

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA



**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEO**

TEMA:

**“EVALUACIÓN DE LAS ARENAS “U” Y “T” A PARTIR DE LA
INTERPRETACIÓN DE REGISTROS ELÉCTRICOS DE POZOS PARA
DETERMINAR ZONAS PRODUCTORAS EN EL CENTRO-ORIENTE
ECUATORIANO”**

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Previo a la obtención del título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

AUTORES:

Juan Carlos Orrala Ruíz

Julio Cesar Tómalá Rodríguez

TUTOR:

ING. TARQUINO LOPEZ CADENA

LA LIBERTAD – ECUADOR

2015

**UNIVERSIDAD ESTATAL
PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

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

**“EVALUACIÓN DE LAS ARENAS “U” Y “T” A PARTIR DE
LA INTERPRETACIÓN DE REGISTROS ELÉCTRICOS DE
POZOS PARA DETERMINAR ZONAS PRODUCTORAS EN
EL CENTRO-ORIENTE ECUATORIANO”**

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Previo a la obtención del Título de:
INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentado por:

**Juan Carlos Orrala Ruíz
Julio Cesar Tómalá Rodríguez**

Tutor:

Ing. Tarquino López Cadena

La Libertad – Ecuador

2015

DECLARACIÓN EXPRESA

Nosotros, **JUAN CARLOS ORRALA RUÍZ y JULIO CESAR TOMALÁ RODRÍGUEZ**, declaramos bajo juramento que el trabajo descrito es de nuestra propia autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

Sean estas líneas la formal declaración de cesión de nuestros derechos de propiedad intelectual a favor de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de Propiedad Intelectual, por su reglamento y por la normativa vigente.

Juan Carlos Orrala Ruiz

Julio Cesar Tómalá Rodríguez

CERTIFICACIÓN

Ing. Tarquino López Cadena

TUTOR DE TESIS

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo, previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos elaborado por los señores: Orrala Ruíz Juan Carlos y Tomalá Rodríguez Julio Cesar, egresados de la Escuela de Petróleos, Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena. Me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.

Ing. Tarquino López Cadena
TUTOR

CERTIFICACIÓN DE REVISIÓN GRAMATICAL

La Libertad, 2 de Diciembre de 2015


CERTIFICACIÓN DE REVISIÓN GRAMATICAL

Por medio de la presente tengo a bien **CERTIFICAR**: Que he leído la Tesis de Grado elaborado por los Señores **JUAN CARLOS ORRALA RUIZ**, con cédula de Identidad N° 0926670225 y **JULIO CESAR TÓMALA RODRÍGUEZ** con cédula de Identidad N° 0925727232, previo a la obtención del Título de **INGENIERO EN PETRÓLEO**.

Tema de Proyecto de Investigación:

“EVALUACION DE LAS ARENAS “U” Y “T” A PARTIR DE LA INTERPRETACION DE REGISTROS ELECTRICOS DE POZOS PARA DETERMINAR ZONAS PRODUCTORAS EN EL CENTRO-ORIENTE ECUATORIANO”

La tesis revisada ha sido escrita de acuerdo a las normas gramaticales y de síntesis vigente de la Lengua Española.


Dra. Maritza Asencio Cristóbal, Mg.
C.I. 0910713122
REGISTRO DE SENESCYT
N° 1006-12-743323
Dra. Maritza Asencio Cristóbal Mg.
C.I. 0910713122
REGISTRO DE SENESCYT
N° 1006-12-743323

TRIBUNAL DE GRADO

Ing. Alamir Álvarez Loor
DECANO DE LA FACULTAD
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

Ing. Carlos Portilla Lazo
DIRECTOR DE LA ESCUELA
INGENIERÍA EN PETRÓLEO

Ing. Tarquino López Cadena
PROFESOR-TUTOR

Ing. Francisco Montalván
PROFESOR DE ÁREA

ABG.JOE ESPINOZA AYALA
SECRETARIO GENERAL

AGRADECIMIENTOS

A nuestro Papito Jehová, por habernos concedido la sabiduría, inteligencia, entendimiento y esa fe espiritual que necesitamos para persistir con paciencia en cumplir esta meta tan anhelada, por todas estas bendiciones colmadas a mí y mi pequeña familia, te lo agradezco por medio de tu hijo amado nuestro señor Jesucristo.

Agradezco con todo mi afecto y bondad a cada uno de los miembros de mi familia que supieron darme ese consejo para no renunciar a mis ideales como metas propuestas, a mi madre con ese consejo espiritual e inspirador, a mi hermano por ese apoyo físico desmesurado, a mi esposa con ese gesto emocional e intelectual, a mis suegros con ese enfoque profesional.

A todos y cada uno de los profesores que contribuyeron para mi formación académica, profesional y personal dentro y fuera de las aulas de la Escuela dePetróleos de la UPSE.

Al Ing. Tarquino López por el tiempo dedicado a la revisión de este proyecto y por sus acertados comentarios y sugerencias, como profesor encargado de mi trabajo de Investigación junto al Ing. Carlos Portilla por el valioso aporte en la culminación de este proyecto.

A nuestro grupo de buenos compañeros, especialmente a Richard Baque, Fidel Castro y demás amigos, por el apoyo y comprensión incondicional al estar atentos a nuestro avance en el proyecto junto a mi compañero de proyecto de Investigación por su buen criterio y su afabilidad.

JUAN CARLOS

DEDICATORIA

Con el deseo imperioso, en el desenlace de este exitoso proyecto que representa la culminación de mi etapa universitaria, dedico estas breves palabras, para mi Dios Padre celestial por haberme dado esa fortaleza espiritual como física para levantarme en momentos difíciles; te lo dedico.

Dedicado también a mi madre Marina quien no me dejó rendir en esos momentos de mucha presión ante la responsabilidad que me atenuaba, con empuje, tenacidad y sabiduría supe jamás rendirme y salir a delante.

A mi amada Esposa titi(Viviana) que tuve la fortuita fortuna de moldearme un destino junto a ella, con amor, paciencia y ternura al apoyo incondicional de ella, a veces sacrificando momentos únicos irrecuperables con mi esposa y mis dos hijos Saúl e Ethan, pero con el suave y tardío casi justificada meta que con orgullo miran en mí.

Dedicado también a mi hermano Nando, para quien anhelo alcance también esos espacios profesionales que se ha propuesto.

Ha valido la pena porque este anhelo ya lo alcance, y esa inspiración va con mucha dedicación, para mis tres niños; Saúl, Ethan y mi princesa.

En gratitud a todas las personas que con su apoyo desinteresado supieron encaminarme a esta etapa final, dedico este logro ya alcanzado.

JUAN CARLOS

AGRADECIMIENTOS

Como prioridad en mi vida agradezco a Dios por su infinita bondad, y por haber estado conmigo en los momentos que más lo necesitaba, por darme salud, fortaleza, responsabilidad y sabiduría, por haberme permitido culminar un peldaño más de mis metas, y porque tengo la certeza y el gozo de que siempre va a estar conmigo.

A mi madre, por ser la mejor, por haber estado conmigo apoyándome en los momentos difíciles, por dedicar tiempo y esfuerzo para ser un hombre de bien, y darme excelentes consejos en mi caminar diario. A mis hermanos, que con su ejemplo y dedicación me han instruido para seguir adelante en mi vida profesional, y por brindarme su sincera y valiosa amistad.

De todo corazón aquella mujer muy especial, a quien amo mucho, mi esposa, que con su valor y entrega ha sido una persona incondicional en mi vida, ha sido mi soporte, mi mejor amiga, mi consejera, mi apoyo, mi luz, mi guía, mi todo para seguir adelante y no bajar los brazos en los momentos difíciles, sobre todo por amar a Dios, por ser la mujer que Dios me presentó en la vida para ser muy feliz y por su innegable dedicación, amor y paciencia.

A la Universidad Estatal Península de Santa Elena, a sus autoridades y profesores, por abrir sus puertas y darme la confianza necesaria para triunfar en la vida y transmitirme sabiduría para mi formación profesional.

Agradezco de manera muy especial por su esfuerzo, dedicación, colaboración y sabiduría para ser un profesional de éxito, al Ing. Tarquino López, Cadena por darme la confianza y la ayuda para culminar el estudio de la tesis de la mejor manera, por sus conocimientos impartidos y su labor.

JULIO CESAR

DEDICATORIA

Este trabajo está dedicado principalmente a Dios, por darme fuerzas y salud para seguir adelante en todo aquello que me propuse y lo logré, por haberme permitido concluir con éxito mi formación profesional.

A mi padre, Juan Tomalá Ramírez por su apoyo moral y económico. A mi madre, Andrea Rodríguez aunque no viva conmigo sé que me ha dado su apoyo incondicional.

A mi suegro, Saúl Romero por haberme incentivado a concluir mis estudios y por los recursos que me brindó, me sirvieron de gran ayuda.

A mi esposa e hija que han estado conmigo cuando más necesite, por su cariño, amor, afecto y comprensión que me brindaron.

A mis hermanos y amigos que de alguno u otra forma me dieron su apoyo para que esta tesis se realice y concluya con éxito.

JULIO CESAR

RESUMEN

El presente proyecto de investigación permite realizar el análisis e interpretación de las reservas en las arenas Napo U y T mediante corridas de registros eléctricos conociendo parámetros petrofísicos, caracterización de las rocas e historiales de producción durante la explotación del Campo Sacha y así incrementar la producción de este campo maduro.

El estudio del comportamiento productivo del Campo Sacha es necesario, para revisar los antecedentes de cada uno de los pozos que se evalúan, los cuales fueron corridos por Baker Hughes y son:

- SACHA – 265D
- SACHA – 267D
- SACHA – 361D
- SACHA – 362D

Se determinó al correlacionar la extensión lateral de las formaciones de Napo de las arenas U y T a la relación espacial entre éstas, a lo largo y ancho del yacimiento, a partir del reconocimiento de patrones y parámetros. Con la interpretación de los perfiles de pozos dados como son: GR, SP, Density, Neutrón, Sónico y el de Resistividad.

Todo el estudio ayudará a optimizar tiempos de operación, recursos económicos y un menor impacto ambiental al perforar las arenas evaluadas mediante la corrida e interpretación de datos obtenidos y cumpliendo con los parámetros técnicos establecidos en el proyecto.

UNIVERSIDAD ESTATAL PENINSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERIA
ESCUELA DE PETROLEOS
CARRERA DE INGENIERIA EN PETROLEOS

INTRODUCCIÓN

“EVALUACION DE LAS ARENAS “U” Y ”T” A PARTIR DE LA INTERPRETACION DE REGISTROS ELECTRICOS DE POZOS PARA DETERMINAR ZONAS PRODUCTORAS EN EL CENTRO-ORIENTE ECUATORIANO”

Autores: **Juan Carlos Orrala Ruiz**
Julio Cesar Tomalá Rodríguez

El presente trabajo de titulación comprende de los siguientes capítulos:

En el primer capítulo trata sobre las generalidades correspondientes al campo Sacha: la ubicación, sus inicios, su producción, geología, litología y estratigrafía.

En el segundo capítulo está se relaciona con la descripción de cada uno de los registros eléctricos y las herramientas usadas a hueco abierto.

En el tercer capítulo es basado en las diferentes correlaciones e interpretaciones de perfiles de pozos situados en el Oriente Ecuatoriano.

En el cuarto capítulo se presentan las evaluaciones y topes de las diferentes formaciones de los diferentes pozos en el campo Sacha.

En el quinto capítulo presenta los análisis y resultados obtenidos por la reevaluación a las formaciones por medio de los registros eléctricos.

Mientras el último capítulo, se establecen las conclusiones obtenidas en el estudio; de igual manera se formulan las recomendaciones para concretar el proyecto.

Y así logrando determinar las zonas productoras de petróleo con el desarrollo de los diferentes tipos de registros utilizados en pozos del oriente Ecuatoriano.

PLANTEAMIENTO Y FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

En la industria petrolera, el objetivo principal es mejorar la productividad de los campos, prolongar su vida útil e incrementar las reservas. En la actualidad los hidrocarburos se detectan a través de registros de pozos a hueco abierto y entubado comúnmente utilizado para evaluar las saturaciones de los yacimientos y definir las zonas que contienen hidrocarburo, y gas.

La determinación de zonas productoras de petróleo dentro de la perforación de un pozo de petróleo es de vital importancia, por lo que es necesario bajar herramientas de registros eléctricos para localizar el intervalo productor de petróleo

JUSTIFICACIÓN

Las grandes empresas en la actualidad, se hacen más competitivas dentro de su rama y cada vez adoptan nuevas estrategias a fin de garantizar el éxito en la perforación de pozos. Estas empresas están adoptando herramientas de optimización en este caso, el uso de registros eléctricos que presten una buena confiabilidad, a fin de alcanzar el éxito a corto, mediano y largo plazo con el propósito de cumplir las metas y alcanzar los planes propuestos. Elementos que conjugados comprometen tanto a directivos, supervisores y empleados a la identificación con la empresa y el compromiso para alcanzar los objetivos de la misma, específicamente “La búsqueda de petróleo mediante el uso de registros eléctricos y la perforación de pozos”.

La necesidad de plantear la evaluación utilizando registros eléctricos incidirá en la optimización de los programas propuestos, ya que mediante su análisis se podrán establecer los lineamientos a seguir en cuanto a su uso e interpretación, requeridos para el logro de los objetivos.

Esta investigación también se justifica desde tres puntos de vista. Desde el práctico, ya que la misma propone al problema planteado una estrategia de acción.

Desde el punto de vista teórico, esta investigación generará reflexión, discusión y apoyo acerca del conocimiento del área investigada.

OBJETIVOS

a) OBJETIVO GENERAL:

Realizar el estudio y reevaluación de las formaciones del campo Sacha a través de los diferentes tipos de registros eléctricos

b).- OBJETIVOS ESPECÍFICOS:

- ✓ Determinar el tipo de registros eléctricos utilizados a hueco abierto en los pozos: S-265D, S-361D, S-362D, S-267D, del campo Sacha.
- ✓ Mediante el uso de fórmulas generar información para obtener una buena interpretación de los registros eléctricos.
- ✓ Encontrar posibles zonas de interés de las Arenas Napo U y T.

METODOLOGÍA Y DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

MÉTODOS DE INVESTIGACIÓN

Los métodos a ser utilizados son:

- Método deductivo ya que el punto de partida se encuentra en la teoría.

- Método de análisis porque se dividirá el proceso en diferentes partes para realizar un procedimiento completo de Evaluación e Interpretación de prueba de pozos.
- Método experimental debido a que se tomarán datos basados en prácticas reales desarrolladas en la Cuenca-Oriente ecuatoriana a pozos exploratorios del Campo Sacha.

TÉCNICAS DE INVESTIGACIÓN

Las técnicas a utilizar son:

- Revisión de archivos y documentos.
- Revisión de literatura.
- Consulta a expertos.
- Trabajo de campo.
- Internet.

ANÁLISIS DE LOS DATOS

Los datos se analizarán cualitativa y cuantitativamente.

TABULACIÓN Y GRÁFICA DE LA INFORMACIÓN

Se utilizará: Tablas, gráficas y cuadros.

DIFUSIÓN DE RESULTADOS

Se realizará la difusión en forma de presentación escrita y oral de los resultados, conclusiones y recomendaciones sobre los procedimientos en las evaluaciones de la correlación e interpretación de perfiles de pozos en las determinadas Arenas U y T en la Región amazónica Ecuatoriana.

ÍNDICE

DECLARACIÓN EXPRESA	II
CERTIFICACIÓN	III
CERTIFICACIÓN DE REVISIÓN GRAMATICAL.....	IV
TRIBUNAL DE GRADO	V
AGRADECIMIENTOS.....	VI
DEDICATORIA	VII
AGRADECIMIENTOS.....	VIII
DEDICATORIA	IX
INTRODUCCIÓN.....	XI
PLANTEAMIENTO Y FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	XIII
JUSTIFICACIÓN.....	XIII
OBJETIVOS.....	XIV
METODOLOGÍA Y DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN	XIV
MÉTODOS DE INVESTIGACIÓN.....	XIV
TÉCNICAS DE INVESTIGACIÓN.....	XV
ANÁLISIS DE LOS DATOS	XV
TABULACIÓN Y GRÁFICA DE LA INFORMACIÓN.....	XV
DIFUSIÓN DE RESULTADOS.....	XV
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XXIV
ÍNDICE DE TABLAS.....	XXVII
ÍNDICE DE ANEXOS.....	XXVIII
CAPÍTULO I GENERALIDADES DEL CAMPO SACHA	1
1.1. INTRODUCCIÓN	2
1.1.1. BREVE RESEÑA HISTORICA.....	3
1.1.2. UBICACIÓN DEL CAMPO SACHA.....	4
1.2. PRODUCCIÓN DEL CAMPO SACHA	5
1.2.1. MECANISMOS DE PRODUCCIÓN	6
1.2.2. PRODUCCIÓN REAL Y ESTIMADA.....	7
1.2.3. ESTACIONES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SACHA	9

1.3.	GEOLOGÍA	11
1.4.	ESTRATIGRAFÍA Y LITOLOGÍA	14
1.4.1.	ESTRATIGRAFÍA.....	14
1.4.1.1.	ORTEGUAZA	14
1.4.1.2.	TIYUYACU	15
1.4.1.3.	TENA.....	15
1.4.1.3.1.	"Tena Superior"	15
1.4.1.3.2.	"Tena Inferior"	16
1.4.1.4.	NAPO	16
1.4.1.4.1.	"Napo Superior".....	17
1.4.1.4.2.	"Napo Medio"	17
1.4.1.4.3.	"Napo Inferior".....	18
1.4.1.4.4.	"Napo basal"	18
1.4.1.5.	HOLLÍN.....	19
1.4.2.	LITOLOGÍA	20
1.4.2.1.	YACIMIENTO BASAL "TENA"	21
1.4.2.2.	YACIMIENTO "U"	21
1.4.2.3.	YACIMIENTO "T"	21
1.4.2.4.	YACIMIENTO HOLLÍN SUPERIOR.....	22
1.4.2.5.	YACIMIENTO HOLLÍN INFERIOR	22
1.5.	CAMPO SACHA: DESCRIPCION DE ARENAS PRODUCTORAS	24
1.5.1.	GENERALIDADES.....	24
1.5.2.	ESTRATIGRAFÍA LOCAL.....	24
1.5.2.1.	HOLLÍN.....	24
1.5.2.1.1.	Arenisca Hollín Inferior.....	25
1.5.2.1.2.	Arenisca Hollín Superior	25
1.5.2.2.	NAPO	25
1.5.2.2.1.	Arenisca Napo "T"	25
1.5.2.2.2.	Arenisca Napo "U"	26
1.5.2.3.	BASAL TENA	26
1.5.2.3.1.	RESERVORIO BASAL TENA	26
1.5.3.	INSTALACIONES DE CAMPO	27
1.5.3.1.	MANIFOLD	27
1.5.3.2.	SEPARADORES	28
1.5.3.3.	BOTA DE GAS	29
1.5.3.4.	SISTEMA DE ALMACENAMIENTO	29
1.5.3.4.1.	TANQUE DE LAVADO.....	29
1.5.3.4.2.	Tanque de Reposo.....	30
1.5.3.4.3.	Tanques de oleoducto.....	31
1.6.	FORMACIONES PRODUCTORAS DE "U" y "T" DEL CAMPO SACHA.....	32

1.6.1.	RESERVORIO NAPO	33
1.6.1.1.	NOTACION PETROFISICA EN LAS FORMACIONES "T" y "U" ..	34

CAPITULO II REGISTROS ELECTRICOS Y HERRAMIENTAS DE HUECO **35**

2.1.	INTRODUCCIÓN	36
2.2.	REGISTRO DE IDENTIFICACIÓN LITOLÓGICA	37
2.2.1.	REGISTRO DE RAYOS GAMMA (GR).....	37
2.2.1.1.	PRINCIPIO FÍSICO DE LA HERRAMIENTA	37
2.2.1.2.	PRINCIPIO DE MEDICIÓN DE LA HERRAMIENTA	38
2.2.1.3.	CORRECCIONES POR CONDICIONES DEL POZO	40
2.2.1.4.	APLICACIONES	40
2.2.2.	REGISTRO DE ESPECTROMETRÍA DE RAYOS GAMMA (NGS).....	41
2.2.2.1.	PRINCIPIO FÍSICO DE LA HERRAMIENTA	41
2.2.2.2.	PRINCIPIO DE MEDICIÓN DE LA HERRAMIENTA	43
2.2.2.3.	PRESENTACIÓN DE REGISTRO.....	43
2.2.2.4.	APLICACIONES	45
2.2.3.	REGISTRO POTENCIAL ESPONTANEO (SP)	45
2.2.3.1.	GEN DEL POTENCIAL ESPONTÁNEO.....	46
2.2.3.2.	PRINCIPIO FÍSICO Y DE MEDICIÓN DE LA HERRAMIENTA	47
2.2.3.3.	UNIDAD DE MEDICION DEL SP	48
2.2.3.4.	PRESENTACIÓN DEL REGISTRO.....	48
2.2.3.5.	APLICACIONES	51
2.2.3.6.	CALIBRACIÓN DE LA HERRAMIENTA	51
2.2.4.	REGISTRO DE MICRORESISTIVIDAD.....	52
2.2.4.1.	REGISTRO MICROLOG (ML)	52
2.2.4.1.1.	PRINCIPIO DE MEDICIÓN.....	53
2.2.4.1.2.	PRESENTACIÓN DEL REGISTRO	54
2.2.4.1.3.	APLICACIONES.....	56
2.2.4.1.4.	CALIBRACIÓN DE LA HERRAMIENTA	56
2.2.4.2.	REGISTRO ENFOQUE MICRO ESFÉRICO (MSFL)	56
2.2.4.2.1.	PRINCIPIO FÍSICO Y DE MEDICIÓN DE LA HERRAMIENTA ...	58
2.2.4.2.2.	APLICACIÓN	58
2.2.4.2.3.	CALIBRACIÓN DE LA HERRAMIENTA	59
2.2.4.2.4.	PRESENTACIÓN DEL REGISTRO	59
2.2.4.3.	REGISTRO MICROLATEROLOG (MLL).....	59
2.2.4.3.1.	PRINCIPIO FÍSICO Y DE MEDICIÓN DE LA HERRAMIENTA ...	60
2.2.5.	REGISTRO DE CALIBRE DE POZO (CALIPER LOG).....	60
2.2.5.1.	PRINCIPIO FÍSICO Y DE MEDICION DE LA HERRAMIENTA....	60

