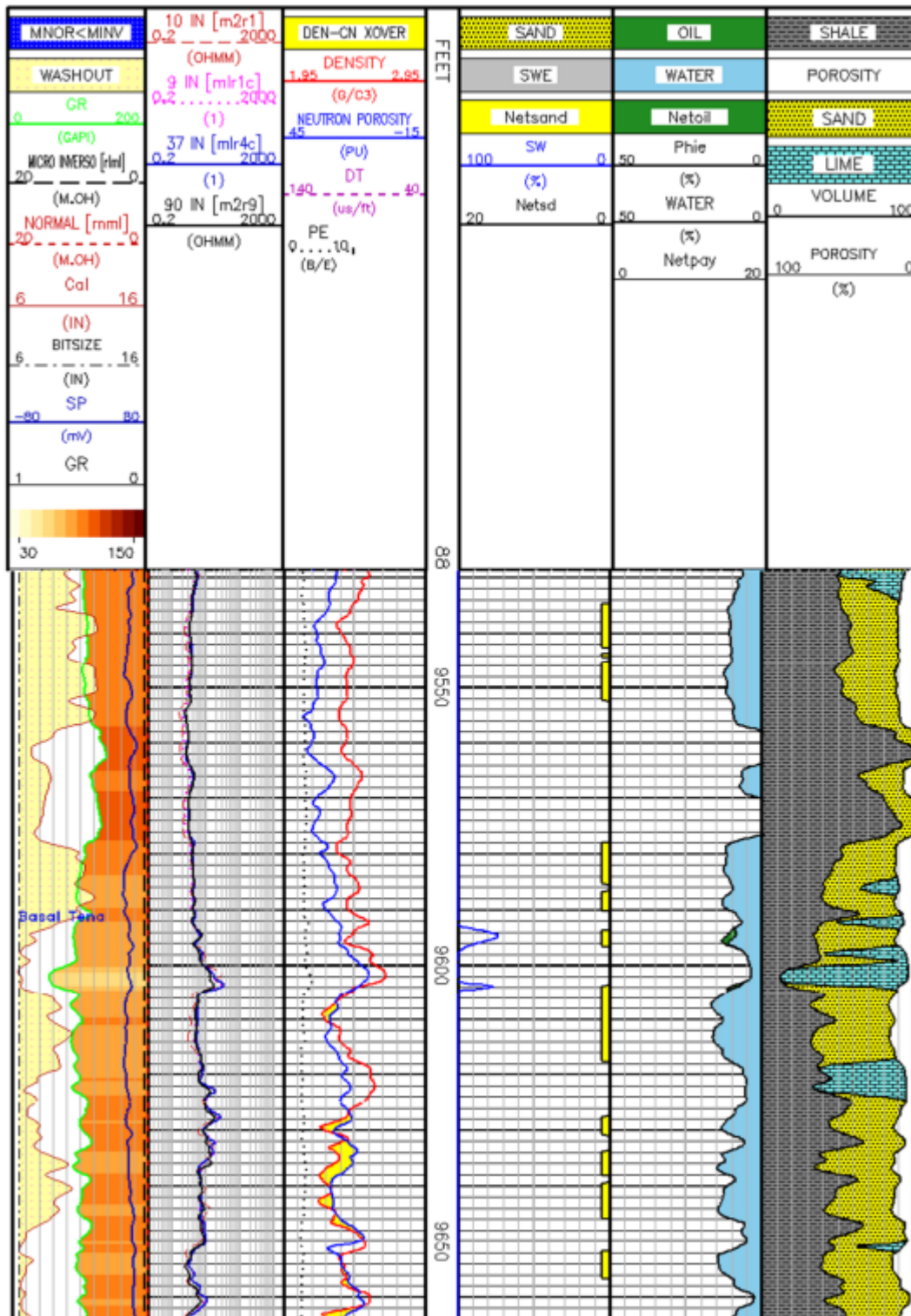
Anexo B 2 Registro original, SACHA 282D, Formación U.