2.2.5.2.	PRESENTACIÓN DEL REGISTRO.....	61
2.2.5.3.	APLICACIONES	61
2.2.5.4.	Calibración de la Herramienta	62
2.3.	REGISTRO DE POROSIDAD	62
2.3.1.	REGISTRO SÓNICO	62
2.3.1.1.	PRINCIPIO FÍSICO Y DE MEDICIÓN DE LA HERRAMIENTA....	64
2.3.1.2.	PRESENTACIÓN DEL REGISTRO.....	65
2.3.1.3.	APLICACIONES	69
2.3.1.3.1.	Aplicaciones geológicas.....	69
2.3.1.3.2.	Aplicaciones petrofísicas.....	69
2.3.1.4.	DETERMINACIONES DE LA POROSIDAD	70
2.3.1.4.1.	Para areniscas compactadas y consolidadas:	70
2.3.2.	REGISTRO DE DENSIDAD	71
2.3.2.1.	PRINCIPIO FÍSICO Y DE MEDICIÓN DE LA HERRAMIENTA....	72
2.3.2.2.	PRESENTACIÓN DEL REGISTRO.....	75
2.3.2.3.	APLICACIONES	77
2.3.2.4.	DETERMINACIONES DE LA POROSIDAD	78
2.3.3.	REGISTROS NEUTRÓNICOS	78
2.3.3.1.	PRINCIPIO FÍSICO Y DE MEDICIÓN DE LA HERRAMIENTA....	80
2.3.3.2.	PRESENTACIÓN DEL REGISTRO.....	81
2.3.3.3.	APLICACIONES	83
2.3.3.4.	DETERMINACIONES DE LA POROSIDAD	84
2.4.	REGISTRO DE RESISTIVIDAD	86
2.4.1.	REGISTROS ELÉCTRICOS CONVENCIONALES.....	86
2.4.1.1.	PRINCIPIO FÍSICO Y DE MEDICIÓN DE LA HERRAMIENTA....	87
2.4.1.2.	DISPOSITIVO DE RESISTIVIDAD	87
2.4.1.3.	CURVAS NORMAL Y LATERAL	89
2.4.1.4.	RT EN BASE A LOS REGISTROS DE SONDEO ELÉCTRICO...91	
2.4.2.	REGISTRO DE INDUCCIÓN	92
2.4.2.1.	PRINCIPIO FÍSICO Y DE MEDICIÓN DE LA HERRAMIENTA....	92
2.4.2.2.	FACTORES QUE AFECTAN UNA MEDICIÓN INDUCTIVA	93
2.4.2.3.	FACTOR GEOMÉTRICO	94
2.4.2.4.	EFECTO DE PIEL	95
2.4.2.5.	CORRECCIONES AMBIENTALES	96
2.4.2.6.	POR EFECTO DEL AGUJERO Y DEL STANDOFF	97
2.4.2.7.	POR EFECTO DE ESPESOR DE CAPA Y CAPAS ADYACENTES.....	98
2.4.2.7.1.	POR EFECTO DE INVASIÓN DEL FILTRADO DE LODO	99
2.4.2.7.2.	POR EFECTO DEL ECHADO DE LAS CAPAS.....	101
2.4.2.8.	PRESENTACIÓN DEL REGISTRO.....	102
2.4.2.9.	APLICACIONES	102
2.5.	REGISTRO DE ECHADOS (DIPMITER)	103

2.5.1.	PRINCIPIO FÍSICO Y DE MEDICIÓN DE LA HERRAMIENTA.....	103
2.5.1.1.	Diseño de las herramientas de medición de echados	106
2.5.1.2.	Herramienta de medición de echados de alta resolución (HDT)	109
2.5.2.	PRESENTACIÓN DEL REGISTRO	112
2.5.2.1.	Representación gráfica de los registros de medición de echados	114
2.5.3.	APLICACIONES.....	115

CAPÍTULO III CORRELACIÓN E INTERPRETACIÓN DE REGISTROS ELÉCTRICOS..... 116

3.1.	INTRODUCCIÓN	117
3.1.1.	CORRELACIÓN.....	118
3.1.2.	Principales métodos de correlación	120
3.1.2.1.	Estratos marcadores	120
3.1.2.2.	Coincidencias de patrones	120
3.1.2.3.	Técnicas de cortes	121
3.1.3.	DIFERENCIACIÓN DE ROCAS Y AMBIENTES E INTERPRETACIÓN DEL ANÁLISIS PETROFÍSICO	121
3.1.3.1.	Carbón Vegetal.....	121
3.1.3.2.	Caliza	122
3.1.3.3.	Lutitas.....	122
3.1.3.4.	Arenisca.....	124
3.1.3.5.	Limolita	124
3.2.	PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LAS ROCAS YACIMIENTOS.	125
3.2.1.	PETROFÍSICA.....	125
3.2.2.	CALCULO DEL VOLUMEN DE ARCILLA (Vsh)	126
3.2.3.	POROSIDAD ()	126
3.2.3.1.	Porosidad Absoluta (a)	129
3.2.3.2.	Porosidad Efectiva (e).....	129
3.2.4.	SATURACION (Sw, So).....	130
3.2.4.1.	Saturación de Petróleo (So)	132
3.2.4.2.	Saturación de Agua (Sw).....	132
3.2.4.3.	Fórmula de Indonesia.....	132
3.2.5.	PERMEABILIDAD (K)	133
3.2.5.1.	Permeabilidad Absoluta (K).....	134
3.2.5.2.	Permeabilidad Efectiva (Ke)	134
3.2.5.3.	Permeabilidad Relativa (Kr).....	135

3.3.	CORRELACION DE REGISTROS.....	138
3.3.1.	Técnicas de Correlación entre Perfiles	140
3.3.1.1.	CORRELACION DE LOS CORTES: A1-B1, A2-B2 Y A3-B3	144
3.3.1.1.1.	Corte A1-B1 Dirección NO-SE (Sacha-267 D a Sacha-362D)...	146
3.3.1.1.2.	Corte A2-B2 Dirección (Sacha-45 a Sacha-376D).....	146
3.3.1.1.3.	Corte A3-B3 Dirección (Sacha 265D a Sacha 361D).....	147
3.3.2.	GAMMA RAY (GR) Y POTENCIAL ESPONTANEO (SP) PARA LA DETERMINACIÓN DE LA LITOLOGÍA.....	148
3.3.2.1.	REGISTRÓ GAMMA RAY (GR) PARA LA DETERMINACION DE LA LITOLOGIA.....	151
3.3.2.2.	REGISTRO POTENCIAL ESPONTANEO (SP) PARA LA DETERMINACION DE LA LITOLOGIA.....	152
3.3.3.	REGISTRÓ NEUTRON Y DENSIDAD PARA LA DETERMINACION DE LA POROSIDAD.	154
3.3.3.1.	REGISTRO NEUTRÓN PARA LA DETERMINACIÓN DE LA POROSIDAD.	156
3.3.3.2.	REGISTRO DENSIDAD PARA LA DETERMINACION DE LA POROSIDAD	157
3.3.4.	REGISTRO SÓNICO PARA LA DETERMINACIÓN DE LA POROSIDAD	159

**CAPÍTULO IV EVALUACIÓN DE LAS FORMACIONES DEL CAMPO
SACHA** 164

4.1.	INTRODUCCIÓN	165
4.2.	RESERVORIOS DEL CAMPO.....	165
4.2.1.	VOLUMEN IN SITU.....	165
4.2.2.	RESERVAS RECUPERADAS	166
4.2.3.	RESERVAS REMANENTES.....	166
4.2.4.	ESTIMACIÓN DE RESERVAS POR EL MÉTODO VOLUMÉTRICO.....	168
4.3.	PETROFÍSICA DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	169
4.3.1.	INFORMACIÓN BÁSICA	169
4.3.1.1.	Pozo Sacha 265D.....	169
4.3.1.2.	Pozo Sacha 267D.....	170
4.3.1.3.	Pozo Sacha 361D.....	171
4.3.1.4.	Pozo Sacha 362D.....	172
4.3.2.	PREPARACIÓN DE LA INFORMACIÓN	173
4.3.2.1.	Pozo Sacha 265D.....	173

4.3.2.2.	Pozo Sacha 267D.....	175
4.3.2.3.	Pozo Sacha 361D.....	176
4.3.2.4.	Pozo Sacha 362D.....	178
4.3.3.	TOPES Y BASES DE LOS POZOS A EVALUAR.....	179
4.3.4.	Análisis Petrofísico.....	180
4.3.4.1.	Pozo Sacha 265D.....	180
4.3.4.2.	Pozo Sacha 267D.....	182
4.3.4.3.	Pozo Sacha 361D.....	183
4.3.4.4.	Pozo Sacha 362D.....	184
4.3.5.	REGISTROS ELÉCTRICOS.....	185
4.3.5.1.	Pozo Sacha 265D – Arena U.....	186
4.3.5.2.	Pozo Sacha 265D – Arena T.....	187
4.3.5.3.	Pozo Sacha 267D – Arena U.....	188
4.3.5.4.	Pozo Sacha 267D – Arena T.....	189
4.3.5.5.	Pozo Sacha 361D – Arena U.....	190
4.3.5.6.	Pozo Sacha 361 D – Arena T.....	191
4.3.5.7.	Pozo Sacha 362D – Arena U.....	192
4.3.5.8.	Pozo Sacha 362D – Arena T.....	193
4.3.6.	INCERTIDUMBRE DE LOS DATOS PARA LA EVALUACIÓN.....	194
 CAPÍTULO V ANÁLISIS DE RESULTADOS		195
5.1.	INTRODUCCIÓN.....	196
5.2.	ANÁLISIS DEL POZO SACHA 265D.....	196
5.3.	ANÁLISIS DEL POZO SACHA 267D.....	199
5.4.	ANÁLISIS DEL POZO SACHA 361D.....	202
5.5.	ANÁLISIS DEL POZO SACHA 362D.....	204
5.6.	CORRELACIÓN DE LOS REGISTROS.....	207
5.7.	RESULTADOS FINALES DEL ESTUDIO.....	210
 CAPÍTULO VI CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		213
6.1.	CONCLUSIONES.....	214
6.2.	RECOMENDACIONES.....	215
ANEXOS.....		216
SIMBOLOGÍA.....		228
ABREVIATURA.....		229
BIBLIOGRAFÍA.....		230

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 UBICACIÓN DEL CAMPO SACHA	4
Figura 1.2 Perfil de Producción Campo Sacha en análisis hasta 2008.....	9
Figura 1.3 Ubicación de las estaciones de producción: Campo Sacha	10
Figura 1.4 Mapa de Ubicación de la Cuenca Oriente	11
Figura 1.5 Mapa y Sección Estructural de la Cuenca Oriente con sus 3 corredores estructurales petrolíferos	12
Figura. 1.6 SACHA (PE – 92 - 2200)	13
Figura. 1.7 SACHA-SHUSHUFINDI (SS-2[78-272])	13
Figura. 1.8 Estratigrafía de Tena	15
Figura. 1.9 Estratigrafía formación Napo	16
Figura 1.10 Estratigrafía Hollin.....	19
Figura 1.11 Columna Estratigráfica General del Campo Sacha	20
Figura 1.12 Descripción de estratigrafía	23
Figura 1.13 Vista superior de unas de las instalaciones del Campo Sacha	27
Figura 1.14. Manifold estación Sacha Central	27
Figura 1.15. Separadores de producción estación Sacha Central	28
Figura 1.16 Tanque de lavado estación de Sacha Central	30
Figura 1.17 Tanque de lavado estación de Sacha Central	31
Figura 2.1. Presentación de un registro de rayos gamma en conjunto con un registro neutrón, en donde se aprecia el comportamiento de la curva dependiendo del tipo de roca y el fluido presente.....	39
Figura 2.2 Principales herramientas de espectrometría de rayos gamma utilizadas por las distintas compañías de servicio a la industria petrolera.	42
Figura 2.3 Presentación de un registro de espectroscopia de rayos gammas en donde se logran observar las curvas respectivas a las concentraciones de Torio, Uranio y Potasio y la curva de rayos gamma libre de presencia de uranio.....	44
Figura 2.4 Esquema de pozo, potencial eléctrico espontáneo.....	46
Figura 2.5 Herramienta utilizada para realizar la medición del SP.....	48
Figura 2.6 Perfil que muestra cómo se dan las deflexiones del SP en función de la profundidad a la que se está dando la invasión.....	50
Figura 2.7 Esquema donde se ejemplifica un registro y se ilustra la curva del SP o potencial natural junto con las curvas de línea base de las arenas y línea base de las lutitas.....	50
Figura 2.8 Representación de la medición del SP	52
Figura 2.9 Diseño de herramienta para registro microlog	53
Figura 2.10 Registro microlog.....	54
Figura. 2.11 Arreglo de los electrodos del registro micro esférico enfocado	57
Figura 2.12 Registro de enfoque micro esférico (MSFL)	59
Figura 2.13 Respuesta típica que se puede generar en el tiempo de tránsito medido por medio del registro sónico de porosidad.....	64
Figura 2.14 Ejemplo de un registro sónico de porosidad donde se comparan las respuestas del tiempo de tránsito obtenido por medio de una herramienta BHC con un espaciado de 3 a 5" y una LSS con un	

espaciamiento de 8 a 10" en una secuencia de arenas/lutitas en un pozo en Lousiana en el Golfo de México	67
Figura 2.15 Ejemplo de un registro sónico de porosidad donde se comparan las respuestas del tiempo de tránsito obtenido por medio de una herramienta BHC y una LSS para la detección de zonas arcillosas alteradas	68
Figura 2.16 Esquema que representa el efecto Compot.....	74
Figura 2.17 Ejemplo de un registro de densidad adquirido con la herramienta FDC, donde se logran apreciar graficadas la curva b y b además de contar también con un calliper y rayos gamma.	75
Figura 2.18 Ejemplo de un registro de densidad con la curva de porosidad	77
Figura 2.19 Ejemplo de un registro de neutrón epitérmico SNP	82
Figura 2.20 Ejemplo de un registro de neutrón compensado o doble neutró CNL.....	83
Figura. 2.21 Instrumento normal 7.	88
Figura. 2.22 Instrumento lateral	89
Figura. 2.23 Principio del registro de inducción	94
Figura 2.24 Contribución individual de cada bobina.	95
Figura. 2.25 Respuesta de la herramienta comparada con la conductividad real de la formación.....	96
Figura 2.26 Factor geométrico que se obtiene de las herramientas de inducción.....	100
Figura 2.27Factor geométrico que se obtiene de las herramientas microresistivas.	101
Figura 2.28 Figura donde se ilustra el principio de medición de las herramientas en donde se aprecia que las resistividades son obtenidas por medio de electrodos colocados ortogonalmente alrededor del agujero y luego correlacionarlas para determinar el echado y dirección de los planos de estratigráficos.	105
Figura 2.29 Esquema que muestra el diseño de la herramienta de medición de hechados de alta resolución (HDT) de la compañía Schlumberger así como también el diseño de los patines que realizan las mediciones resistivas sobre la pared del agujero para obtener con ello el hechado y azimut de las formaciones.....	110
Figura 2.30 Esquema que muestra el principio de medición de la mayoría de las herramientas de medición de echados donde se aprecia como el electrodo enfoca la corriente a la formación a partir de la corriente por la fuente en la parte inferior de la sonda.....	111
Figura 2.31 Ejemplo de un registro de medición de echados tomado con la herramienta Diplog de la compañía Western Atlas en el que se ilustran las distintas curvas obtenidas por los patines en distintas posiciones en el pozo, así como también los callipers y una curva de tensión	114
Figura 3.1 Esquema de un registro o perfil de pozo	118
Figura 3.2 Ejemplo de correspondencia al hacer una correlación	119
Figura 3.3 Lamina de la porosidad de una roca sedimentaria	127
Figura 3.4 Tipos principales de porosidad	128
Figura 3.5 Porosidad efectiva y porosidad absoluta en un medio poroso	129

Figura 3.6 Distribución de los fluidos en el medio poroso	131
Figura 3.7 Permeabilidad relativa	136
Figura 3.8 Correlación de perfiles de pozo	139
Figura 3.9 Secciones transversales para correlaciones.....	141
Figura 3.10 Cortes de terreno	143
Figura 3.11 Correlación de cortes de los registros ya mencionados.....	145
Figura 3.12 Pozo Sacha 265D, formación “U”	149
Figura 3.13 Pozo Sacha 265D, formación “T”	150
Figura 3.14 Línea base de las Arenas y lutita	153
Figura 3.15 POZO SACHA 361 D formación “U”	154
Figura 3.16 POZO SACHA 361 D formación “T”	155
Figura 3.17 Combinación de registro de porosidad y correlación	156
Figura 3.18 Densidad en registro de porosidad y correlación	158
Figura 3.19 POZO SACHA 362 D formación “U”	160
Figura 3.20 POZO SACHA 362 D formación “T”.....	161
Figura 3.21 POZO SACHA 267 D formación “T”	162
Figura 3.22 POZO SACHA 267 D formación “U”	163
Figura 4.1 Registros Eléctricos – Pozo Sacha 265D Arena U	186
Figura 4.2 Registros Eléctricos – Pozo Sacha 265D Arena T.....	187
Figura 4.3 Registros Eléctricos – Pozo Sacha 267D Arena U	188
Figura 4.4 Registros Eléctricos – Pozo Sacha 267D Arena T.....	189
Figura 4.5 Registros Eléctricos – Pozo Sacha 361D Arena U	190
Figura 4.6 Registros Eléctricos – Pozo Sacha 361D Arena T.....	191
Figura 4.7 Registros Eléctricos – Pozo Sacha 362D Arena U	192
Figura 4.8 Registros Eléctricos – Pozo Sacha 362D Arena T.....	193
Figura 5.1 Registros Pozo Sacha 265D Intervalo U Superior	197
Figura 5.2 Registros Pozo Sacha 265D Intervalo U Inferior	197
Figura 5.3 Registros Pozo Sacha 265D Intervalo T Superior	198
Figura 5.4 Registros Pozo Sacha 265D Intervalo T Inferior	199
Figura 5.5 Registros Pozo Sacha 267D Intervalo U Superior	200
Figura 5.6 Registros Pozo Sacha 267D Intervalo U Inferior	201
Figura 5.7 Registros Pozo Sacha 267D Intervalo T Superior	201
Figura 5.8 Registros Pozo Sacha 267D Intervalo T Inferior.....	202
Figura 5.9 Registros Pozo Sacha 361D Intervalo U Superior	203
Figura 5.10 Registros Pozo Sacha 361D Intervalo U Inferior	203
Figura 5.11 Registros Pozo Sacha 361D Intervalo T Superior	204
Figura 5.12 Registros Pozo Sacha 361D Intervalo T Inferior.....	204
Figura 5.13 Registros Pozo Sacha 362D Intervalo U Superior	205
Figura 5.14 Registros Pozo Sacha 362D Intervalo U Inferior	206
Figura 5.15 Registros Pozo Sacha 362D Intervalo T Superior	206
Figura 5.16 Registros Pozo Sacha 362D Intervalo T Inferior.....	207
Figura 5.17 Correlación de Registros para la Arena U	208
Figura 5.18. Correlación de Registros para la Arena T	209

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Dimensiones del campo Sacha.....	2
Tabla 1.2 Estado de pozos en producción y producidos en las arenas	6
Tabla 1.3 Mecanismos de producción en las arenas	7
Tabla 1.4 Producción de petróleo en los diez últimos años de operación .	8
Tabla 1.5 Proyección de la producción para los años 2016-2020	8
Tabla 1.6 Petróleo original in situ en Campo Sacha	8
Tabla 1.7 Estaciones del Campo Sacha y sus coordenadas	10
Tabla 1.8 Descripción de las arenas.....	15
Tabla 1.9. Descripción de las arenas.....	24
Tabla 1.10 Especificaciones técnicas de los tanques.....	32
Tabla 2.1 Tipos de herramientas de medición de echados patentados por las distintas compañías de servicios.....	108
Tabla 3.1 Propiedades Petrofísicas utilizadas para el reconocimiento de calizas.....	122
Tabla 3.2 Propiedades Petrofísicas utilizadas para el reconocimiento de Lutitas	123
Tabla 3.3. Propiedades Petrofísicas utilizadas para el reconocimiento de Areniscas	124
Tabla 3.4 Capacidad de la porosidad del yacimiento.....	130
Tabla 3.5 Parámetros petrofísicos promedio de las diferentes arenas del CAMPO SACHA.	137
Tabla 3.6 Características Fisico-Químicas de los Fluidos Producidos...	138
Tabla 3.7 Registros del campo sachá por BAKER HUGHES	144
Tabla 3.8. Valores aproximados de Gamma Ray	152
Tabla 3.9 Valores aproximados de porosidad.....	157
Tabla 3.10 Valores aproximados de densidad.....	158
Tabla 4.1 Volumen In Situ Campo Sacha	166
Tabla 4.2 Reservas Recuperadas Campo Sacha	166
Tabla 4.3 Reservas Remanentes Campo Sacha.....	167
Tabla 4.4 Estimación de Reservas por el método volumétrico del Campo Sacha.....	168
Tabla 4.5 Registros Corridos para el Pozo Sacha 265D.....	170
Tabla 4.6 Registros Corridos para el Pozo Sacha 267D.....	171
Tabla 4.7 Registros Corridos para el Pozo Sacha 361D.....	172
Tabla 4.8 Registros Corridos para el Pozo Sacha 361D.....	172
Tabla 4.9 Registros Corridos para el Pozo Sacha 362D.....	173
Tabla 4.10 Topes formacionales de los pozos a evaluar	180
Tabla 4.11 Análisis Petrofísico del Pozo Sacha 265D	181
Tabla 4.12 Análisis Petrofísico del Pozo Sacha 267D	182
Tabla 4.13 Análisis Petrofísico del Pozo Sacha 361D	183
Tabla 4.14 Análisis Petrofísico del Pozo Sacha 362D	184
Tabla 5.1 Propiedades de los yacimientos Pozos: Sacha 265D y Sacha 267D	211
Tabla 5.2 Propiedades de los yacimientos Pozos: Sacha 361D y Sacha 362D	212
Tabla 6.1. Datos Petrofísicos	214
Elaborado: (Orrala J., Tomalá, J.b).....	214

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO 1	217
ANEXO 2	218
ANEXO 3	219
ANEXO 4	220
ANEXO 5	221
ANEXO 6	222
ANEXO 7	223
ANEXO 8	224
ANEXO 9	225
ANEXO 10	226
ANEXO 11	227

CAPÍTULO I

1. GENERALIDADES DEL CAMPO SACHA

1.1. INTRODUCCIÓN

El Campo Sacha es el de mayor interés en el Ecuador, llegando a ser el segundo reservorio más grande del país, con respecto a sus altas reservas. En las cuatro décadas de explotación, casi en su totalidad el Área Sacha ha acumulado dentro de sus activos una gran infraestructura petrolera.

El Campo Sacha es el sexto campo más grande en extensión después de Shushufindi, Auca, Libertador, etc. Con una área de 41000 acres bajo un cierre estructural de 200 ft.

Las zonas de Mayor Interés de la estructura del Campo Sacha son; Formación Napo, con las arenas U y T, la Formación Hollín con las arenas, superior e Inferior y la Formación Basal Tena.- Las dimensiones se muestran en la Tabla 1.1:

AREA (Km ²)	LONGITUD (Km)	ANCHO	CENTRO	SUR
166 Km ²	33 Km	4 Km	7 Km	7Km

Tabla 1.1 Dimensiones del campo Sacha

Fuente: Río Napo CEM.

Elaborado: (Orrala J., Tomalá J.)

Dispone de cuatro estaciones de producción: Sacha norte 1, Sacha Norte 2, Sacha Sur y Sacha Central, dentro de su infraestructura de facilidades de producción cuenta con:

- Tanques de Almacenamiento de crudo
- Tanques de reinyección de agua
- Sistema de Reinyección de agua
- Separadores de Producción
- Sistemas Contra Incendios
- Tanques de lavado, etc.

Dónde están organizadas mediante la siguiente disposición que son:

- Estación Central y Estación Norte 1 (Planta de tratamiento de agua)
- Estación Norte 2 y Estación Sur (Encargadas de la recuperación de toda la Producción del campo)

El Campo Sacha tiene la disposición de contar a elección con 5 zonas de yacimientos o reservas petroleras, ubicadas en diferentes profundidades en el subsuelo, dando como alternativa para el Ingeniero de campo determinar la zona productora conveniente a ser explotada; se cuenta con la Arena Hollín Superior e Inferior, también si conviene extraer el crudo de Basal Tena o producir de la Arena Napo U o Napo T, convirtiéndose en un campo con gran interés económico y productivo.

1.1.1. BREVE RESEÑA HISTORICA

El 21 de enero de 1969 se aprueba por primera vez (SAC-001), una perforación de pozo exploratorio con una torre de perforación helitransportable, equipo incidente al sistema estratigráfico del CAMPO SACHA, siendo completado el 25 de febrero de 1969.

Operada en sus inicios por el consorcio TEXACO-GULF llamándose así “pozo exploratorio SACHA 1” llegando alcanzar una profundidad de 10160 pies (ft) con una penetración de 39 ft en la formación Pre-cretácica Chapiza y se inicia la explotación del campo con una prueba de producción de 1328 BPPD con una calidad de 29.9° API y un BSW de 0,1 % de la formación HOLLÍN INFERIOR.

El campo inició su producción el 6 de Julio de 1972, con 46 pozos al entrar en operación al oleoducto trans-ecuadoriano SOTE, dando una tasa promedio diaria de 29269 BPPD, con un estrangulador de ¼ “, para ese mes tuvo un incremento en un 400% hasta 117591 BPPD en noviembre del mismo año; siendo la tasa más alta registrada en la producción de la

vida del campo.- La producción con altos y bajos se mantuvo por sobre los 60000 BPPD hasta el año 1994.

Actualmente las Operaciones con Río Napo compañía de Economía Mixta, conformada por Petroecuador y PDVSA se inscribe en el ámbito de integración regional en materia energética, la cual se encarga de las operaciones del campo, catalogado en si como un campo en desarrollo con una producción de aproximadamente 50000 BPPD.

1.1.2. UBICACIÓN DEL CAMPO SACHA

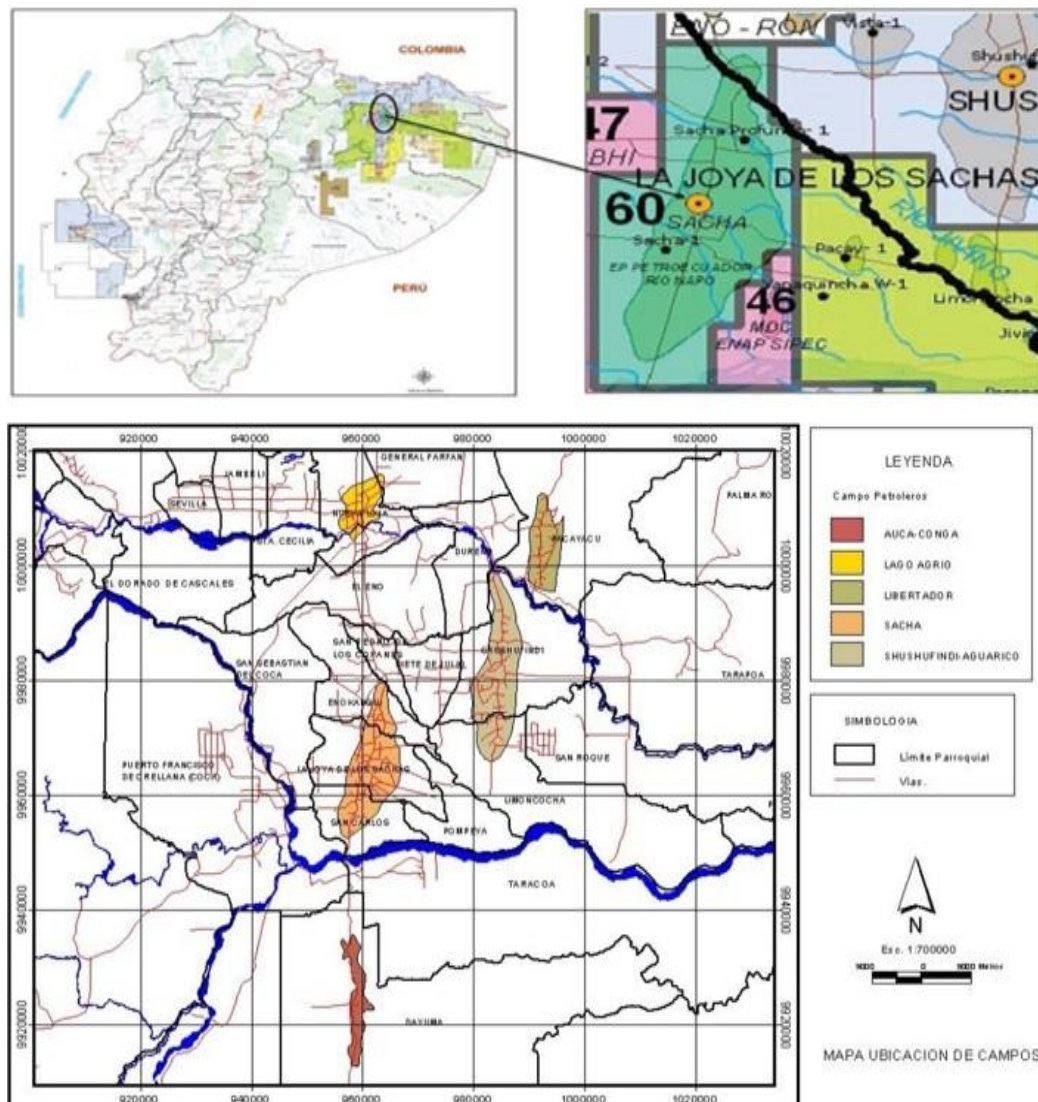


Figura 1.1 UBICACIÓN DEL CAMPO SACHA
Fuente: Mapa de Bloques Petroleros Mayo 2015

El campo Sacha está ubicado en la provincia Francisco de Orellana, en la zona del Cantón “La Joya de los Sachas”, al Nor-Oriente de la región Amazónica Ecuatoriana. Está limitado:

- Al Norte; por las estructuras Palo Rojo, Eno, Ron y Vista.
- Al Sur; por el Campo Culebra – Yulebra.
- Al Este; por los campos Mauro Dávalos Cordero en Alianza Operativa, además de Shushufindi y Aguarico.
- Al Oeste; por Pucuná, Paraíso y Huachito en concesión con SIPEC

La ubicación geográficamente mediante coordenadas están de la siguiente manera: 00°11'00'' y 00°24'30'' de latitud Sur y desde los 76°49'40'' hasta los 76°54'16'' de longitud Oeste.

1.2. PRODUCCIÓN DEL CAMPO SACHA

El bloque cuenta con 3 451 millones de barriles de Petróleo Original en Sitio (POES, siendo el segundo campo petrolero más grande del país, con una producción diaria de 74320 BPPD (@ mayo del 2015), con un crudo de 25.46° API, el factor de recobro de este campo es de 33,41%.

Hasta el momento se han perforado un total de 403 pozos hasta diciembre del 2014, que se explica en la tabla 1.2;

ESTADOS Y CONDICIÓN DE OPERACIÓN DE POZOS	FORMACIÓN	NÚMERO DE POZO
POZOS EN PRODUCCIÓN: - flujo natural - bombeo eléctrico -sumergible - bombeo hidráulico	BASAL T, NAPO U NAPO T, HOLLÍN	226
POZOS CERRADOS: - cerrados	BASAL T, NAPO U NAPO T, HOLLÍN	151
POZOS DE AGUA (INYECTORES)	NAPO U, NAPO T	6
POZOS DE AGUA (RE-INYECTORES)	TIYUYACU- ORTEGUAZA	10
POZOS ABANDONADOS: - pozos secos - colapsado o pescado - CGS. Malo	NAPO U, NAPO T, HOLLÍN	10
TOTAL DE POZOS		403

Tabla 1.2 Estado de pozos en producción y producidos en las arenas

Fuente: Archivo Campo Sacha, Rio Napo

Elaborado: (Orrala J., Tomalá J.)

El campo Sacha posee tres métodos de producción, estos son: Flujo Natural, Bombeo Hidráulico (Power Oil) y bombeo electro-sumergible.

1.2.1. MECANISMOS DE PRODUCCIÓN

En los reservorios de petróleo, siempre el comportamiento primario es dictado por sus fuerzas naturales de viscosidad, gravedad y la capilaridad. Los mecanismos naturales de producción que influyen en el comportamiento del reservorio son los siguientes:

- Expansión de flujo y de la roca
- Segregación Gravitacional
- Empuje por gas en solución
- Empuje por capa de gas
- Empuje hidráulico

Para determinar el empleo de los diferentes mecanismo de producción de cada uno de los reservorios se analizan; Historiales de Presiones y de Producción de fluidos, pues durante el desarrollo de un reservorio debe considerarse que en su etapa inicial se produce una expansión de fluidos, de gas y roca debido al diferencial de presión creado con la perforación del pozo productor, como se muestra en la tabla 1.3.

ARENAS	MECANISMOS DE PRODUCCION
HOLLIN	Empuje Hidráulico
NAPO	Gas en solución y empuje parcial de agua
TENA	Gas en solución y empuje parcial y lateral de agua

Tabla 1.3 Mecanismos de producción en las arenas

Fuente: Archivo Campo Sacha, Rio Napo

Elaborado: (Orrala J., Tomalá J.)

Luego se tiene un estado en el cual el reservorio empieza a estabilizarse, es entonces donde se puede determinar cuál es el mecanismo de producción más predominante, y que mediante un análisis observaremos el comportamiento productivo de los fluidos y su declinación anual, ya que en este periodo el mecanismo de producción es directamente proporcional con la producción.

1.2.2. PRODUCCIÓN REAL Y ESTIMADA

Es importante conocer cuando la producción de hidrocarburo terminará o dejara de ser económicamente rentable es por eso que el análisis de la tasa de abandono en muchos casos es determinada antes de que cese la producción, debido a causas naturales, debido al caso de los costos de producción sean mayores al valor del hidrocarburo producido.

Es por esto que se debe realizar el análisis en las tablas pertinentes, a la producción en el campo Sacha que va en una variación baja y alta, con una tendencia a la baja producción en años siguientes, como es lógico de entender y la única manera de mantener la producción será utilizando los

métodos de recuperación y tecnologías nuevas con menor impacto ambiental y que generen mayor rentabilidad para la economía del país. Analizando las tablas de producción y gráficas, se observa la rentabilidad del hidrocarburo en el campo Sacha en un análisis del año, 2015, hasta el presente año, 2015, datos que fueron obtenidos por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH.)

Producción REAL DEL CAMPO SACHA 2005 - 2015				
AÑO	CAUDAL (BLS/DIA)	. .	AÑO	CAUDAL (BLS/DIA)
2005	40964,9		2010	25277,3
2006	44281,0		2011	49520,4
2007	43552,0		2012	57845,6
2008	45485,2		2013	70451,8
2009	49126,0		2014	63390,2
			2015	74320,0

Tabla 1.4 Producción de petróleo en los diez últimos años de operación

Fuente: Archivo Campo Sacha, Rio Napo

Elaborado: (Orrala J., Tomalá J.)

AÑO	TAZA DE PRODUCCION ESTIMADA DEL CAMPO SACHA		
	PETROLEO (MBPPD)	AGUA (MBAPD)	GAS (MMPCSD)
2016	61.8	107.3	9.9
2017	61.6	118.2	9.9
2018	57.6	121.5	9.1
2019	50.4	116.8	8.1
2020	44.7	113.5	7.2

Tabla 1.5 Proyección de la producción para los años 2016-2020

Fuente: Archivo Campo Sacha, Rio Napo

Elaborado: (Orrala J., Tomalá J.)

FORMACION	PETROLEO IN SITU (MMBN)
Basal Tena	117.6
U	762.6
T	483.3
Hollín	2137.5
TOTAL	3501.0

Tabla 1.6 Petróleo original in situ en Campo Sacha

Fuente: Archivo Campo Sacha, Ingeniería de Yacimiento

Elaborado: (Orrala J., Tomalá J.)

Analizando las ratas de flujo, se puede observar el inicio de la producción del Campo Sacha se produjo en el mes de Julio de 1972 con una producción promedio de 29269 BPPD, En el mes de Diciembre del 2008 el Campo Sacha tuvo una producción promedio de 48611bppd con un BSW de campo de 52%, la figura 1.2. Muestra las curvas de producción de petróleo y agua para el campo Sacha, de acuerdo al análisis elaborado desde su inicio al mes de Diciembre del 2008.

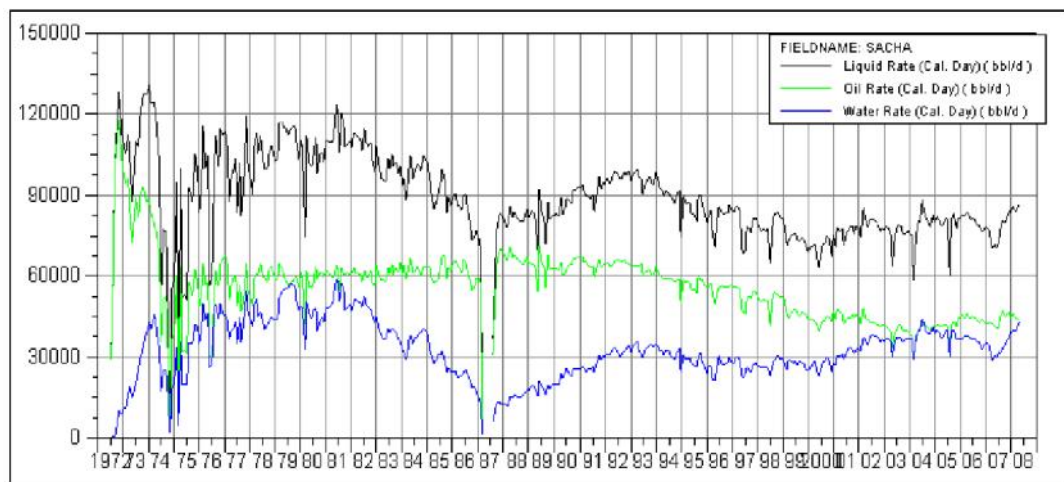


Figura 1.2 Perfil de Producción Campo Sacha en análisis hasta 2008
Fuente: Petroproduccion-Departamento de Yacimientos

Observando el gráfico y la tendencia de la producción del campo se tiene el máximo en el año de 1981, con una producción promedio de 112000 BPPD, de ahí en adelante la producción ha declinado hasta la actualidad bordeando en unos 49000 BPPD.

El yacimiento que generalmente produce unos 50 mil barriles diarios (b/d) y se proyecta elevar el registro a 70 mil b/d durante los diez años de vigencia del contrato de servicios específicos, para lo cual se invertirán \$621 millones de dólares.

1.2.3. ESTACIONES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SACHA

El Campo Sacha cuenta con cuatro estaciones, donde las funciones de las estaciones son recolectar y procesar la producción de los pozos del campo; se encontraran las siguientes estaciones:

ESTACION	COORDENADAS	
	LATITUD	LONGITUD
Estación Sacha Norte 2	0°13' 9.923'' SUR	76°50'32.92598'' OESTE
Estación Sacha Norte 1	0°18'26.533'' SUR	76°51'26.69756'' OESTE
Estación Sacha Central	0°19'23.613'' SUR	76°52'30.41101'' OESTE
Estación Sacha Sur	0°22'16.733'' SUR	76°52'48.12256'' OESTE

Tabla 1.7 Estaciones del Campo Sacha y sus coordenadas

Fuente: Río Napo CEM

Elaborado: (Orrala J., Tomalá J.)

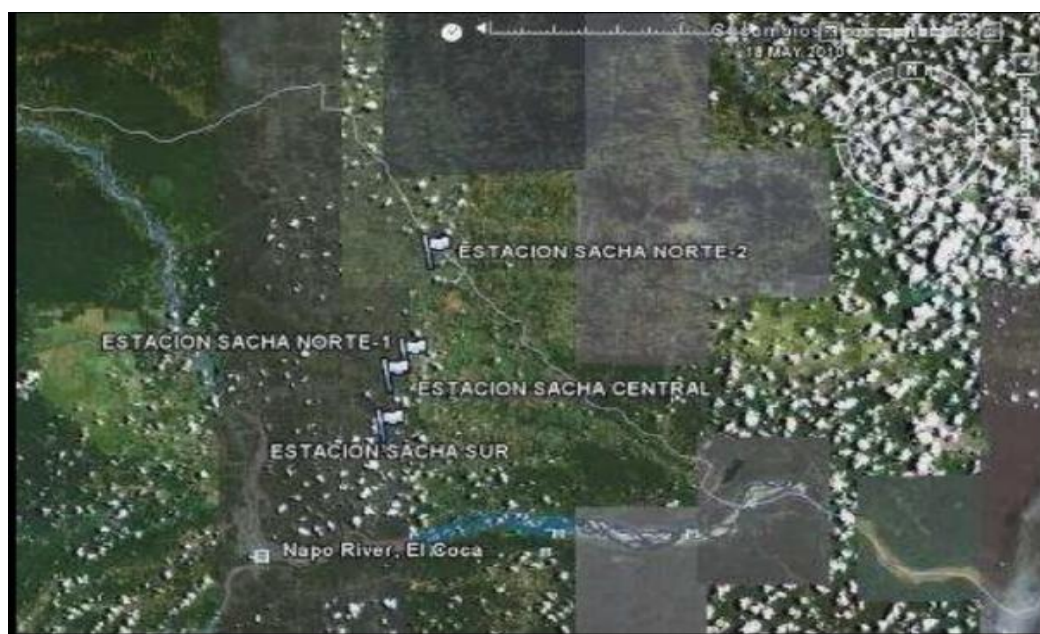


Figura 1.3 Ubicación de las estaciones de producción: Campo Sacha

Fuente: Archivos campo sachá, Petro-producción

Los principales reservorios del Campo Sacha son: Hollín, Napo T, Napo U y Basal Tena: que se encuentran a profundidades promedio de 8975, 8765, 8530 y 7800 pies respectivamente. Los yacimientos "U" y "T" tienen recuperación secundaria (inyección de agua) desde Noviembre de 1986, producción proveniente de estos campos.

El modelo de inyección de campo Sacha es del tipo de inyección periférica de pozos en producción, donde su grado API están entre 27° y 29° (API) respectivamente para las arenas HOLLIN SUPERIOR E

INFERIOR mientras que para las arenas NAPO “T” y “U”, es de 27° API y en un grado menor de producción se encuentra la arena BASAL TENA con 25° API.

1.3. GEOLOGÍA

El Campo Sacha está constituido por un anticlinal asimétrico, generado por la fuerzas de compresión en la parte andina Cretácico, que afecta al área en forma diagonal de Suroeste a Noroeste, cuyo eje en la parte norte tiene rumbo Noroeste a Suroeste, conectándose al Sur con la Cuenca Marañón y al Norte con la Cuenca Putumayo, la misma que se encuentra ubicada al Este del cinturón Andino.



Figura 1.4 Mapa de Ubicación de la Cuenca Oriente
Fuente: La Cuenca Oriente Geología y Petróleo

Hacia la mitad inferior tiene un rumbo aproximado de Norte a Sur, en la parte Sur del campo está controlado por un sistema de fallamiento de Dirección Este a Oeste, formando parte del Dominio Central o Corredor Sacha-Shushufindi de la Cuenca Oriente.

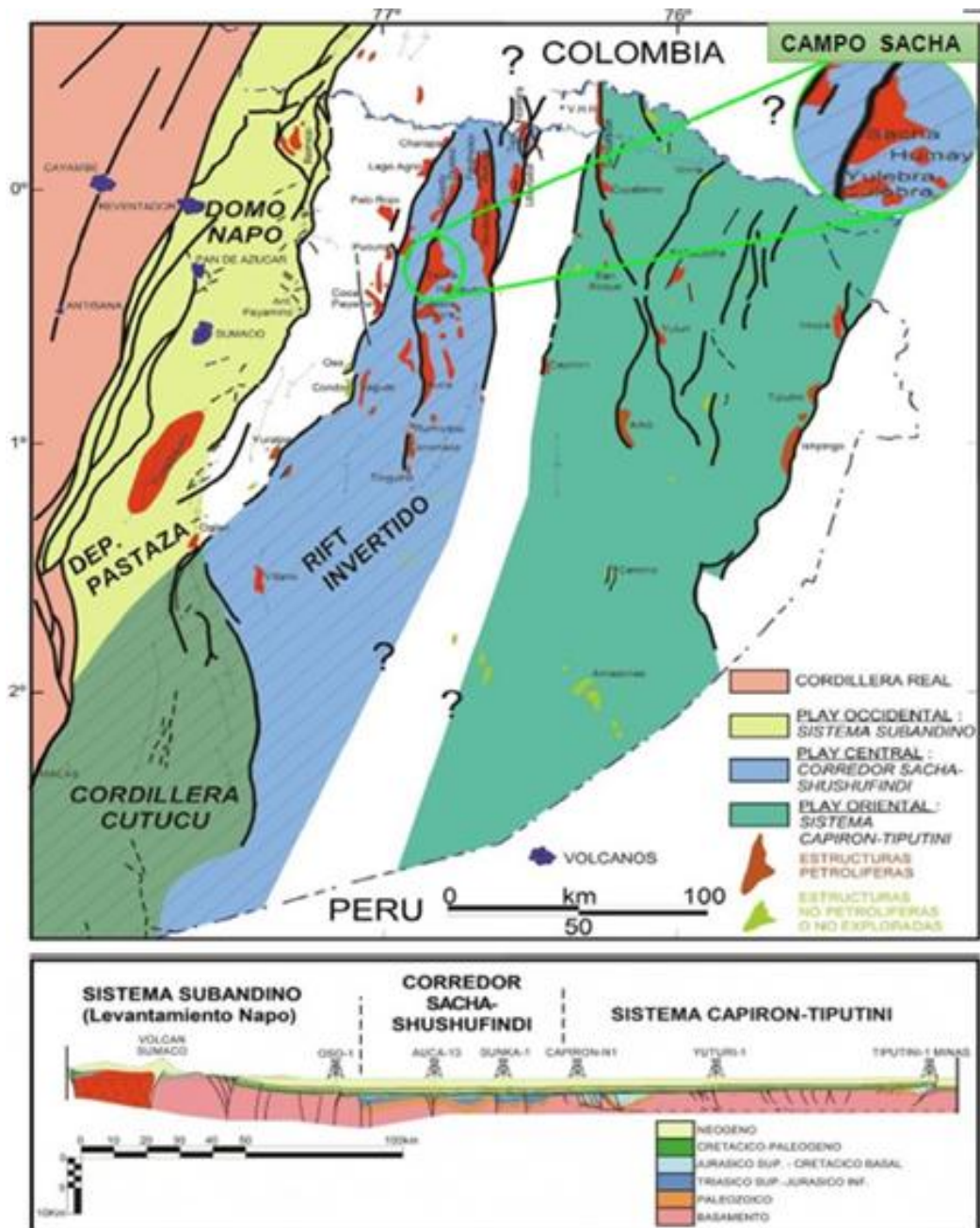


Figura 1.5 Mapa y Sección Estructural de la Cuenca Oriente con sus 3 corredores estructurales petrolíferos

Fuente: “La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo 2004”

Debajo de la Estructura Sacha, se encuentra el anticlinal “SACHA PROFUNDO” de posible edad Jurásico Inferior a medio, que se plegó a los depósitos paleozoicos y triásicos-jurásicos de la formación Sacha (Santiago) el mismo que fue probado con la perforación del Pozo Sacha profundo a 16 317 pies sin resultados positivos.- Tiene aproximadamente

31,5 Km. de longitud, un ancho que varía de 4 Km. al 8,5 Km. al centro y 6 Km. al Sur, con un cierre vertical de 100 pies.