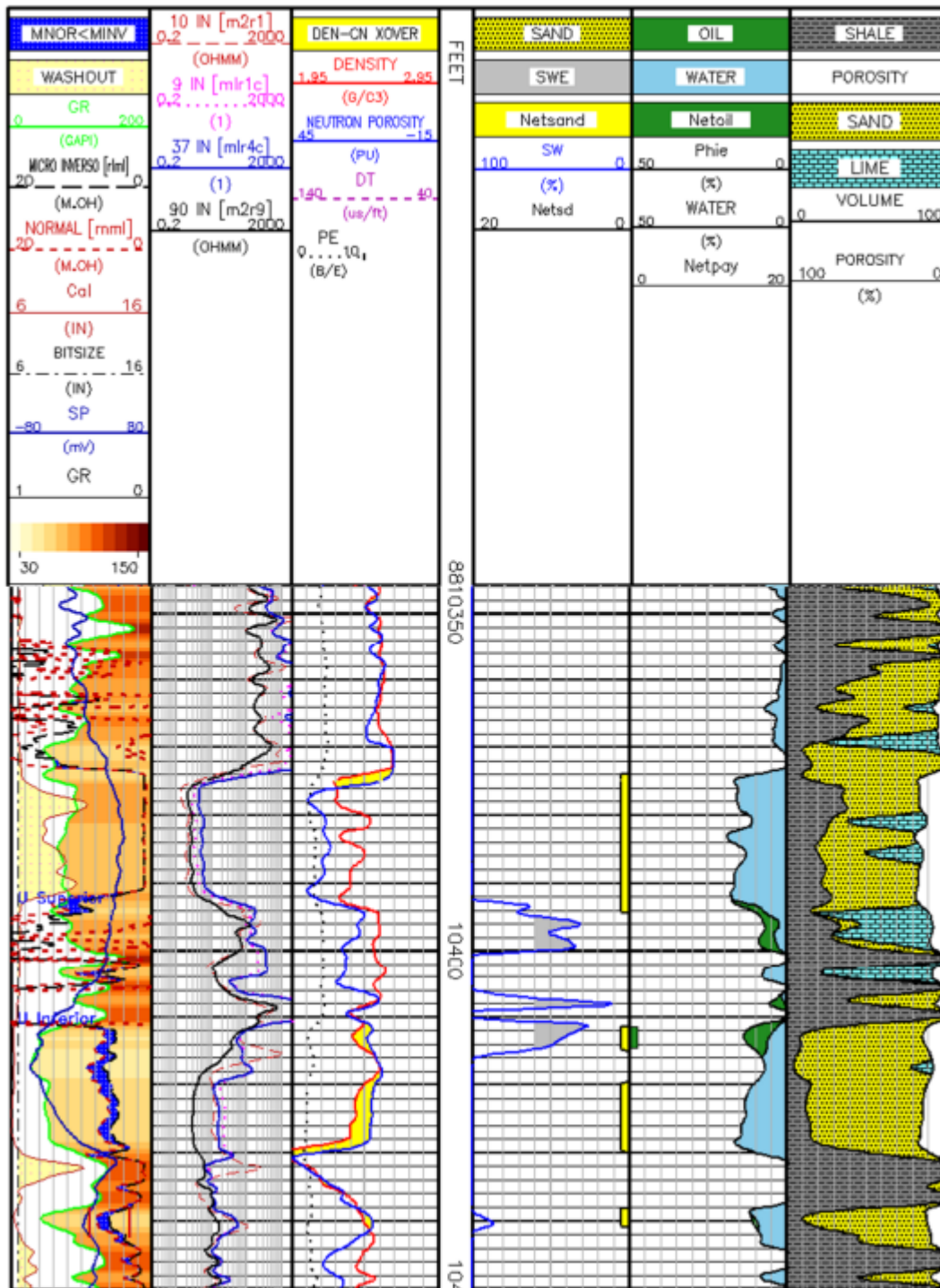
Anexo B 3 Registro original, SACHA 282D, Formación T.



Anexo B 4 Registro original, SACHA 282D, Formación Hollín.



Anexo B 5 Registro original, SACHA 283D, Formación BT.



Anexo B 6 Registro original, SACHA 283D, Formación "U"