La creación de la estructura sachá se puede notar en la variación de espesor de las FORMACIONES NAPO SUPERIOR Y TENA entre el flanco occidental y el alto de la estructura, SECCION SISMICA PE-92-2200. FIGURA 1.6

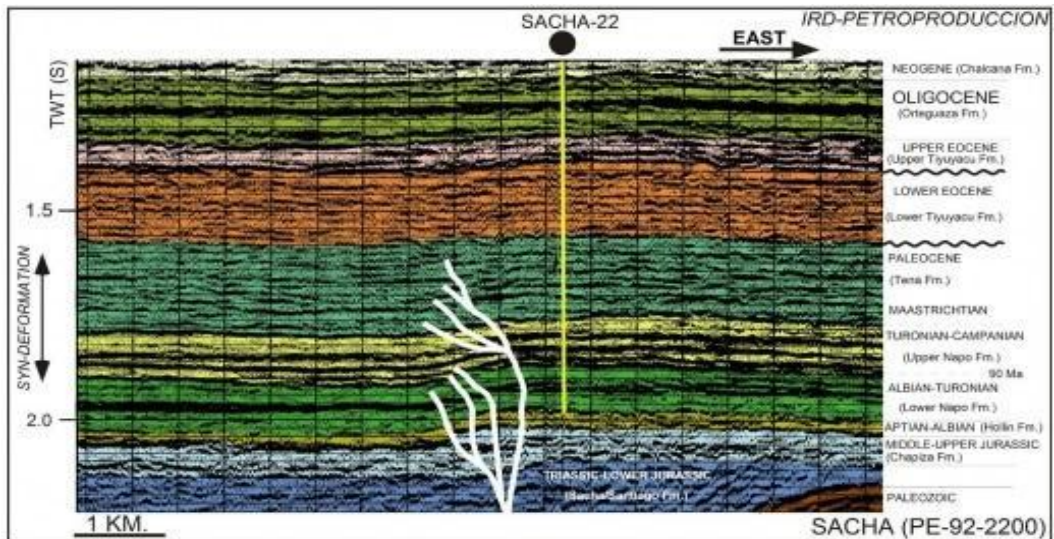


Figura. 1.6 SACHA (PE – 92 - 2200)
Fuente: IRD - PETROPRODUCCIÓN

La Formación de esta estructura ya mencionada tuvo en sus inicios la primera etapa de inversión tectónica o sea entre el Turoniano Terminal y el Maastrichtiano, apreciándose en la hoja de registro mediante sísmica.

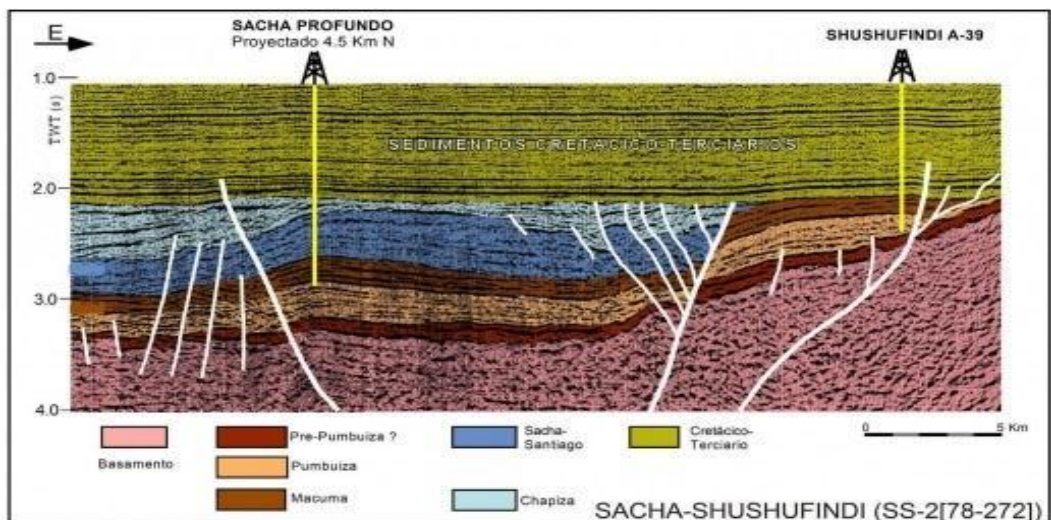


Figura. 1.7 SACHA-SHUSHUFINDI (SS-2[78-272])
Fuente: IRD – PETROPRODUCCIÓN

En el campo Sacha también se halla una de las discordancias Chapiza por debajo de Hollín, siendo entre una de las formaciones más antiguas perforadas.- Perforaciones poco Profundas, mostrando 5 pozos con arcillosidad de color entre rojo a verde, arenisca de grano fino.

En dos de los pozos se hallaron estratificaciones volcánicas, que sugiere que los pozos tocaron fondo en la Masahualli de la formación Chapiza Superior.

1.4. ESTRATIGRAFÍA Y LITOLOGÍA

1.4.1. ESTRATIGRAFÍA

Estudia aquellos estratos constituidos de cuerpos rocosos, reconociendo en ellos formas, propiedades geofísicas y geoquímicas, relaciones de edad, distribución y composiciones litológicas, para lo cual se realizaron estudios sobre la forma que tienen los estratos y sus propiedades que van desde la superficie hasta la zona de interés, lo cual se diseñó la columna base de la estratigrafía del campo, obteniendo información sobre era, edad geológica espesor promedio de cada formación, etc.

A continuación se tiene una descripción de los principales estratos de interés para este estudio en forma resumida dentro del Campo Sacha:

1.4.1.1. ORTEGUAZA

Pertenece a la edad del Oligoceno dentro del periodo Paleógeno.- Esta formación presenta un espesor aproximado de 90 a 900 pies. El ambiente depositacional en el que se dio esta formación es de agua salobre a Marina también conocido como "brake".

1.4.1.2. TIYUYACU

El espesor promedio de esta formación es de 100 a 1700 pies y pertenece a la edad Oligoceno al Eoceno. El ambiente deposicional presente en esta formación es Continental. En la sísmica, el contacto Tiyuyacu-Orteguaza corresponde a un fuerte reflector que marca el paso de ambiente Continental a Marino

ARENAS	DESCRIPCIÓN	PROFUNDIDAD
ORTEGUAZA	Lutita: gris verdosa, café. Arena:	900
TITUYACU	Arcillita: rojo ladrillo, amarillo, crema Limolita: Rojo ladrillo, café CGL CHRT: negro, Ahumado, mostaza, muy duro.	1700

Tabla 1.8 Descripción de las arenas

Fuente: RIO NAPO CEM

Elaborado: (Orrala J., Tomalá J.)

1.4.1.3. TENA

La formación Tena tiene un espesor aproximado de 400 a 3200 pies, en este cuerpo se puede encontrar la subdivisión en dos miembros que son:

TENA	Tena	ARCILLITA: Choc, café rojizo, rojo ladrillo, suave-mod dur, irreg-bloc, calc.	630
	BT	ARENISCA: Qtz, trasp-trnsl, gris claro, gr fino-med, e/p mtz kao & no vis cmt.	10

Figura. 1.8 Estratigrafía de Tena

Fuente: RIO NAPO CEM

1.4.1.3.1. “Tena Superior”

Que pertenece a la edad del Paleoceno y constituye la base de la era Cenozoica. El ambiente de depositación aquí es Continental.

1.4.1.3.2. "Tena Inferior"

El ambiente de depositación de esta estructura formacional Continental a Marina Somera. La era Mesozoica tiene sus comienzos en la parte inferior de Tena, además esta pertenece a la edad Cretácica.

1.4.1.4. NAPO

N A P O		LUTITA: Con un intercalaciones calcáreas	75
		CALIZA: blanca, gris oscura, gris claro, terrosa, blocosa, blanda, mnr cristalina.	15
		ARENISCA: blnc, qtz, sbtrnsp-sbtrnsl, gris claro, gr muy fin-fin, no vis mtz & calc cmt c/glau incl.	???
		CALIZA: Marcador radiactivo	5
		LUTITA: Con un intercalaciones calcáreas	150
		CALIZA: gris oscura, bandeada de blanco, blocosa, criptocristalina, mod dur-dur. Secuencia calcáreo - lutitica.	100
		ARENISCA: Qtz, gris, blanc, sbtrnsp-sbtrnsl, gr muy fin-fin, mtz arcill & calc cmt, e/p incl glauc.	24
		CALIZA: Crema, gris bandeada, blanda-mod dur, sbblo, e/p incl glauc.	130
		ARENISCA GLAUC: Qtz, b anc, sbtrnsp-sbtrnsl, fr-mod dur, gr muy fin-fin, mtz arg & cmt calc.	10
		LUTITA	80
		ARENISCA: Qtz, trnsp-trns ,suelt-fr, gr med, no vis mtz occ arg mtz & cmt.	35
		LUTITA: con intercalaciones de arena	110
		CALIZA: gris oscura, bandeada de blanco, blocosa, criptocristalina, mod dur-dur.	30
		ARENISCA GLAUC: Qtz, b anc, sbtrnsp-sbtrnsl, fr-mod dur, gr fin-med, no vis mtz occ mtz arg & cmt calc.	15???
		LUTITA: con intercalaciones de arena	70
ARENISCA: Qtz, trnsp-trns ,suelta-fr, gr fin-med, no vis mtz occ mtz arg & cmt calc.		60	
	LUTITA: Gris oscura, mod dura, astillosa-lam, c/ incl pyr, mic, occ glau.	120	

Figura. 1.9 Estratigrafía formación Napo
Fuente: RIO NAPO CEM

Consiste en alrededor de 500 a 2500 pies de lutitas y calizas con intercalaciones de areniscas. La formación Napo es fácilmente reconocible por la presencia de reflectores fuertes que corresponden a niveles de calizas.

Esta formación pertenece al periodo que va desde el Cretácico Medio al Superior y marca el inicio de la era Mesozoica.

Muchos autores dan a la formación Napo la categoría de grupo, dividiéndola en cuatro miembros (a los que se les asigna el nombre de formaciones), que corresponde a secuencias marinas de aguas poco profundas:

1.4.1.4.1. “Napo Superior”

La formación Napo Superior incluye las calizas "M-1" de la zona subandina (casi no expresadas en la mayor parte de la Cuenca Oriental), a las lutitas de Napo Superior, y a las areniscas superiores del Grupo Napo (areniscas M-1)

La base de la formación Napo Superior está definida por el tope del último banco calcárea de la caliza " M-2", mientras que su tope es la discontinuidad erosiva mayor de la base de la formación Tena, localmente expresada por las "areniscas Basal Tena".-La formación Napo Superior incluye tres o cuatro sedimentarias transgresivas-regresivas, cada una separada por discontinuidades a veces erosivas.- Corresponden respectivamente a la caliza "M-1", las lutitas M-1, la parte inferior de las areniscas "M-I" y a la parte superior de las areniscas M-1.

1.4.1.4.2. “Napo Medio”

Esta formación presenta a las calizas "A" y a las calizas "M-2" sin las calizas "M-1", que tienen una gran extensión geográfica y pasaran

rápidamente hacia el Este a lutitas y margas laminadas muy similares a las lutitas de la formación Napo Superior.

La base de la formación está definida por la base del primer banco calcáreo masivo de la Caliza "A" y su tope está definido por el tope del último banco masivo de las calizas "M-2", bien reconocidas en el campo.

La formación Napo Medio corresponde a dos secuencias de transgresión y progradación de plataforma carbonatada (caliza "A" y "M-2" respectivamente).

1.4.1.4.3. "Napo Inferior"

En el grupo Napo, la formación Napo Basal se encuentra bajo la formación Napo Inferior, que incluye las calizas "B" lutitas "U" y las areniscas "U".- Su base está definida por el tope del último banco masivo de las areniscas "T" , que coinciden generalmente con la base de un nivel lutítico intercalado entre las areniscas "T y las calizas "B'.

1.4.1.4.4. "Napo basal"

Incluye la arenisca Basal, las lutitas negras y las areniscas "T".- Su base está definida por el tope del último banco arenoso masivo de la formación Hollín y su tope lo constituye el tope del último banco de areniscas masivas de la arenisca "T".En la zona subandina en el Sur Oriente, el tope de las areniscas basales comprende un nivel calcáreo llamado calizas "C". En las mismas zonas, la parte superior de las lutitas Napo basal está constituida por una secuencia o estrato creciente de margas y calizas que se pueden llamar calizas "T", por su proximidad con las arenas "T".

La formación Napo Basal tal como está definida ahora corresponde más o menos a un primer ciclo sedimentario transgresivo regresivo, cuyo tope podría coincidir con una buena línea de tiempo.

1.4.1.5. HOLLÍN

Es la base de la edad del Cretácico dentro de la edad del Mesozoico, el ambiente depositacional es Marino Transgresivo, con un espesor de 40 a 150 pies; Las areniscas gruesas de la parte inferior son Continentales en tanto que la parte superior de grano más fino fue depositada en medio Marino Litoral.

HOLLIN	H sup	ARENISCA: blanca, qtz, trnsp-trnsl, gr f-med, fn, e/p arg mtz, calc cmt, c/ incl glauc.	40-70
	H inf	ARENISCA: trnsp-trnsl, qtz, gr f-med, suelta, no vis mtz & cmt. CRISTINA CORREA HOUSE	110

Figura 1.10 Estratigrafía Hollin
Fuente: RIO NAPO CEM

El gráfico presenta la descripción de la columna estratigráfica generalizada del campo

Sacha.

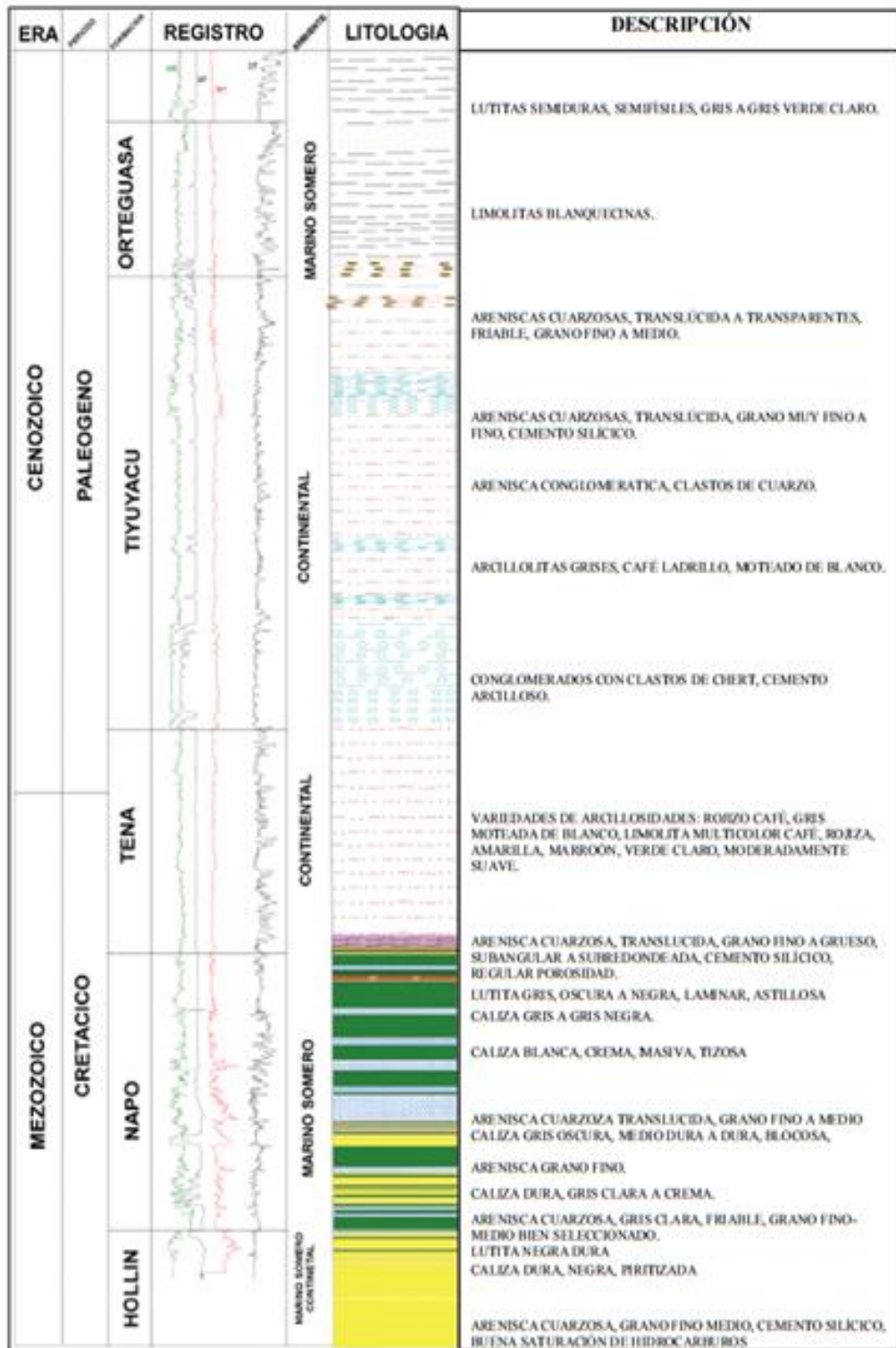


Figura 1.11 Columna Estratigráfica General del Campo Sacha
Fuente: RIO NAPO CEM

1.4.2. LITOLOGÍA

1.4.2.1. YACIMIENTO BASAL “TENA”

En la mayor parte está conformado por secuencias de grano fino a muy fino; lo que indica un desarrollo en forma irregular, propiciando la formación de estratos lenticulares o trampas estratigráficas en el campo y en la Cuenca Amazónica.

Con un espesor promedio de 10 a 15 pies, porosidad () de 18%, saturación de agua (**Sw**) de 31%, salinidad promedio que va de 24000 a 36000 ppm de NaCl y un °API de 25,1.

1.4.2.2. YACIMIENTO “U”

Está constituida por una arenisca cuarzosa, blanca, transparente grano fino a muy fino, ocasionalmente grano fino a medio, matriz calcárea, cemento silicio con inclusiones de glauconita y pirita, trazas de gilsonita.

La arenisca "U" Inferior constituida por una arenisca cuarzosa, marrón, café clara, grano fino a muy fino, ocasionalmente grano medio, regular selección, cemento silicio, buena saturación de hidrocarburos. Este yacimiento tiene un espesor neto promedio de 23 pies, porosidad de 20%, saturación de agua de 25% y una salinidad promedio de 30000-35000 ppm de NaCl y un °API de 28.6.

1.4.2.3. YACIMIENTO “T”

Tiene un espesor que oscila entre 30 y 100 pies. "T" Inferior, se trata de una arenisca cuarzosa, cemento silicio, grano medio a fino, localmente grano grueso, buena saturación de hidrocarburos, corte rápido, residuo café muy claro.

Forma la sección arenosa de la secuencia "T" de mayor continuidad vertical y lateral.

Con un espesor neto saturado de entre 20 y 90 pies y se encuentra más desarrollada en la parte central del campo, siendo menor de su desarrollo en el norte y sur del mismo, posee una porosidad promedio de 21%, saturación de agua de 14.8%, una salinidad promedio de 20000 a 25000 ppm de NaCl y un °API de 28

1.4.2.4. YACIMIENTO HOLLÍN SUPERIOR

El posible ambiente de depósito para este yacimiento es del tipo fluvial. Presenta una buena saturación de hidrocarburos con °API de 27.- Su espesor saturado es en promedio de 25 pies al centro del campo, de porosidad 12%, saturación de agua 35% y salinidad de 3891 ppm de NaCl, Se puede identificar en la zona lentes de caliza y lutitas intercalados. Hacia la parte Norte del Campo, el yacimiento se presenta en forma estratigráfica, disminuyendo el espesor neto saturado de 12 - 15 pies en promedio.

1.4.2.5. YACIMIENTO HOLLÍN INFERIOR

El posible ambiente de depositación es de tipo fluvial de edad Cretácica Inferior. Buena saturación de hidrocarburos con °API de 29, tiene un espesor promedio saturado de 45 a 55 pies, porosidad de 15%, saturación de agua entre el 20 y 40 % y una salinidad de 500 a 1500 ppm de NaCl. El ambiente de depositación que posiblemente se presenta es del tipo fluvial.




















ERA	PERÍODO	FORMACIÓN	TOPE FORMACIONAL	ESPESOR	AMBIENTE	LITOLOGÍA	DESCRIPCIÓN
CENOZOICO	PALEOGENO	ORTEGUAZA	5.313'	900'	CONTINENTAL MARINO	 	Lustras zemitadas, semifolias, gris a gris verde claro Limolitas blanquecinas
		TIYUYACU	6.212'	1.495'	FLUVIAL	   	Arenisca cuarzosa, translúcida, grano muy fino o fino, cemento Arenisca cuarzosa, translúcida o transparentes, frías, grano fino o Arolitas grises, café ladrillo, moteado de blanco Conglomerado con destos de Chert cemento arcilloso
	CRETACICO	TENA	7.827'	840'	CONTINENTAL	  	Variedad de arolitas: rojizo café, gris moteada de blanco, limolita multicolor, café, rojiza amarilla marrón verde claro, moderadamente suave. Arenisca cuarzosa, translúcida, grano fino a grueso subangular o subredondeado, cemento sílico.
		NAPO	8.667'	605'	MARINO	  	Lutita gris, oscura o negra, laminar, arcillosa Caliza gris o gris negra Caliza, blanca, crema masiva tizosa
			9.272'	60'			Arenisca cuarzosa translúcida, grano fino a medio
			9.332'	195'			Caliza gris oscura, medio dura a dura, blanca. Ligeramente fosilífera. Arenisca, grano fino
9.527'			30'			Caliza dura, gris clara o crema	
9.557'	50'			Arenisca cuarzosa, gris clara, frías, grano fino - media bien			
9.607'	175'		Lutita negra dura				
MEZOZOICO		HOLLIN	9.782'	218'	CONTINENTAL	 	Caliza dura, negra pintizada Arenisca cuarzosa, grano fino medio, cemento sílico, buena saturación de HC's

Figura 1.12 Descripción de estratigrafía
Fuente: RIO NAPO CEM

1.5. CAMPO SACHA: DESCRIPCION DE ARENAS PRODUCTORAS

1.5.1. GENERALIDADES

A continuación se muestra la descripción litológica de las arenas productivas en el Campo Sacha.

FORMACIÓN	DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA
HOLLIN SUPERIOR	ARENISCA
HOLLIN INFERIOR	ARENISCA
NAPO T SUPERIOR	ARENISCA
NAPO T INFERIOR	ARENISCA, LUTITA, CALIZA
NAPO U SUPERIOR	ARENISCA
NAPO U INFERIOR	ARENISCA Y LUTITA
BASAL TENA	ARENISCA

Tabla 1.9. Descripción de las arenas

Fuente: (Archivo Campo Sacha, Rio NAPO)

Elaborado: (Orrala J., Tomalá J.)

1.5.2. ESTRATIGRAFÍA LOCAL

En Sacha se encuentra localizada en la formación más importante de la Cuenca Amazónica, desde el punto de vista petrolífero. Se habla generalmente de una transgresión cretácica sobre una superficie bien nivelada por una erosión anterior.

1.5.2.1. HOLLÍN

Es la base de la edad del Cretácico dentro de la edad del Mesozoico; el ambiente de depositación es Marino Continental y tipo estuario dominado por mareas.

1.5.2.1.1. Arenisca Hollín Inferior

"Consiste en una arenisca blanca cuarzosa, consolidada, de grano muy fino a medio, ocasionalmente grano grueso, sub-redondeada a sub-angular, matriz y cemento silicio, inclusiones locales de carbón, ámbar, caolín y con ocasionales intercalaciones de niveles limosos y arcillosos.

1.5.2.1.2. Arenisca Hollín Superior

"Corresponde a una arenisca cuarzosa oscura, consolidada, calcárea, de grano muy fino, sub-redondeada, sub-angular, ligeramente calcáreas, duros esquistos están mezclados en la estratificación con la arenisca, matriz arcillosa, cemento silicio con inclusiones de glauconita y clorita.

1.5.2.2. NAPO

De edad ALBIANO de Inferior a Superior en la Arenisca "T" mientras tanto en la Arenisca "U", comprende de edad CENOMANIANO. Esta formación pertenece al periodo que va desde el Cretácico Medio al Superior y marca el inicio de la era Mesozoica.

1.5.2.2.1. Arenisca Napo "T"

Napo "T" Inferior: Constituida por una arenisca cuarzosa, café clara, grano medio a fino, localmente de grano grueso, cemento silicio, forma la selección arenosa de la secuencia Napo "T" de mayor continuidad vertical y lateral, es usualmente gris o marrón, pero en ciertos lugares es verde debido a la presencia de glauconita.

Napo "T" Superior: Es una arenisca cuarzosa, gris, translúcida, grano muy fino a fino, matriz calcárea, cemento calcáreo, inclusiones de

glaucionita. Es más discontinua y heterogénea que la de la formación Napo "T" inferior."

1.5.2.2. Arenisca Napo "U"

Napo "U" Inferior: Constituida por una arenisca cuarzosa, marrón, café clara, de grano fino a muy fino, ocasionalmente grano medio, cemento silicio, fluorescencia amarillo blanquecino, presenta saturación de hidrocarburos.

Napo "U" Superior: Constituida por una arenisca cuarzosa, blanca translúcida, transparente, grano fino a muy fino, matriz calcárea, cemento silicio, inclusiones de glauconita y pirita, trazas de gilsonita.

1.5.2.3. BASAL TENA

De edad MAESTRICHTIANO

1.5.2.3.1. RESERVORIO BASAL TENA

Compuesta por areniscas cuarzosas, blancas, translúcidas, buena saturación de hidrocarburos, moderadamente consolidada, grano medio a fino, subangular, subredondeada, selección moderada, matriz arcillosa.- El desarrollo de la arenisca es irregular, formando estratos lenticulares en todo el campo y en la Cuenca Amazónica.

Tena Superior, que pertenece a la edad del Paleoceno y constituye la base de la era Cenozoica. El ambiente de depositación es Continental.

Tena Inferior, la era Mesozoica tiene sus comienzos en la parte interior de Tena y pertenece a la edad Cretácica. El ambiente de depositación de esta parte de la formación es Continental a Marina Somera.

1.5.3. INSTALACIONES DE CAMPO

Consiste de los siguientes equipos dentro de lo que son Facilidades de Superficie:



Figura 1.13 Vista superior de unas de las instalaciones del Campo Sacha

Fuente:(Orrala J., Tomalá J.)

1.5.3.1. MANIFOLD

Se conocen también como múltiples de producción o colectores (Figura 1.13). Es una combinación de válvulas y tuberías, las cuales direccionan el flujo de los pozos hacia los separadores de prueba a través de tuberías de 4" de diámetro, o hacia los separadores de producción a través de tuberías de 10" de diámetro.- La presión de operación en las líneas varía entre los 20 a 24 psi.



Figura 1.14. Manifold estación Sacha Central

Fuente:(Orrala J., Tomalá J.)

Antes de que el fluido ingrese a los separadores de producción se inyectan los siguientes químicos: antiespumante, demulsificante y antiparafínico.- La producción total llega a 5 manifold (34 pozos conectados), en los cuales se distribuyen los pozos de alto corte de agua hacia los separadores de producción 1, 2 y 3; y los de bajo corte de agua hacia los separadores de producción 4 y 5.

1.5.3.2. SEPARADORES

En la estación Sacha Central existen 7 separadores bifásicos, 2 separadores de prueba y 5 separadores de producción.

Un separador es un recipiente metálico cerrado que sirve para separar la fase líquida de la fase gaseosa del hidrocarburo proveniente del manifold mediante un proceso mecánico, para lo cual el fluido debe permanecer en reposo dentro del recipiente por un periodo de tiempo para que la separación física de fases ocurra.

Originalmente los separadores de producción fueron trifásicos, pero, debido a problemas operativos fueron acoplados para operar como bifásicos, es decir, solo separan el líquido y gas.



Figura 1.15. Separadores de producción estación Sacha Central
Fuente:(Orrala J., Tomalá J.)

Los separadores de prueba son de menor capacidad que los separadores de producción, y sirven para conocer la producción de gas y líquido provenientes de un pozo mientras que los separadores de producción tienen capacidad para tratar el fluido de varios pozos.

Cada separador cuenta con una línea desde el manifold que sirve para dirigir el fluido hacia cualquiera de los separadores de producción, y de esta forma conocer hacia cual separador se dirige la producción de cada pozo. El tiempo de residencia en los separadores de producción es de 10 minutos.

1.5.3.3. BOTA DE GAS

Su función es recibir el crudo caliente proveniente de los separadores.- En la bota se desgasifica el crudo a presión atmosférica, el gas separado es enviado al Sistema de tratamiento de gas y el crudo es direccionado hacia el tanque de lavado.

1.5.3.4. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

Este sistema está constituido por los tanques de lavado y reposo y los tanques de oleoducto.

1.5.3.4.1. TANQUE DE LAVADO

Se lo conoce también como "wash tank". Tiene una capacidad de 72 490 barriles, de techo fijo. Cuenta con una bota de gas antes de la entrada del tanque de 288 barriles de capacidad, la cual se encarga de eliminar el gas en solución que no se separó en los separadores de producción.

La función del tanque de lavado es separar el fluido proveniente de los separadores bifásicos 1, 2 y 3 en sus fases de petróleo y agua, primeramente atrapando las gotas separadas en el colchón de agua

formado en el fondo que va de 7 a 8 pies de altura, y luego proporcionando un tiempo residencia suficiente para que el químico demulsificante actúe rompiendo el resto de la emulsión agua-petróleo.

Por la parte inferior se drena el agua separada, mientras que por la parte superior rebosa el petróleo hacia el tanque de reposo.



Figura 1.16 Tanque de lavado estación de Sacha Central
Fuente:(Orrala J., Tomalá J.)

Los tanques de lavado tienen techos fijos, para mantener una presión positiva y exenta de aire, se dispone de las llamadas válvulas de presión y vacío con arrestallamas y colchón de gas. Esto ayuda a prevenir la corrosión, eliminar potenciales fuentes de incendio y conservar algo de hidrocarburos gaseosos en solución. También cuenta con conexiones con los calentadores para incrementar la temperatura de la corriente de agua que ingresa al tanque de lavado y facilitar la separación de agua y petróleo.

1.5.3.4.2. Tanque de Reposo

Conocido también como tanque de surgencia, tiene una capacidad de 41970 barriles y tiene techo fijo. Es un tanque de almacenamiento principalmente, en el cual se recibe el petróleo con BSW máximo de 1%.

Pueden existir una o varias succiones a las bombas de transferencia, para enviar al tanque de oleoducto, localizadas a 3, 6 o 9 pies de altura. La configuración del techo y los accesorios es similar al tanque de lavado.

Tiene una bota de gas en la entrada de este tanque, por donde se recibe la producción de los pozos que tiene BSW 1%, directamente de los separadores de producción 4 y 5, para disminuir este petróleo en el tanque de lavado y generar un tiempo de residencia mayor. Figura 1.17.



Figura 1.17 Tanque de lavado estación de Sacha Central
Fuente: (Orrala J., Tomalá J.)

En este equipo se realiza las mediciones de nivel de petróleo y cantidad bombeada, para determinar la producción de una estación o determinar la proyección de producción cada 4, 6 u 8 horas.

El fluido motriz que se utiliza en el sistema de levantamiento por bombeo hidráulico es extraído de este tanque, ya que contiene bajo porcentaje de agua.

1.5.3.4.3. Tanques de oleoducto

Se cuenta con dos tanques de 161105 y 100000 barriles de capacidad. Estos son de techo flotante. Su función es la de almacenar el petróleo que será enviado hacia el oleoducto.

El tanque de oleoducto 2 tiene techo geodésico, mientras que en el tanque 1 se está realizando la instalación.

En estos tanques se recolecta la producción de las estaciones: Sacha Central, Norte 1, Sur.

La Tabla 1.10. Contiene especificaciones técnicas de los tanques existentes en la estación Central.

TIPO	ALTURA (PIES)	DIAMETRO (PIES)	DESCARGA (PIES)	CAPACIDAD	
				NOMINAL	OPERATIVA
LAVADO	36	120	33	72490	66462
REPOSO	30	100	9 Y 18	41970	39172
OLEODUCTO 1	43	164	1	161105	131145
OLEODUCTO 2	43,3	164	1	100000	90000

Tabla 1.10 Especificaciones técnicas de los tanques

Fuente: (Archivo Campo Sacha, Río NAPO)

Elaborado: (Orrala J., Tomalá J.)

Así también lo conforman otros sistemas como:

- SISTEMA DE TRATAMIENTO DE GAS
- SISTEMAS DE REINYECCION DE AGUA
- SISTEMA DE BOMBEO
- SISTEMA HIDRAULICO CENTRALIZADOS O DE POWER OIL
- SISTEMA DE TRANSFERENCIA
- SISTEMA CONTRA INCENDIO

1.6. FORMACIONES PRODUCTORAS DE “U” y “T” DEL CAMPO SACHA.

Como ya se conoce, los estudios exhaustivos en el Campo Sacha, la totalidad del petróleo conocido a la fecha en la CUENCA ORIENTE

proviene de reservorios del Cretácico; los reservorios "U" y "T" tienen analogía con reservorios formados con sedimentaciones semejantes en el resto de las cuencas subandinas y del Este de las montañas rocallosas de EEU U.

Las formaciones Napo U y T presentan una temperatura en el orden de 230 °F, presión actual de 1.500 psi, salinidad alrededor de 30.000 ppm.

“En la actualidad, un problema común que se presenta en el campo, es la baja producción o el cierre de ciertos pozos por: alto contenido de agua, parafinas, sólidos, daños de formación, fallas mecánicas en completaciones, problemas de obstrucción (pescado), y principalmente la caída de presión en los yacimientos de la formación Napo “U” y “T”, entre otros.”

1.6.1. RESERVORIO NAPO

En la formación Napo el desplazamiento de los fluidos del yacimiento se debe a la expansión de los fluidos y compresibilidad de la roca, adicionalmente cuenta con acuíferos laterales para sus reservorios.

La arena “U” inferior presenta dos acuíferos laterales claramente definidos, uno se inicia por el flanco noreste afectando la parte norte del reservorio y el otro en la parte suroeste. Los acuíferos laterales del yacimiento “U” son también un mecanismo de producción, que con el tiempo han venido inundando la parte centro y noreste del reservorio.

En el reservorio “T” inferior existe un acuífero lateral que viene del noreste del campo afectando en mayor grado la zona norte.- Esta intrusión de agua no ha sido suficiente para mantener la presión de estas arenas por lo que desde 1986 se ha implementado un sistema de recuperación mejorada mediante la inyección periférica de agua lo que ha disminuido la caída de presión de estos reservorios.

1.6.1.1. NOTACION PETROFISICA EN LAS FORMACIONES “T” y “U”

Reservorio Napo “T”. Tiene un espesor neto saturado de aproximadamente 20 pies, porosidad 14,5 %, una saturación de agua inicial de 15 a 20 %, una salinidad promedio de 20.000 a 25.000 ppm de NaCl y un crudo mediano de 30,3° API.

Reservorio Napo “U”. Este reservorio tiene un espesor neto promedio de 30 pies, porosidad de 14 %, saturación de agua inicial de 20 a 25 %, salinidad promedio de 30.000 a 35.000 ppm de NaCl y un crudo mediano de 22,8° API.

RESULTADOS PETROFISICOS							
AREA	ESPESO R NETO	TOPE (PIES)	BASE (PIES)	Vsh PROM EDIO	POROSIDAD PROMEDIA	SATURACIO N DE AGUA	SATURACI ON DE PETROLEO PROMEDIO
“U” SUPE RIOR	20	9824	9846	0.136	0.117	0.152	0.85
“U” INFERI OR	8	9862	9872	0.030	0.161	0.222	0.78
“T”	12	10092	10120	0.080	0.108	0.138	0.82

Tabla 1.11. Especificaciones técnicas de los tanques

Fuente: (Archivo Campo Sacha, Rio NAPO)

Elaborado: (Orrala J., Tomalá J.)

CAPITULO II

2.REGISTROS ELECTRICOS Y HERRAMIENTAS DE HUECO ABIERTO

2.1. INTRODUCCIÓN

El Perfilaje de Pozos a hueco abierto es una técnica utilizada en la industria petrolera para grabar propiedades roca – fluidos y encontrar zonas de hidrocarburos en las formaciones geológicas dentro de la corteza terrestre.

La mayoría de los yacimientos de hidrocarburos están asociados con rocas sedimentarias, las cuales están compuestas de una parte sólida (matriz de roca) y una parte fluida (espacio poroso). El objetivo principal en la evaluación de formaciones es estudiar y describir este sistema roca – fluidos, esto implica un entendimiento claro de las propiedades como litología, porosidad, permeabilidad y saturaciones. Estas propiedades físicas no pueden ser medidas directamente en el pozo, sino inferidas a partir de las mediciones de los registros eléctricos a hueco abierto.

Los registros eléctricos a hueco abierto constituyen el eje central de todos los métodos de Evaluación de Formaciones. Este es el único método que tiene la capacidad de registrar tantas propiedades de las formaciones para presentarlas en forma continua a lo largo de todo el pozo.

Este método mide las propiedades eléctricas, acústicas y radioactivas de la formación, las cuales son interpretadas y convertidas en propiedades como porosidad, saturación de agua (S_w), saturación de petróleo (S_o) y tipo de roca, entre otras.

Una gran cantidad de dispositivos de perfilaje han sido utilizados a lo largo de los años de la industria petrolera, muchos de ellos están fuera de uso, otros han sido mejorados con las nuevas tecnologías.

Los dispositivos de perfilaje que se bajan al pozo son diseñados para medir las propiedades eléctricas, acústicas y radioactivas de la formación y presentan las respuestas en forma continua, como un registro a lo largo de todo el pozo. Una gran cantidad de dispositivos basados en estos

principios de medición han sido diseñados y utilizados en la industria petrolera desde el año 1927, muchos de ellos están fuera de uso, otros han sido mejorados con las nuevas tecnologías. El objetivo de este capítulo es presentar cada uno de los dispositivos y analizar las aplicaciones y limitaciones de los perfiles dados por ellos.

2.2. REGISTRO DE IDENTIFICACIÓN LITOLÓGICA

2.2.1. REGISTRO DE RAYOS GAMMA (GR)

Es un método para medir naturalmente la radiación gamma de las rocas o sedimentos en un pozo. Las rocas emiten diferentes cantidades y espectros de radiación gamma. En particular las lutitas por el contenido de potasio radiactivo de las arcillas y por su capacidad de intercambio catiónico que hace que absorban uranio y torio. Esta diferencia en la radioactividad hace posible distinguir las formaciones arcillosas de las no arcillosas.

La radiación gamma es registrada en unidades API. Los registros son afectados por el diámetro del pozo así como por el fluido pero de todos modos es más común utilizar este registro de forma cualitativa así que no amerita hacer muchas correcciones. Un registro común de rayos gamma no distingue los elementos radiactivos mientras que el gamma espectral si puede hacerlo diferenciando a longitudes de onda de sus radiaciones gamma. Mide el nivel de la presencia natural de Rayos Gamma en las formaciones. Básicamente, la emisión de rayos gamma es producida por tres series radioactivas encontradas en la corteza terrestre, como lo son: series de Potasios (K^{40}), de Uranio y de Torio. Las arcillas y el carbón exhiben alta radiación de rayos gamma, sin embargo las arenas y carbonatos muestran baja radiación Gamma.

2.2.1.1. PRINCIPIO FÍSICO DE LA HERRAMIENTA

La mayor parte de la radiación por rayos gamma en la tierra se origina por la desintegración de tres isótopos radioactivos: el potasio 40 con una vida medio de 1.3×10^9 años; el uranio 238 con una vida media de 4.4×10^9 años y el torio 232 con una vida media de 1.4×10^{10} años. El potasio 40 se desintegra directamente en Argón 40 estable con una emisión de 1.46 MeV de rayos gamma. Sin embargo, el uranio 238 y el torio 232 se desintegran sucesivamente a través de una larga secuencia de distintos isótopos hijos antes de llegar a isótopos estables de plomo.

Como resultado, se emite rayos gamma de muy diferentes energías y se obtienen espectros de energía bastante complejos. Una vez que se conoce la población de isótopos padres también se puede encontrar la cantidad de isótopos no radioactivos. La proporción entre potasio 40 y potasio total es muy estable y constante en la tierra, mientras que, a exclusión del torio 232, los isótopos de torio son muy raros, por los que no se pueden tomarlos en cuenta.

2.2.1.2. PRINCIPIO DE MEDICIÓN DE LA HERRAMIENTA

La herramienta NGS utiliza un detector de centello de yoduro de sodio contenido en una caja de presión que durante el registro se mantiene contra la pared del pozo por medio de un resorte inclinado. Los rayos gamma emitidos por la formación casi nunca alcanzan el detector directamente. Más bien, están dispersos y pierden energía por medio de tres interacciones posibles con la formación: efecto fotoeléctrico, dispersión de Compton, y producción de pares. Debido a estas interacciones y a la respuesta del detector centello el yoduro de sodio, los espectros originales se convierten en los espectros manchados.

Efecto fotoeléctrico: consiste en la emisión de electrones por un material cuando se hace incidir sobre él una radiación electromagnética (luz visible o ultravioleta, en general)

Efecto Compton: consiste en el aumento de la longitud de onda de un fotón de rayos X cuando choca con un electrón libre y pierde parte de su energía.

Producción de pares: si la energía del rayo gamma incidente es mayor que la correspondiente a dos veces la masa en reposo del electrón.

Espectrometría: son métodos instrumentales empleados en química analítica basados en la interacción de la radiación electromagnética.

Feldespatos: son un grupo de minerales tectos y aluminosilicatos que corresponden en volumen a tanto como el 60% de la corteza terrestre.

Aluminosilicatos: es un mineral que contiene óxido de aluminio y sílice.

2.2.1.1 PRESENTACIÓN DEL REGISTRO

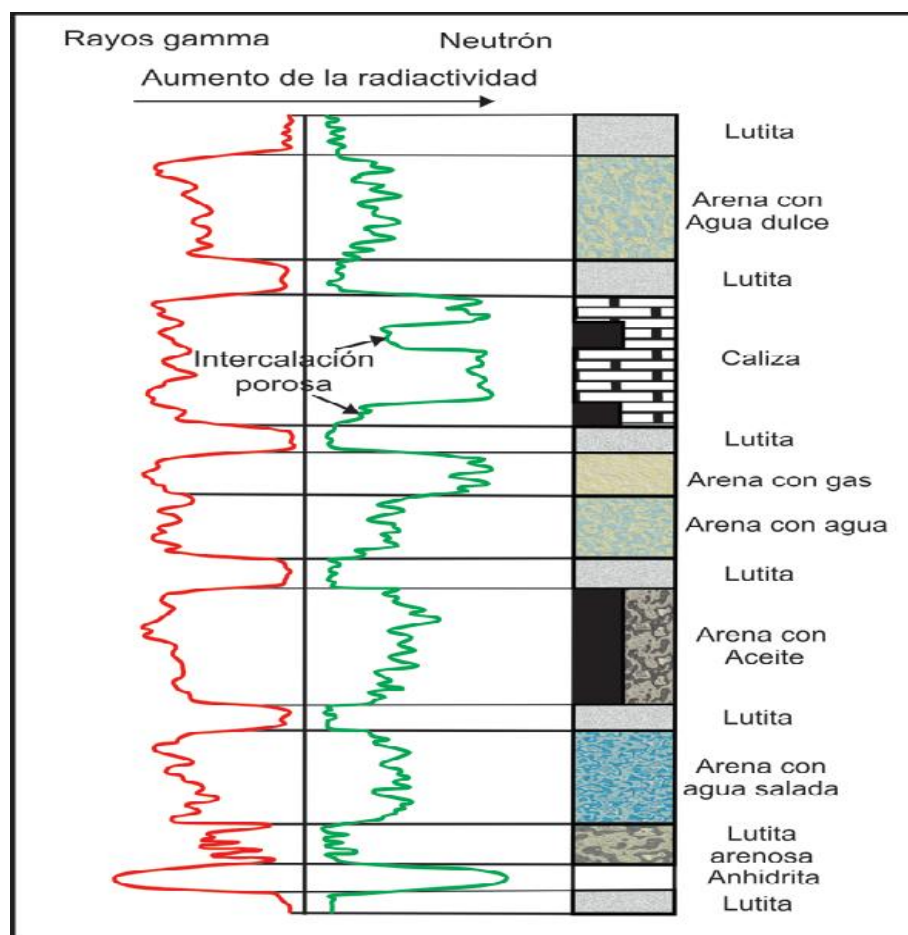


Figura 2.1. Presentación de un registro de rayos gamma en conjunto con un registro neutrón, en donde se aprecia el comportamiento de la curva dependiendo del tipo de roca y el fluido presente

Fuente: (Freire Proaño, Víctor; UTE, interpretación y uso de registros eléctricos a hueco abierto 2012)

2.2.1.3. CORRECCIONES POR CONDICIONES DEL POZO

Una de las condiciones más importantes en la medición de la radiactividad en los pozos, es el tipo de lodo de perforación que se esté utilizando. Para un mismo tipo de lodo, mientras sea mayor el diámetro del agujero menor será la intensidad de la radiactividad registrada. Generalmente las irregularidades que se presenten en el agujero no afectan las mediciones de la radiactividad, aunque puede haber casos en donde existan cavernas y es sólo en estos casos que sí se podrían tener disminuciones.

Por otro lado la naturaleza del fluido de perforación que se esté utilizando depende de varios factores:

- Su composición y por ende su densidad afectará al registro de rayos gamma ya que mientras mayor sea la densidad del lodo, menor será la intensidad de las radiaciones registradas.
- Su número atómico efectivo Z permitirá que la absorción de los rayos gamma en las formaciones sean mayores si estos contienen bentonita.
- Su contenido en materiales radiactivos como sales de potasio y bentonita incrementara la radiactividad por la columna de lodo.

2.2.1.4. APLICACIONES

- Correlación de pozo a pozo.
- Indicación de esquisto en las formaciones
- Hallar depósitos de minerales radioactivos
- Calcular el volumen de esquisto en las formaciones
- Para sustituir al SP cuando este no sirve.

- Determinaciones de profundidad
- Correlación de pozo abierto a pozo cerrado
- Posición de cañones
- Producción de agua en pozos viejos
- Problemas de Workover

2.2.2. REGISTRO DE ESPECTROMETRÍA DE RAYOS GAMMA (NGS)

2.2.2.1. PRINCIPIO FÍSICO DE LA HERRAMIENTA

La herramienta que permite tomar espectroscopia de rayos gamma está compuesta de un detector de centelleo con un cristal de yoduro de sodio activado por talio que se encuentra contenido en una caja sellada a presión, la cual durante la toma del registro se mantiene pegada a la pared del pozo por medio de un resorte inclinado.

Aquellos rayos gamma que son emitidos por la formación casi nunca logran alcanzar el detector directamente, sino que se encuentran dispersos y van perdiendo energía a través de los 3 efectos mencionados en el registro de rayos gamma naturales:

- El Efecto Fotoeléctrico,
- El Efecto Compton
- La Producción de Pares.

Debido a estas interacciones y la respuesta del detector, los espectros se vuelven más difusos.

La herramienta NGS de la compañía Schlumberger en particular, ofrece 5 ventanas de medición del espectro de rayos gamma, esto para poder obtener una mayor y más completa información sobre los espectros del Torio, Uranio y el Potasio reduciendo así las variaciones estadísticas.

La parte más alta de espectro se divide en las ventanas W3, W4 Y W5 respectivamente, en donde cada ventana cubre un pico característico de las series radiactivas, y si se conoce la respuesta de la herramienta y el número de conteos por ventana es posible determinar las cantidades de Torio 232, Uranio 288 y Potasio 40 en la formación. Sin embargo, es posible poder obtener muchos mejores resultados si se toman en consideración las porciones remanentes del espectro (es decir las porciones de menores energías) ya que pueden contener información pertinente y substancial dentro de las mediciones espectrofotométricas.

Del mismo modo en que la compañía Schlumberger tiene su herramienta de espectrometría de rayos gamma y realiza mediciones de las concentraciones de las series radiactivas mediante ventanas, también las distintas empresas que se dedican a este rubro manejan sus variantes de la herramienta y sus propios métodos de interpretación. Entre las principales herramientas tenemos:

Principales herramientas de espectrometría de rayos gamma												
Compañía	Herramienta	Detector	Num. de Ventanas	Num. de Canales	Rango del Espectro (MeV)	Rango (API)	Muestreo /ft	Velocidad de Logeo	Resolución Vertical (90%) en pulgadas	Profundidad de Investigación 50-90%	Precisión en % & API	Exactitud en % & API
Schlumberger	NGS	NaI(Tl)	5		0.06-3	0-2000		1800	8-12		9.5	K:0.5 Th:3.2, U:2.3
	HNGS	2(BGO)		256	0.06-3	0-2000		1800	8-12		9.5	K:0.4, Th:2, U:2
Halliburton	CSNG	NaI(Tl)		768	0.06-3	0-1500	4 o 10	600	18-36	4	11	3 5 5 5
	KUTH	BGO										
Baker-Atlas	S.	NaI(Tl)	3	256				600				

Figura 2.2 Principales herramientas de espectrometría de rayos gamma utilizadas por las distintas compañías de servicio a la industria petrolera.

Fuente: (Freire Proaño, Víctor; UTE, interpretación y uso de registros eléctricos a hueco abierto 2012)

2.2.2.2. PRINCIPIO DE MEDICIÓN DE LA HERRAMIENTA

La herramienta NGS utiliza un detector de centello de yoduro de sodio contenido en una caja de presión que durante el registro se mantiene contra la pared del pozo por medio de un resorte inclinado.

Los rayos gamma emitidos por la formación casi nunca alcanzan el detector directamente. La parte de alta energía del espectro detectado se divide en tres ventanas de energía denominadas, W1, W2, W3, cada una cubre un pico característico de las tres series de radioactividad. Conociendo la respuesta de la herramienta y el número de conteo de cada ventana es posible determinar las cantidades de torio 232, uranio 238 y potasio 40 en la formación.

2.2.2.3. PRESENTACIÓN DE REGISTRO

Normalmente en los registros de espectrometría de rayos gamma sólo se presentan ya los datos finales de las concentraciones radiactivas de Torio, Uranio y Potasio de la formación que fueron previamente filtrados por variaciones estadísticas, y estos se grafican en las pistas 2 y 3 del registro.

Las concentraciones de Torio y Uranio se presentan en partes por millón (ppm) mientras que la concentración de Potasio se presenta en porcentaje (%).

Del mismo modo también es común que se presente una curva de rayos gamma naturales en la pista 1 del registro, la cual es obtenida por medio de una combinación lineal de los 3 elementos radiactivos y sus respuestas individuales o bien si se quisiera también es posible obtener una curva de rayos gamma “libre de uranio” resultado de la combinación

de las curvas de Torio y Potasio permitiendo en muchos casos obtener una arcillosidad más verdadera de la formación (Figura 2.5).

Es obvio que las formaciones individuales pueden tener cantidades significativas mayores o menores y algunos minerales específicos con concentraciones características de Torio, Uranio y Potasio. Por lo tanto las curvas del registro NGS se pueden utilizar para identificar minerales o el tipo de mineral que constituye a la formación.

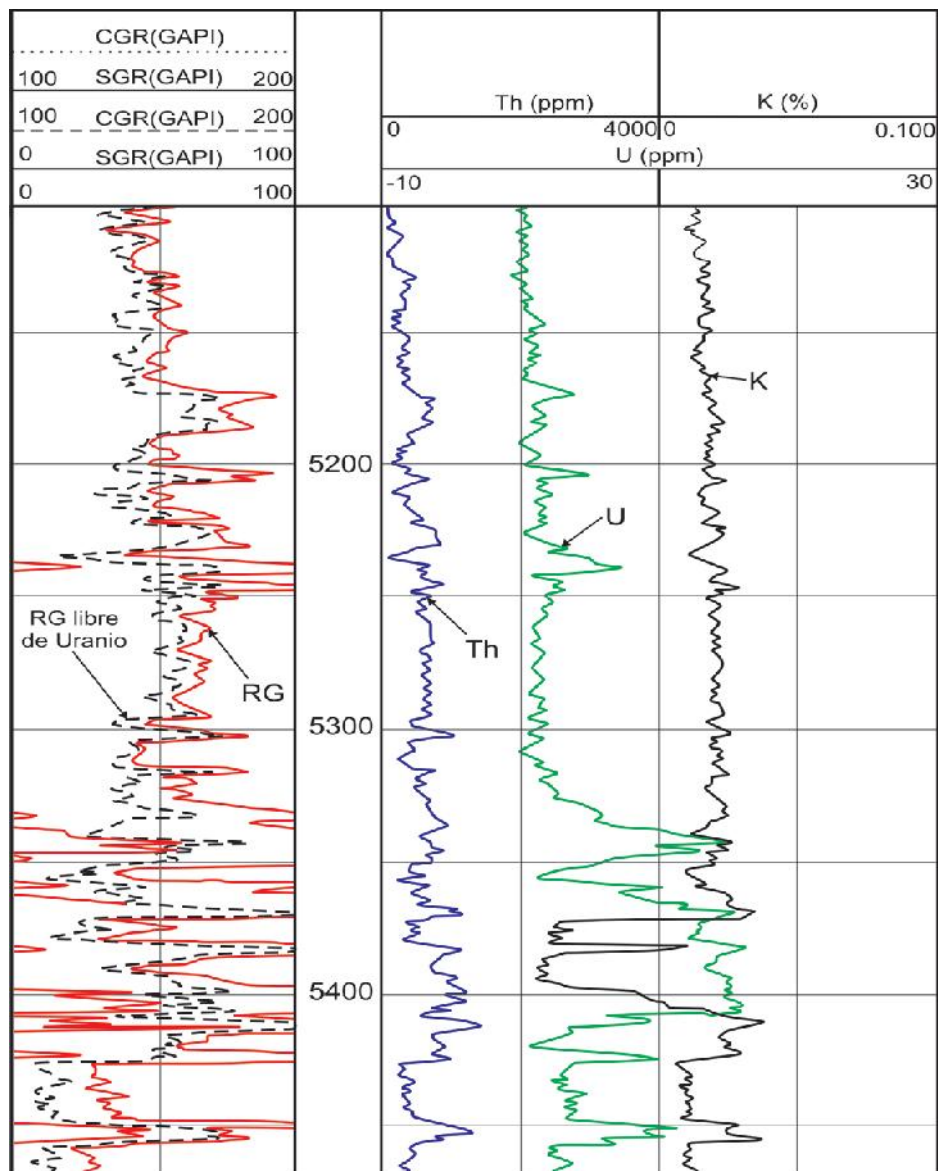


Figura 2.3 Presentación de un registro de espectroscopia de rayos gamma en donde se logran observar las curvas respectivas a las concentraciones de Torio, Uranio y Potasio y la curva de rayos gamma libre de presencia de uranio

Fuente: (Schlumberger, 2008).

2.2.2.4. APLICACIONES

- Análisis del tipo de Arcilla
- Detección de minerales pesados
- Contenido de Potasio en evaporitas
- Correlación entre pozos

2.2.3. REGISTRO POTENCIAL ESPONTANEO (SP)

El método eléctrico de prospección se basa en el estudio de campos de potencial eléctrico, tanto en lo referente a los naturalmente existentes en la corteza terrestre, como a los artificialmente provocados en la misma. Mediante estas mediciones se puede determinar la situación en el subsuelo de criaderos minerales o reconocer estructuras geológicas.

El potencial espontáneo es un fenómeno natural que existe en el pozo cuando dos fluidos de diferentes salinidades se ponen en contacto. Este se manifiesta como una diferencia de potencial o voltaje en los contactos entre las formaciones permeables y las lutitas. La corriente o fuerza electromotriz generada se denomina efecto o potencial electroquímico. La penetración del filtrado de lodo dentro de la formación puede causar también un potencial denominado potencial electrocinética, que por lo general tiene un valor muy bajo y puede ser generalmente despreciado.

La curva de potencial espontáneo es un registro de la diferencia de potencial eléctrico entre dos electrodos, uno móvil, en el pozo y otro fijo, en la superficie. La curva se registra como la deflexión desde una línea base arbitrariamente fijada por el ingeniero a cargo de la operación, hacia

la izquierda o hacia la derecha, originada por la diferencia entre la salinidad del filtrado de lodo y la salinidad del agua.

2.2.3.1. GEN DEL POTENCIAL ESPONTÁNEO

Dentro del pozo se originan potenciales eléctricos espontáneos en las interfaces entre las rocas permeables e impermeables, así como en la interface de la entre la zona virgen y la zona lavada, como se muestra en la siguiente figura 2.4.

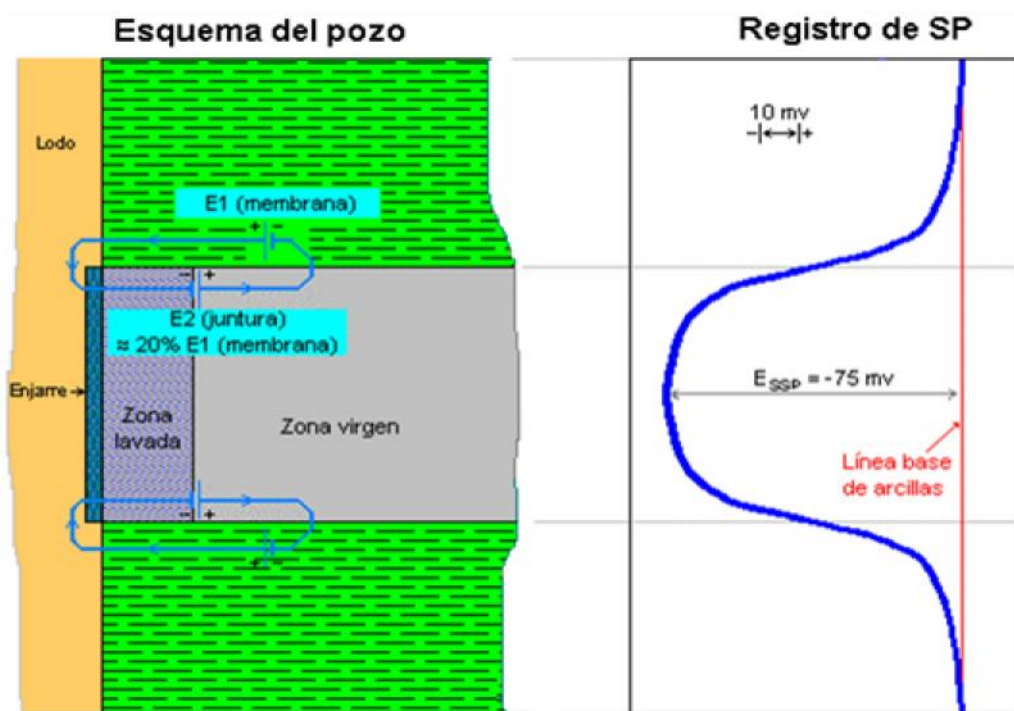


Figura 2.4 Esquema de pozo, potencial eléctrico espontáneo
Fuente: (Alvarado, Khalil, 2009)

Como consecuencia se establece la circulación de corrientes eléctricas dentro de la formación las cuales atraviesan el lodo dentro del pozo originando deflexiones en la curva del SP.

En otras palabras; las deflexiones de la curva del SP resultan de las corrientes eléctricas que fluyen en el lodo del pozo.

No existe ninguna corriente eléctrica dentro del pozo en el centro de una lutita, debido a que esta es impermeable y en consecuencia la curva del SP es plana llamándose "Línea – Base de Lutitas".

Por otro lado, en frente de formaciones permeables la curva muestra deflexiones con respecto a la Línea – Base de Lutitas; en las capas gruesas estas deflexiones tienden a alcanzar una curva esencialmente constante, definiéndose así una línea de arena.

La deflexión puede ser a la izquierda (Negativa) o a la derecha (Positiva), dependiendo principalmente de las salinidades relativas del agua de formación y del filtrado del lodo; siendo de la siguiente manera:

- Si la salinidad del agua de formación es mayor a la del filtrado del lodo la deflexión será hacia la izquierda.
- Si la salinidad del filtrado del lodo es mayor a la del agua de formación la deflexión ser hacia la derecha.
- No se puede registrar una curva del SP en pozos llenos de lodos no conductivos ya que estos no proporcionan una continuidad eléctrica entre el electrodo del SP y la formación. Además, si las resistividades del filtrado del lodo y del agua son casi iguales, las deflexiones del SP serán muy pequeñas y la curva no será muy significativa.

2.2.3.2. PRINCIPIO FÍSICO Y DE MEDICIÓN DE LA HERRAMIENTA

Para realizar la medición del SP se utilizan distintos instrumentos montados en una sonda que se baja al pozo mediante un cable conductor. Este cable es de acero y normalmente posee siete (7) conductores eléctricos que sirven para alimentar eléctricamente a los equipos del pozo y al mismo tiempo hacer llegar a la superficie los datos leídos por las diferentes sondas a medida que realizan el recorrido en el interior del pozo.

A medida que se va recogiendo el cable la sonda va midiendo, y las lecturas que son enviadas a través del cable, se registran en cintas magnéticas que posteriormente serán utilizadas para la interpretación de datos.



Figura 2.5 Herramienta utilizada para realizar la medición del SP

Fuente: (Alvarado, Khalil, 2009)

2.2.3.3. UNIDAD DE MEDICION DEL SP

La unidad de medición del Potencial Espontáneo es el mili voltio (mV), ya que cuantifica la diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos, en este caso, mide la diferencia de potencial eléctrico entre dos electrodos, uno móvil, en el pozo y otro fijo, en la superficie. El voltio se define como la diferencia de potencial a lo largo de un conductor cuando una corriente de un amperio utiliza un vatio de potencia.

2.2.3.4. PRESENTACIÓN DEL REGISTRO

La forma que tendrá la curva del SP a cualquier nivel, será proporcional a la intensidad de las corrientes del SP en el lodo del pozo a ese nivel. En la Figura 2.8 se aprecia cómo se dan las corrientes en el lodo, mostrando que los valores máximos corresponden a los límites permeables y la

pendiente máxima de la curva muestra un punto de inflexión que se da en estos límites.

Como se mencionó anteriormente, la respuesta que tendrá el SP frente a una formación permeable será y estará dada en función de la salinidad de los fluidos involucrados en la profundidad a la que se da la invasión (filtrado del lodo y fluidos de la formación).

Esto permite por ende determinar límites de capas permeables y poder con ellos determinar la resistividad verdadera del agua de formación (R_w). La deflexión que presentará la curva será a la izquierda (negativa) en caso de fluidos con salinidad mayor a la del lodo de perforación, o a la derecha (positiva) cuando el fluido de la formación sea agua dulce. Dicha respuesta se graficará en el primer carril del registro comúnmente acompañado también por un registro de resistividad del lado derecho en un segundo carril en el registro.

La forma que tendrá la curva del SP, así como la amplitud de la deflexión enfrente de la capa permeable, dependerá entonces de varios factores (Figura 2.6). Éstos afectarán la distribución de las líneas de corriente del SP y las disminuciones de potencial que tiene lugar en cada uno de los medios, a través de los cuales fluye la corriente. Podemos enunciar entre estos factores a:

- El espesor de la capa (h) y resistividad verdadera (R_t) de la capa permeable.
- La resistividad (R_{xo}) y diámetro de invasión (d_i) de la zona contaminada o invadida por el filtrado del lodo.
- Resistividad de la capa adyacente de lutita (R_s).
- Resistividad del lodo (R_m) y diámetro del agujero (d_h).
- Contenido de arcilla y composición del fluido de perforación.

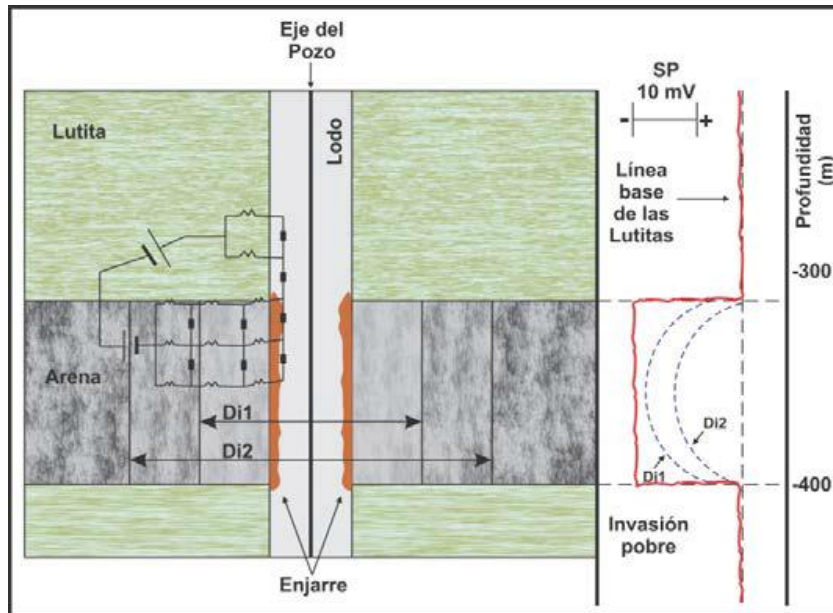


Figura 2.6 Perfil que muestra cómo se dan las deflexiones del SP en función de la profundidad a la que se está dando la invasión.
Fuente: (Schlumberger, 2008)

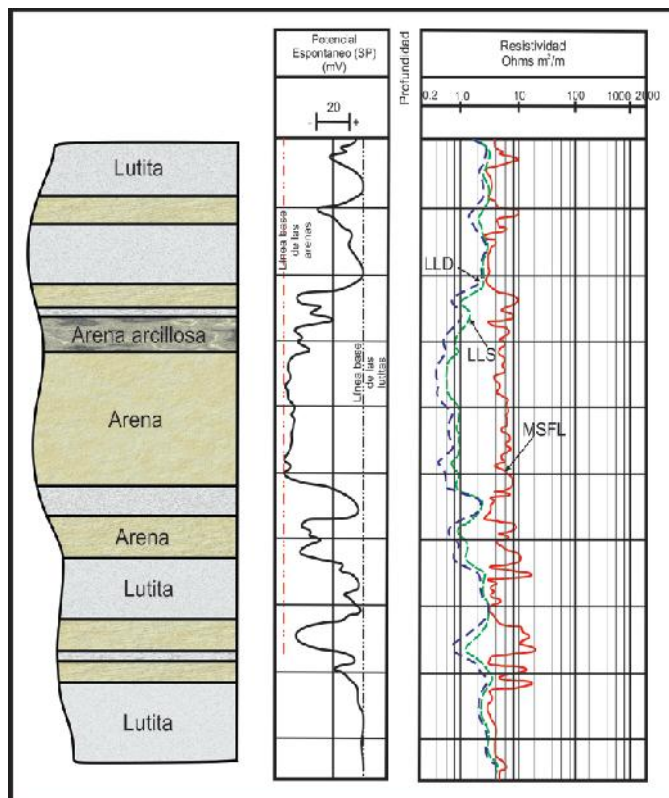


Figura 2.7 Esquema donde se ejemplifica un registro y se ilustra la curva del SP o potencial natural junto con las curvas de línea base de las arenas y línea base de las lutitas
Fuente: (Schlumberger, 2008).

En la interpretación de los registros, en ocasiones se presentan situaciones que por su frecuencia, constituyen algunas veces una parte esencial de la interpretación diaria. Por otro lado, el saber interpretar con eficiencia estas condiciones es fundamental para poder llegar al objetivo, que es generalmente determinar la existencia de hidrocarburo.

2.2.3.5. APLICACIONES

- Identificación oportuna de capas porosa y permeables (la deflexión de la curva será positiva o negativa dependiendo el tipo de fluido que tenga la formación así como de la permeabilidad de la misma).
- Determinación de R_w , una vez conocidos R_{mf} y la temperatura del intervalo que se esté analizando.
- Identificación relativa del tipo de litología.
- Identificación cualitativa del contenido de arcilla.
- Es un buen indicador de posibles saturaciones de aceite y/o gas en arenas arcillosas así como de la interfaz entre ambos fluidos.

2.2.3.6. CALIBRACIÓN DE LA HERRAMIENTA

El Potencial Natural (SP) es medido en mV entre un electrodo en el fondo y uno en superficie (figura 2.8). Este voltaje es medido directamente por los convertidores.

Analógico/Digital de la unidad. La señal no tiene que ser calibrada y la exactitud de la medición depende solamente de la precisión de los convertidores A/D, que son chequeados antes de cada trabajo por el programa Q- Check.

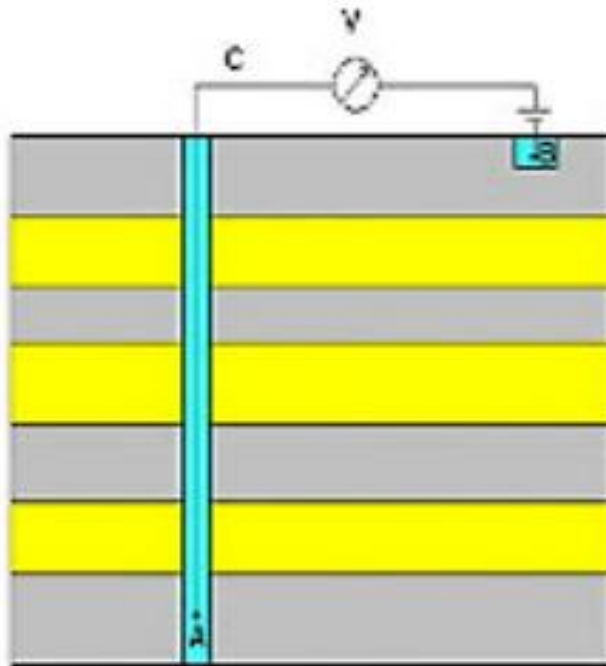


Figura 2.8 Representación de la medición del SP
Fuente: (Petroblogger, 2015)

2.2.4. REGISTRO DE MICRORESISTIVIDAD

2.2.4.1. REGISTRO MICROLOG (ML)

Este registro fue desarrollado por la compañía Schlumberger a partir del año 1939 y su objetivo principal fue dar las características de las formaciones en las zonas más cercanas al pozo. Fue diseñada de tal manera que su radio de investigación fuera pequeño y por consiguiente que se encuentre en contacto con las formaciones que atraviesa. Debido a esto último la herramienta que toma este registro permite establecer el diámetro del pozo en cada instante ya que los electrodos que toman el registro microlog se encuentran en una almohadilla sobre un brazo que se abre neumática o hidráulicamente adhiriéndose a la pared del pozo. En el lado opuesto se encuentra otro brazo lateral que sirve de apoyo para registrar el diámetro real del pozo.

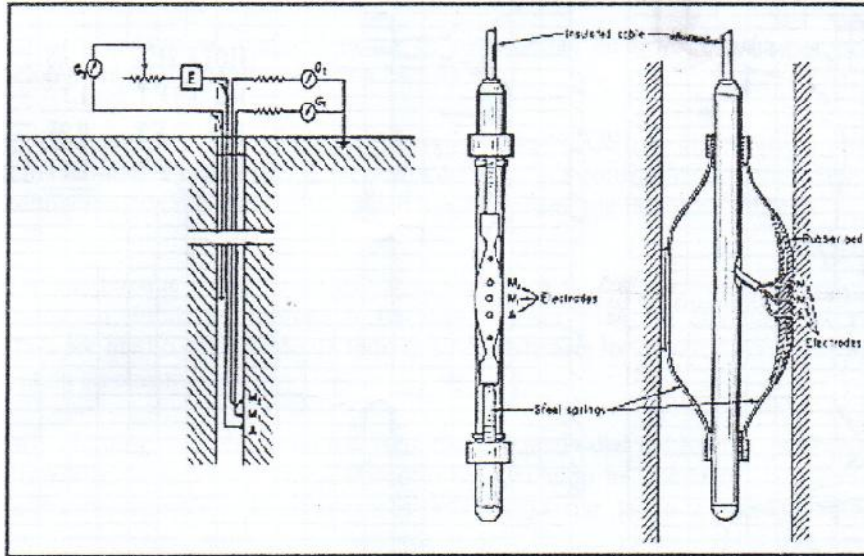


Figura 2.9 Diseño de herramienta para registro microlog
Fuente: (Petroblogger, 2015)

2.2.4.1.1. PRINCIPIO DE MEDICIÓN

El registro está constituido por 2 curvas de resistividad que son tomadas simultáneamente a la profundidad, la una es una curva que se toma con los electrodos A y M2 y que tiene un espaciamento de 2 pulgadas y la otra es una curva lateral que se toma con los electrodos A, M1 y M2 que tienen un espaciamento AO de $\frac{1}{2}$ pulgadas, siendo O el punto medio entre M1 y M2. La figura V – 1 nos muestra esta herramienta

La curva normal corta se llama también Micro – Normal y la curva lateral toma la denominación de Micro – Inversa, aunque a veces a la primera se la denomina simplemente Normal de 2" y a la segunda se la denomina Lateral de 1"x1".

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

2.2.4.1.2. PRESENTACIÓN DEL REGISTRO

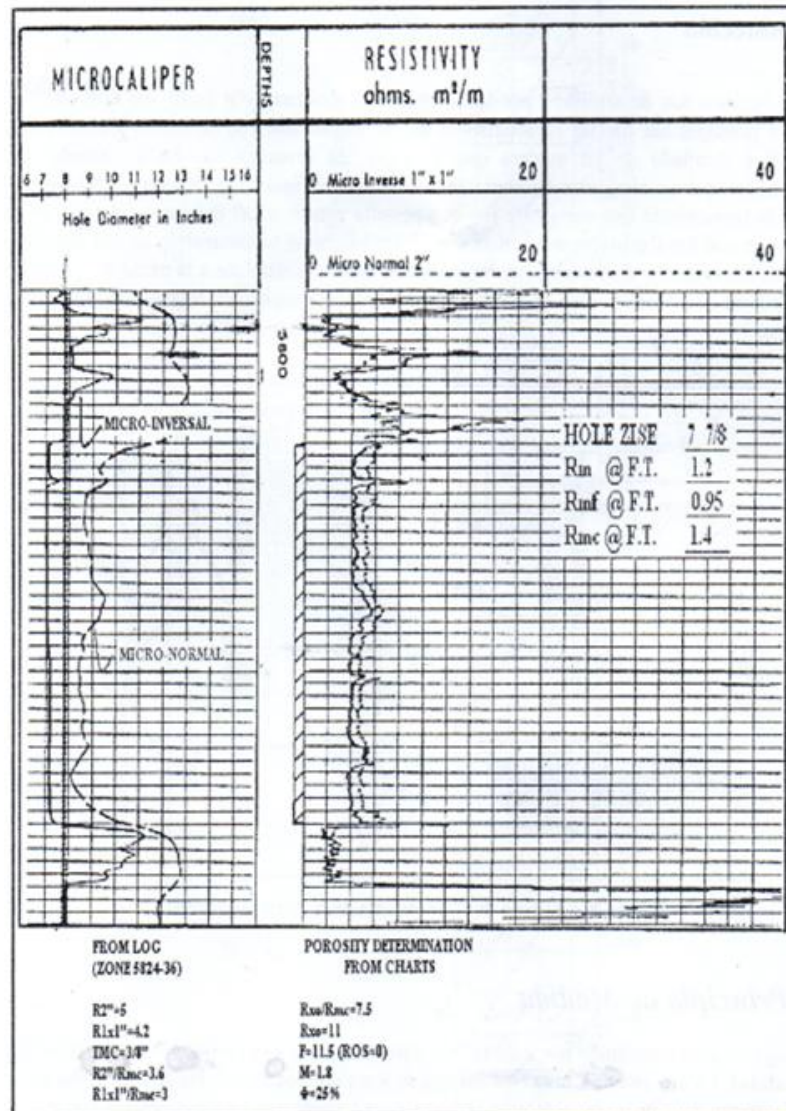


Figura 2.10 Registro microlog
Fuente: (Petroblogger, 2015)

La figura. 2.10 muestra cómo se presenta el registro Microlog. En el primer carril viene un registro micro - caliper que como se dijo anteriormente nos da la medida del calibre del pozo a la profundidad y en el segundo y tercer carril se encuentra el registro Microlog con sus dos curvas micro – inversa y micro – normal.-

El registro Microlog responde a muchas características de las formaciones, las cuales se hacen visibles inmediatamente con la

interpretación del registro y es por esta razón que se lo utiliza en una interpretación rápida de la situación que presentan las formaciones que atraviesa un pozo.

El registro Microlog cuando hay presencia de una zona permeable y porosa responde con una separación positiva entre las dos curvas, la cual se tiene cuando la curva Micro – Normal que viene representada por una línea punteada lee un valor mayor que la micro – inversa que viene representada por una línea continua. Cuando no hay presencia de estas formaciones generalmente la separación es negativa la cual es indicado por una separación inversa a la anterior descrita o también por una separación errática de entrecruzamiento de las curvas.

También dentro de una formación permeable y porosa de agua salada puede ocurrir que la separación sea invertida debido a la difusión hacia el pozo de agua de la formación.

En otras situaciones tales como alargamiento del pozo debido a la característica de la formación o por cualesquiera otra circunstancia las curvas del registro Microlog pueden comportarse de una forma errática o tratan de medir un mismo valor, en este último caso tienden a medir la resistividad del lodo de perforación ya que su corto alcance no permite pasar el alargamiento para medir dentro de la formación.

Zonas de transición entre las secciones de petróleo y agua también pueden mostrarse como una separación errática de las curvas Microlog cuando estas secciones son grandes. En el caso de formaciones resistivas como el caso de las formaciones compactas o calizas desprovistas de permeabilidad se produce entrecruzamiento de los registros micro resistivo a valores altos.

2.2.4.1.3. APLICACIONES

El principal propósito es medir el factor de formación por medio de la resistividad de la zona barrida Rxo, tal factor obtenido nos ayudara a obtener la porosidad efectiva antes que la porosidad total.

Nos permite determinar el espesor de la zona efectiva de pago, ya que determina la porosidad en base de la zona barrida y esta última está constituida por toda la formación en que se ha efectuado el empuje de hidrocarburos por medio del filtrado de lodo, lo cual indicaría las zonas permeables y porosas.

2.2.4.1.4. CALIBRACIÓN DE LA HERRAMIENTA

Durante el primer paso de la calibración antes del registro se desconectan los circuitos dentro del pozo y todos los errores electrónicos se cancelan para leer cero, luego una resistencia de precisión simula una conductividad de la formación de 1000 mmho/m y la ganancia del CSU se ajusta para leer ese valor.

2.2.4.2. REGISTRO ENFOQUE MICRO ESFÉRICO (MSFL)

La resistividad que mide el registro de Proximidad esta menos influenciada por el enjarre, pero la mayor profundidad de Investigación de este registro hace que dicha resistividad pueda estar influenciada por la zona no invadida; requiere que la invasión sea más profunda. El llamado Microregistro de Enfoque Esférico (MSFL), tiene aproximadamente la misma profundidad de investigación que el Microlaterolog, pero está menos influenciado por el efecto del enjarre del lodo. Este registro, actualmente se toma en conjunto con el Doble Laterolog.

El MSFL es un arreglo a pequeña escala de la herramienta SFL y va montada en un patín de hule (figura 2.11). Tiene dos ventajas sobre la MLL y PL, las cuales son las siguientes:

- Es menos sensitiva al enjarre que el MLL y lee más someramente que la PL.
- Puede combinarse con otras herramientas como la DLL, DIL, mientras que la MLL y PL requieren de correrse por separado.

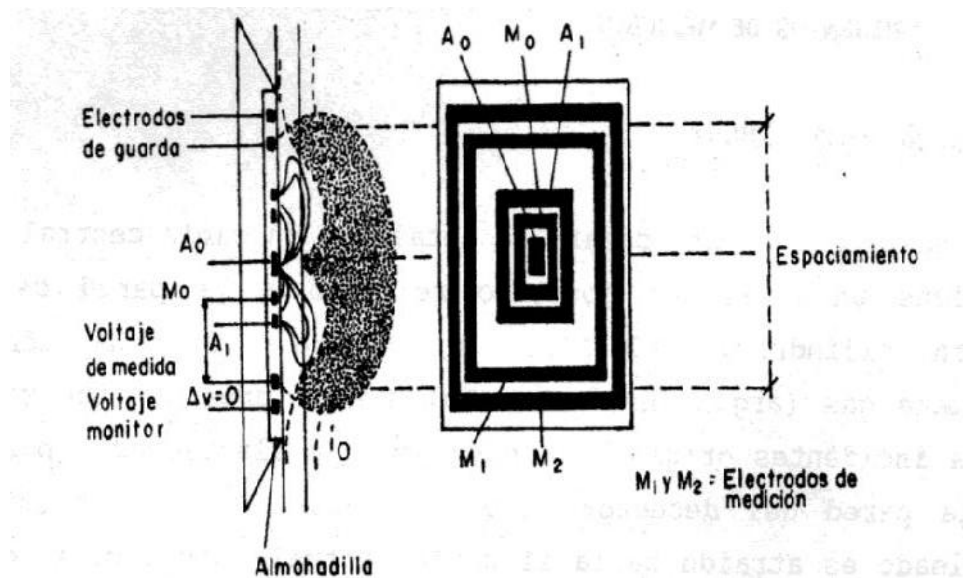


Figura. 2.11 Arreglo de los electrodos del registro micro esférico enfocado

Fuente: (Cordova ,1997)

Esta herramienta surge de la necesidad de conocer R_{xo} para realizar correcciones a las lecturas de otras herramientas y tener un valor adecuado de R_t .

Durante el desarrollo de las herramientas de registros se han pasado por varias etapas hasta llegar al SRT (Spherically Focused Resistivity Tool). Previos a esta generación podemos citar microlog, microlate-ology proximidad.

La herramienta actual se conoce genéricamente como registro microesférico enfocado (Micro Spherical Focused Log). Se basa en el

principio de enfoque esférico usado en los equipos de inducción pero con un espaciamiento de electrodos mucho menor. En este caso los electrodos se ubican en un patín de hule que se apoya directamente sobre la pared del pozo. El arreglo micro-esférico reduce el efecto adverso del enjarre del fluido del pozo. De esta manera se mantiene una adecuada profundidad de investigación.

2.2.4.2.1. PRINCIPIO FÍSICO Y DE MEDICIÓN DE LA HERRAMIENTA

El MSFL es una herramienta con arreglos de electrodos en pequeña escala montadas en una sólida almohadilla (patín) opuesto a un brazo calibrador.

Una corriente de medida es enviada hacia la formación a través del centro del electrodo A_0 (fig. 4.13) una fracción I_1 de esta corriente es la compensadora que retorna al electrodo A_1 . El complemento I_0 (corriente de medida) retorna a la placa posterior del patín y al cuerpo de la herramienta.

Se ajusta de tal manera que:

$$VM1 - VM_0 = V_{ref} \quad \text{y} \quad VM1 - VM2 = 0 \quad (\text{ec.1; ec. 2})$$

Luego la resistividad medida es:

$$RMSFL = k V_{ref} / I_0 \quad (\text{ec.3})$$

2.2.4.2.2. APLICACIÓN

- Resistividad de la zona lavada.
- Localización de poros y zonas permeables.
- Indicador de hidrocarburo móvil.
- Calibrador.

2.2.4.2.3. CALIBRACIÓN DE LA HERRAMIENTA

La calibración de la herramienta MSFL se la hace de la misma manera que de la herramienta de Microlog (ML).

2.2.4.2.4. PRESENTACIÓN DEL REGISTRO

El MSFL como se muestra en la figura 2.12., presenta en la pista 1 un registro de calibre de pozo en escala lineal, en las pistas 2 y 3 el MSFL se presenta combinado casi siempre con un registro de doble laterolog o con un registro de inducción.

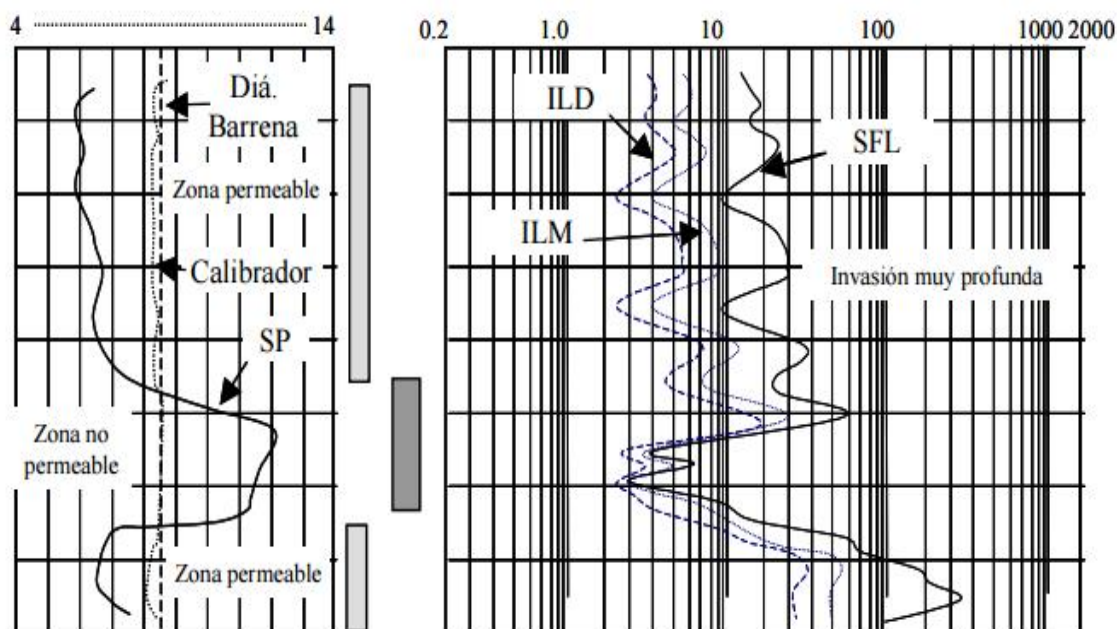


Figura 2.12 Registro de enfoque micro esférico (MSFL)

Fuente: (Petrologger, 2015)

2.2.4.3. REGISTRO MICROLATEROLOG (MLL)

La herramienta para el registro microlaterolog se diseña para determinar de manera precisa R_{xo} , con valores más altos de la relación R_{xo}/R_{mc} donde la herramienta de microlog carece de resolución.

2.2.4.3.1. PRINCIPIO FÍSICO Y DE MEDICIÓN DE LA HERRAMIENTA

La herramienta consta de 4 pequeños electrodos, donde un pequeño electrodo, A0, y otros tres, circulares y concéntricos, se incrustan en un patín de caucho presionado contra la pared del hueco.

Se emite una corriente constante. Lo, a través de A0. Por medio del anillo exterior del electrodo, A1 se emite una corriente variable y se ajusta de manera automática de modo que la diferencia de potencial entre los dos anillos electrodos de supervisión, M1 y M2, casi se mantiene igual a cero. Con esto se obliga a la corriente a fluir en forma de rayo hacia la formación.

La formación dentro de este rayo influye de manera primordial en la lectura de la resistividad del microlaterolog.

2.2.5. REGISTRO DE CALIBRE DE POZO (CALIPER LOG)

Es uno de los registros más sencillos que se corren en los pozos, con propósito de registrar el diámetro del hueco ya sea, abierto o con tubería de revestimiento, puesto que nos permite observar irregularidades tales como:

- Formas ovaladas de los pozos
- Grandes cavernas
- Restricciones críticas

2.2.5.1. PRINCIPIO FÍSICO Y DE MEDICION DE LA HERRAMIENTA

La herramienta de calibre de pozos consta de sondas montadas en brazos metálicos que se mantienen en contacto con las paredes del hueco del pozo mientras que la herramienta viaja hacia arriba en el hueco.

Las medidas de la herramienta de calibre de pozos, refleja las condiciones del hueco que pueden afectar la respuesta de otras herramientas de registros.

2.2.5.2. PRESENTACIÓN DEL REGISTRO

Esta curva por ser de gran utilidad siempre va acompañada de otras curvas, tales como:

- La curva del registro Microlog
- La curva del registro Potencial Espontaneo
- La curva del registro Rayos Gamma, etc.
- La escala de esta curva se la hace en pulgadas, de acuerdo al diámetro del pozo, tal como se la presenta en las figuras anteriores

2.2.5.3. APLICACIONES

La principal aplicación que tiene el registro calliper como registro geofísico dentro de la industria es el poder identificar y diferenciar con precisión las formaciones permeables de aquellas zonas que son impermeables, sabiendo reconocer en el registro la formación del enjarre característico. Se podría decir con esto que el calliper es un registro muy bueno para deducir la litología de las formaciones sin embargo, para tener certidumbre en las interpretaciones debe ser comparado con otros registros de pozo abierto tales como el rayos gamma, el densidad-neutrón, los registros eléctricos, registros durante la perforación, etc.

Algunas otras de sus aplicaciones más importantes se detallan a continuación:

- Permite calcular el volumen que tiene el agujero para posteriormente hacer una estimación de la cantidad de cemento necesario a emplear para la colocación de las tuberías de revestimiento.

- Permite identificar intervalos compactos o bien consolidados en las formaciones para hacer pruebas de producción sobre el asentamiento de empacadores.
- En la interpretación de los datos brindados por las herramientas de medición de echados, el calliper permite obtener los puntos de los planos buzantes de las capas.
- La obtención del diámetro del agujero y del espesor del enjarre en las capas permeables, permite que podamos hacer las correcciones necesarias a las herramientas que son afectadas por estos fenómenos.

2.2.5.4. Calibración de la Herramienta

Se calibra con dos anillos circulares de medida conocida, donde los brazos de la herramienta se abren y miden dichos valores que son representados en el registro.

2.3. REGISTRO DE POROSIDAD

2.3.1. REGISTRO SÓNICO

El registro sónico o acústico es una de las herramientas más importantes con las que se cuenta hoy en día dentro de la gama de registros geofísicos de pozos para la evaluación de la porosidad de las formaciones.

Este registro se toma únicamente en agujeros descubiertos (a diferencia de los registros sónicos de cementación CBL-VDL) y su principio de medición se basa en la propagación de trenes de ondas acústicas que viajen a través de las formaciones en todas direcciones alrededor del agujero a diferentes frecuencias e intervalos de tiempo, para la medición

de algunas de las propiedades acústicas de las formaciones tales como las velocidades y las atenuaciones que presentan las ondas compresionales P y las ondas transversales S, así como la amplitud de las ondas reflejadas.

La medición de las velocidades acústicas puede ser de utilidad para la evaluación de la porosidad de la formación, así como determinaciones de las litologías y las compresibilidades en los poros de las rocas.

El registro sísmico permite realizar evaluaciones de porosidad en agujeros y formaciones con algún contenido de fluidos, así como también puede ser utilidad como complemento en las interpretaciones de secciones sísmicas por medio de perfiles e intervalos de velocidades, y en conjunto con el registro de densidad, puede generar un registro de impedancias acústicas, lo cual es el primer paso para generar trazas sísmicas sintéticas.

Cualitativamente, es de utilidad para los geólogos en la determinación de zonas con sutiles variaciones texturales tanto en areniscas como en las lutitas, identificación de zonas compactadas o con presiones anormales, así como posibles fracturas presentes en las rocas (Figura 2.13).

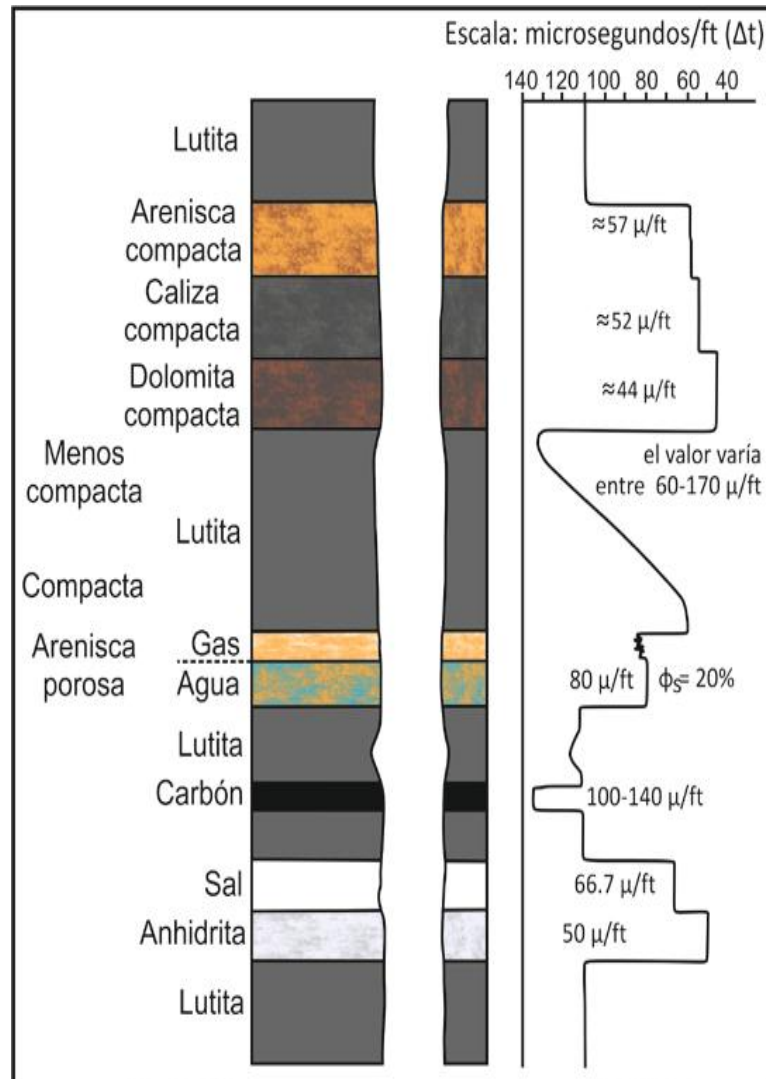


Figura 2.13 Respuesta típica que se puede generar en el tiempo de tránsito medido por medio del registro sísmico de porosidad.
Fuente: (Registro sísmico, 2015)

2.3.1.1. PRINCIPIO FÍSICO Y DE MEDICIÓN DE LA HERRAMIENTA

Las herramientas actualmente utilizadas para obtener perfiles sísmicos son del tipo Bore Hole Compensated (BHC), este tipo de herramienta elimina substancialmente los efectos debidos a cambios en el diámetro del pozo, como también los errores producidos por la inclinación de la sonda.

La herramienta usa un transmisor encima y otro debajo de dos pares de receptores, cuando un transmisor es activado por un pulso, este genera

una onda de sonido la cual penetra en la formación, y se mide el tiempo transcurrido entre la detección del primer arribo a los dos receptores correspondientes, estos primeros arribos corresponden a recorridos del sonido dentro de la formación cerca de la pared del pozo.

Los transmisores de la sonda del tipo BHC son activados alternativamente y los valores de delta t son leídos en pares alternos de receptores. Los valores de delta t son promediados por una computadora en la superficie.

2.3.1.2. PRESENTACIÓN DEL REGISTRO

Las velocidades sónicas en las litologías comunes de las formaciones varían comúnmente entre los 6,000 y 23,000 pies/seg, o bien entre 1,800 a 7,000 m/seg. Sin embargo, para evitar fracciones decimales pequeñas es muy común que dicho valor se convierta al inverso de la velocidad en microsegundos por pie ($\mu\text{seg}/\text{ft}$), donde 1 microsegundos equivale a 1×10^{-6} segundos. Dicho valor es a lo que se le conoce como tiempo de tránsito y se simboliza como t en los registros, cuya escala de representación común va de los 40 μseg a los 140 μseg en los registros sónicos de porosidad (Figuras 2.14 y 2.15).

La curva del tiempo de tránsito t y la curva de porosidad (ϕ) por lo general son graficadas de forma lineal en las columnas 2 y 3 del registro si este se adquiere de forma aislada, mientras que en la primera columna del registro es muy común tener siempre una curva calliper y un rayos gamma. En ocasiones es posible tener un SP en lugar de unos rayos gamma, pero debido a que el metal con el que se encuentra construida la herramienta se encuentra muy cerca del electrodo del SP, dichos valores solo pueden ser de utilidad para obtener correlaciones más no para representar una respuesta confiable de las formaciones.

Es común que los registros de porosidad no se tomen de forma aislada, sino que son combinados casi siempre juntos con las respuestas de resistividad de las herramientas eléctricas, y pueden combinarse del mismo modo con la gran mayoría de las herramientas de registros que existen tales como las herramientas de densidad, de neutrones, rayos gamma espectral, SP, etc. de tal manera que el tiempo de tránsito de las formaciones obtenido por medio de las herramientas acústicas irá graficado linealmente casi siempre en la tercera columna de los registros.

Junto con esto, un tiempo de tránsito integrado (Integrated Transit Time TTI) es registrado simultáneamente en los registros sónicos de porosidad sobre la escala vertical representativa de la profundidad en escala de milisegundos.

Este es un indicador de un aumento de 1 milisegundo de tiempo de tránsito total mediante una serie de marcas (pips), por lo que para poder obtener el Δt entre 2 profundidades solo se necesita contar las marcas

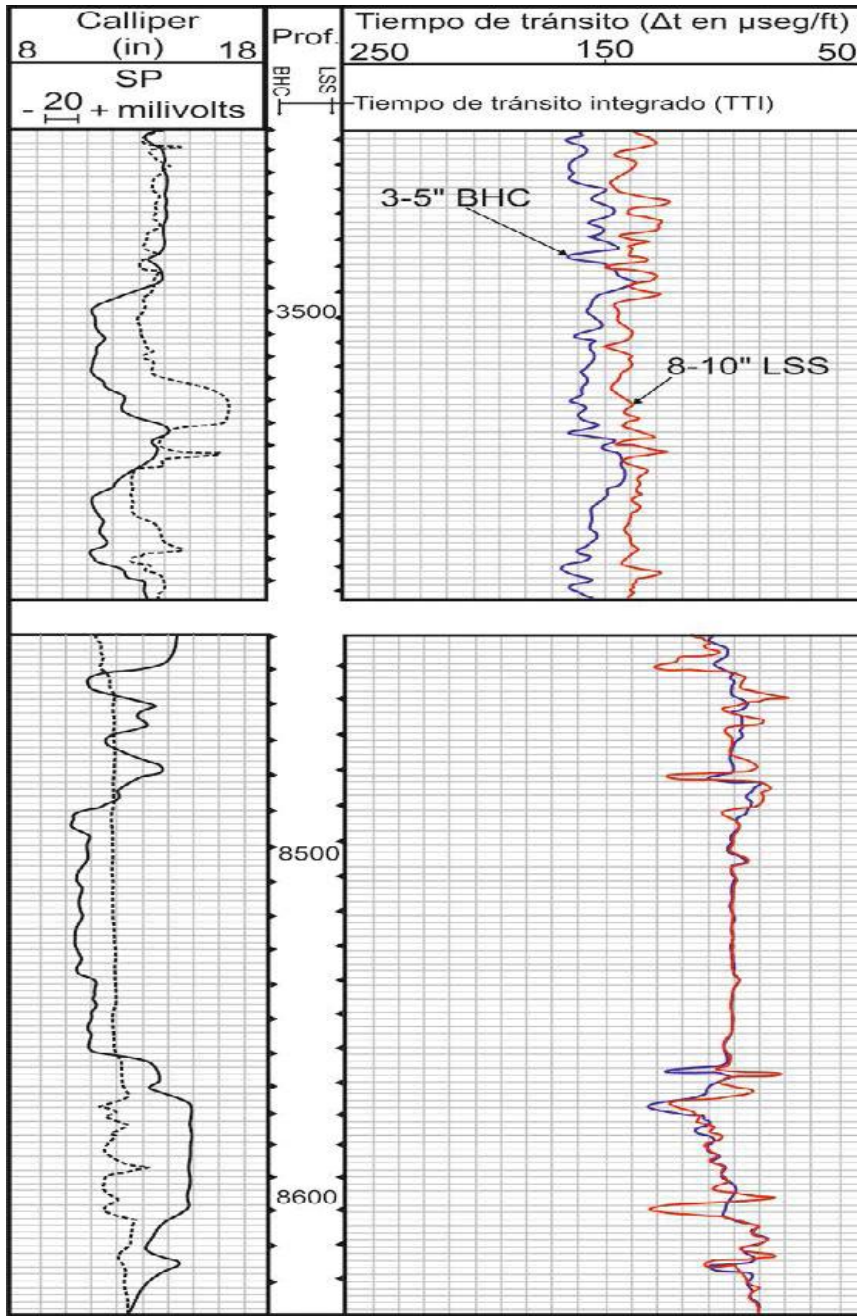


Figura 2.14 Ejemplo de un registro sónico de porosidad donde se comparan las respuestas del tiempo de tránsito obtenido por medio de una herramienta BHC con un espaciado de 3 a 5" y una LSS con un espaciado de 8 a 10" en una secuencia de arenas/lutitas en un pozo en Lousiana en el Golfo de México

Fuente: (Bassiouni, 1994).

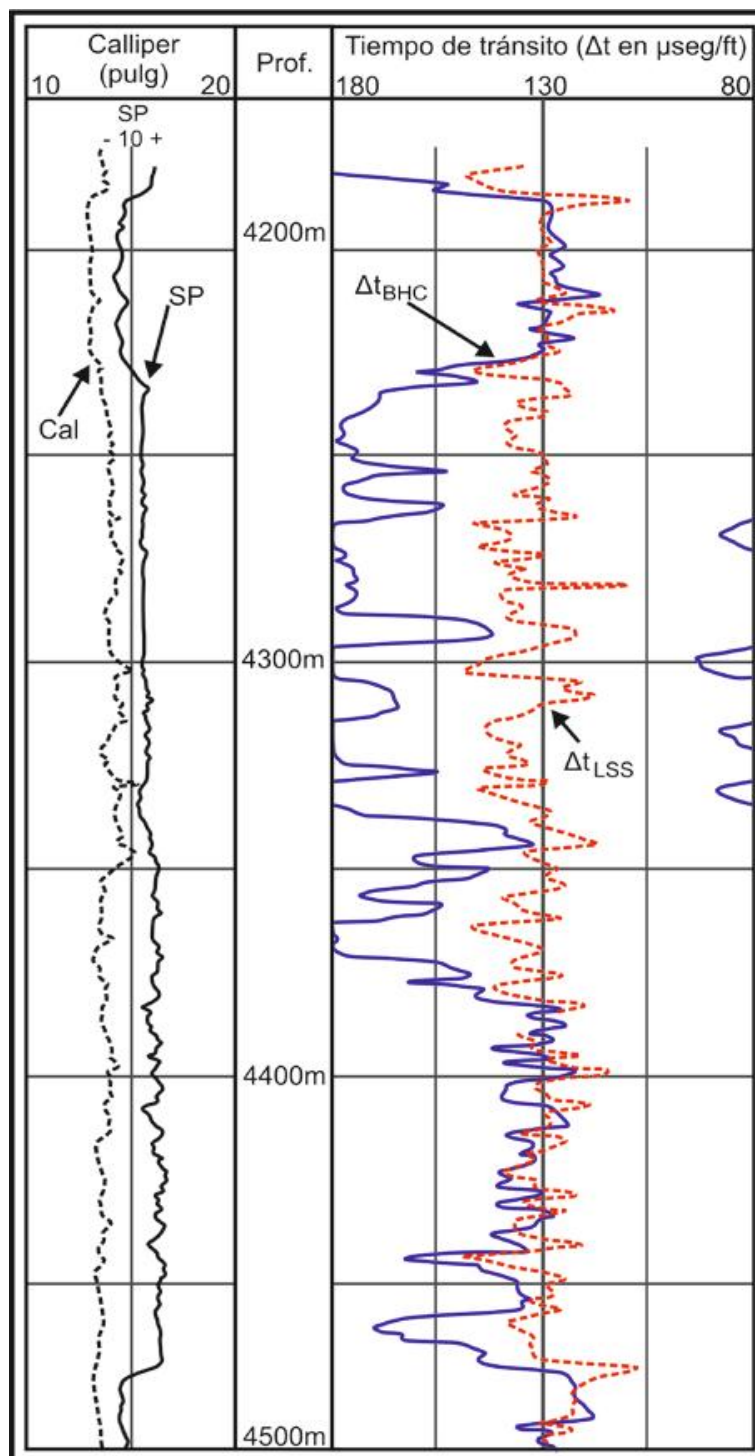


Figura 2.15 Ejemplo de un registro sónico de porosidad donde se comparan las respuestas del tiempo de tránsito obtenido por medio de una herramienta BHC y una LSS para la detección de zonas arcillosas alteradas

Fuente: (Bassiouni, 1994).

2.3.1.3. APLICACIONES

Los registros sínicos de porosidad son unos de los registros más importantes dentro de la gran gama de herramientas de registros geofísicos de pozos que existen, esto debido a las múltiples aplicaciones que tienen tanto en el aspecto geológico y petrofísico de las formaciones. Estas se pueden realizar de manera cualitativa, o bien, cuantitativamente, de tal manera que se puede desglosar en todas las siguientes:

2.3.1.3.1. Aplicaciones geológicas

- Determinación del tipo de litología.
- Estudios de compactación:
 - Maduración de la materia orgánica.
 - Profundidad máxima de enterramiento.
- Detección de fracturas.
- Determinación de la porosidad primaria y la porosidad secundaria de las formaciones.
- Análisis sedimentológicos.
- Evaluación del espesor de las formaciones.

2.3.1.3.2. Aplicaciones petrofísicas

- Detección de gas y aceite.
- Cambios en la viscosidad del aceite.
- Localización de los yacimientos.
- Medición de la velocidad compresional y la velocidad de cizalla de las formaciones.
- Determinación de los módulos elásticos (las dimensiones de fractura hidráulica).
- Análisis de arenas.
- Estabilidad del agujero.
- Evaluación de la calidad de la cementación.
- Correlaciones entre pozos:

- Calibración de secciones sísmicas.
- Sismogramas sintéticos.

2.3.1.4. DETERMINACIONES DE LA POROSIDAD

Antes de hacer cualquier cálculo de porosidad tendrá que corregirse el valor de variación de velocidad por efectos de arcilla. Por la siguiente ecuación:

$$(t_c)_{\text{shale corr}} = t_c - V_{\text{sh}} t_{\text{sh}} \quad (\text{Ec. 4})$$

Dónde:

V_{sh} : volumen de arcilla

t_{sh} : tiempo de tránsito en las capas adyacentes de arcilla.

2.3.1.4.1. Para areniscas compactadas y consolidadas:

Para las areniscas consolidadas y compactadas tienen porosidad de 15 a 25%, en estas formaciones la respuesta del registro sísmico parece ser independiente del contenido exacto de los poros: agua, aceite, gas e incluso arcilla diseminada, pero en areniscas donde la porosidad es mayor y que tiene muy poca saturación de agua (alta saturación de hidrocarburo) y una invasión muy poco profunda, los valores pueden ser algo mayores que aquellos en las mismas formaciones cuando están saturadas de agua.

Si existen lutitas laminadas dentro de la arenisca, los valores aparentes de porosidad sísmica por lo general se aumentan por una cantidad proporcional al volumen total de las laminaciones, por lo que las lecturas t aumentan porque t_{sh} es generalmente mayor que t_{ma} de la matriz de la arenisca.

2.3.2. REGISTRO DE DENSIDAD

A pesar que desde finales de los años 30's ya se tenía un conocimiento bastante formal sobre las propiedades radiactivas de las arcillas en las formaciones sedimentarias, siendo éstas en un principio empleadas principalmente para las mediciones de rayos gamma de las formaciones, no fue sino hasta principios de los 50's que se pudo desarrollar formalmente otra herramienta que permitiera "inferir" la porosidad de las formaciones utilizando el fenómeno físico de la dispersión y absorción de los rayos gamma.

A esta nueva herramienta se le llamo FDL (Formation Density Log) o herramienta de porosidad-densidad, aunque en ocasiones es denominada como herramienta gamma-gamma por la manera en la que opera. Es importante resaltar que la herramienta de densidad es un registro de tipo radiactivo que depende directamente de la porosidad de la formación, pudiendo a su vez obtener la densidad total de la roca, y utilizada en combinación junto con otros registros geofísicos de pozos, permite localizar y determinar zonas que tengan algún contenido de hidrocarburos y zonas productoras de gas en combinación con el registro de neutrón compensado (CNT, Compesated Neutron Tool), cálculos de presión de sobrecarga, medición de las propiedades mecánicas de las rocas, así como evaluaciones cuantitativas de porosidad de las arenas arcillosas.

En el caso de la herramienta LDT (Lithodensity Tool) o herramienta de litodensidad de las formaciones, su funcionamiento se basa en la identificación litológica de las formaciones a través de la medición del índice de absorción fotoeléctrica (Pe), ya que dicho parámetro es altamente dependiente y sensible al tipo de litología y los minerales que se encuentran constituyendo a las rocas. Dicho método consiste en la cuantificación de la capacidad del material existente en la formación de

absorber radiación electromagnética mediante el mecanismo de absorción por efecto fotoeléctrico.

El efecto fotoeléctrico es resultado de la interacción que existe entre electrones, por lo que su intensidad estará dada en función del número de electrones existentes por unidad de volumen de roca en las formaciones. Este parámetro es una función directa del número atómico promedio de la formación (Z), por lo que poco dependerá de la porosidad y del fluido en los poros de la roca.

2.3.2.1. PRINCIPIO FÍSICO Y DE MEDICIÓN DE LA HERRAMIENTA

El principio de medición con el cual funcionan todas las herramientas de densidad y litodensidad se basa en la emisión de rayos gamma a las formaciones utilizando una fuente radiactiva emisora de rayos gamma, pudiendo ser esta una fuente de Cobalto (^{60}Co) o bien puede ser de Cesio (^{137}Cs), así como la incorporación de 2 o más detectores de rayos gamma en las herramientas, montados a diferentes distancias de la fuente radiactiva. En las herramientas de porosidad, densidad y litodensidad de las formaciones es más frecuente la utilización de la fuente radiactiva de Cesio (^{137}Cs) a diferencia de una fuente radiactiva de Cobalto (^{60}Co) por la gran estabilidad con la que cuenta el Cesio, ya que este elemento radiactivo decae con una vida media de 30 años y permite además emitir rayos gamma con una energía de 0.66 MeV. Una fuente radiactiva de Cobalto (^{60}Co) en cambio, decae con una vida media de 5.2 años y emite rayos gamma con una energía que oscila entre los 1.17 a los 1.33 MeV.

Los rayos gamma son considerados como impulsos de ondas electromagnéticas de altas velocidades emitidas por las fuentes radiactivas, que colisionan con los electrones de las formaciones en 3

distintos mecanismos de absorción, dependiendo en gran medida de la energía incidente de los rayos gamma.

Estos rayos gamma también denominados fotones, son ondas emitidas hacia las formaciones por medio de las fuentes radiactivas como ondas de mediana energía de forma constante. Los rayos gamma colisionan con los electrones del material de la formación a través del cual tratan de pasar, por lo que en cada choque con la materia, los rayos gamma ceden parte de su energía en forma de energía cinética, cambian de dirección por efecto Compton y continúa su trayectoria con menor energía. Dado el nivel de energía con el que son emitidos dichas ondas (normalmente por encima de los 200 KeV y debajo de los 2 MeV en las herramientas de densidad), a este tipo de interacción se le conoce como efecto Compton de dispersión.

El efecto Compton es uno de los 3 mecanismos de absorción de rayos gamma que se pueden presentar en las formaciones, y éste permite en las herramientas de densidad, realizar la medición de la densidad total de las formaciones, la cual es función de la densidad del material que constituye la matriz de la roca, de su porosidad y de la densidad de los fluidos que se encuentren contenidos en las rocas ya que dicho fenómeno de colisión elástica es sensible a la densidad de los electrones contenidos en las formaciones después de haber sufrido varias dispersiones (atenuaciones) por efecto Compton (Figura 2.16). Los rayos gamma dispersos por efecto Compton regresan a la herramienta en donde son medidos (contados) por medio de los 2 detectores que son comúnmente detectores de centelleo, y ya que el conteo obtenido para cierto nivel de energía es función del número de electrones por unidad de volumen de roca en cm^3 (su densidad electrónica, e en $\text{electrones}/\text{cm}^3$), este puede ser directamente relacionado con la densidad real del material (ρ) existente entre la fuente y los detectores en gr/cm^3 .

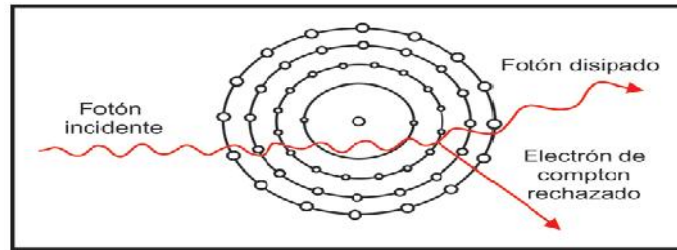


Figura 2.16 Esquema que representa el efecto Compton
Fuente:Halliburton, 2007

De acuerdo con esto, la densidad de los electrones se encuentra relacionada con el volumen de densidad real o total de la roca, que a su vez depende de la densidad de los minerales que constituyen la matriz de la roca, la porosidad de la formación y la densidad de los fluidos que se encuentren en los poros.

Cuando los rayos gamma llegan a los detector, han sufrido ya un cierto número de colisiones y cambios de dirección, es decir, mientras mayor sea la densidad del material que se tenga en la(s) formación(es), mayor será la probabilidad de que los rayos gamma De acuerdo con esto, la densidad de los electrones se encuentra relacionada con el volumen de densidad real o total de la roca, que a su vez depende de la densidad de los minerales que constituyen la matriz de la roca, la porosidad de la formación y la densidad de los fluidos que se encuentren en los poros.

Cuando los rayos gamma llegan a los detector, han sufrido ya un cierto número de colisiones y cambios de dirección, es decir, mientras mayor sea la densidad del material que se tenga en la(s) formación(es), mayor será la probabilidad de que los rayos gamma colisionen, pierdan energía (sean atenuados por efecto Compton) o sean absorbidos por efecto fotoeléctrico.

De acuerdo con esto, solo una pequeña parte de la energía inicial de las ondas regresará a los detectores de la herramienta. En formaciones cuya densidad es baja por otro lado, la intensidad de la energía que regresa a

los detectores es mayor. De esta manera se puede decir que la intensidad de los rayos gamma contados por los detectores de centelleo será inversamente proporcional a la densidad real de la formación.

Cabe resaltar que debido al nivel de energía con el que trabajan todas las herramientas de densidad y litodensidad (entre los 0.2 y los 2 MeV), el mecanismo de absorción de rayos gamma por producción de pares se encuentra ausente en las mediciones obtenidas por las herramientas.

2.3.2.2. PRESENTACIÓN DEL REGISTRO

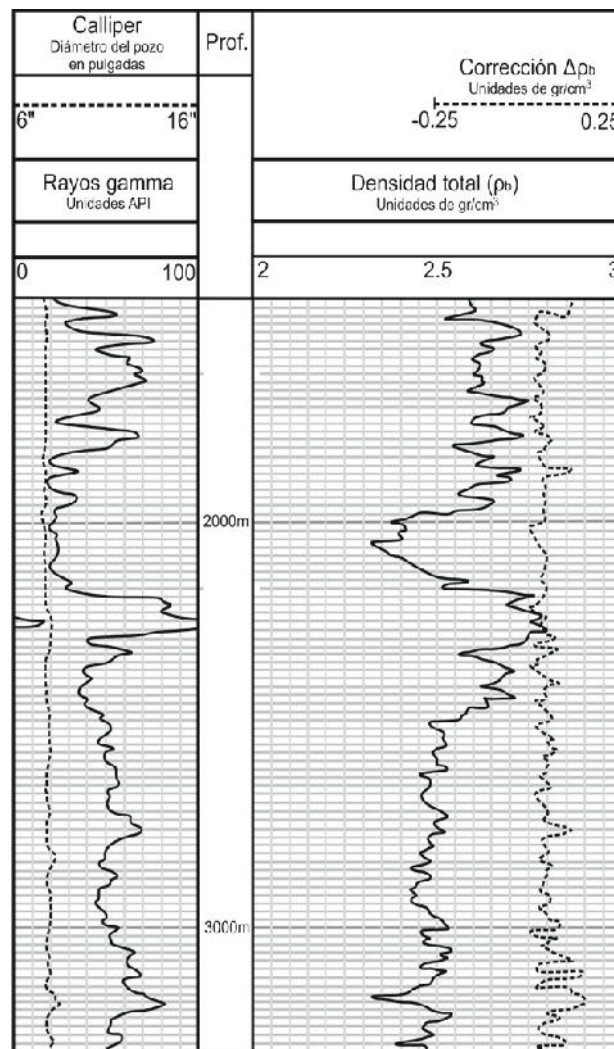


Figura 2.17 Ejemplo de un registro de densidad adquirido con la herramienta FDC, donde se logran apreciar graficadas la curva ρ_b y ρ_b además de contar también con un calliper y rayos gamma.

Fuente:Halliburton, 2007

Comúnmente, la información proporcionada por la curva de densidad total compensada de la formación (ρ_b) obtenida de los 2 detectores de la sonda, queda registrada en las pistas 2 y 3 del registro en una escala lineal de densidad, que normalmente puede ir de 2 a 3 o de 1.95 a 2.95 gr/cm³ (Figura 2.17). Del mismo modo, en las pistas 2 y 3 puede ser registrada opcionalmente una curva de porosidad, usando valores preestablecidos de m_a y f seleccionados de acuerdo a las condiciones que se presenten (Figura 2.17).

Por otro lado, una curva corregida ρ_b por efecto de enjarre y diámetro del agujero es generalmente registrada en la pista 3 de registro, principalmente como un control de calidad para ver si ρ_b es representativa o no de la formación. Si esta curva se encuentra fuera de la escala del gráfico, significa que no es un buen valor.

Adicionalmente se pueden tener graficadas una curva de rayos gamma y una curva de calliper en el primer carril del registro. Opcionalmente si se corre un registro de neutrón compensado CNL junto con el registro de densidad FDC, dicha curva quedará también grabada en las pistas 2 y 3 del registro.

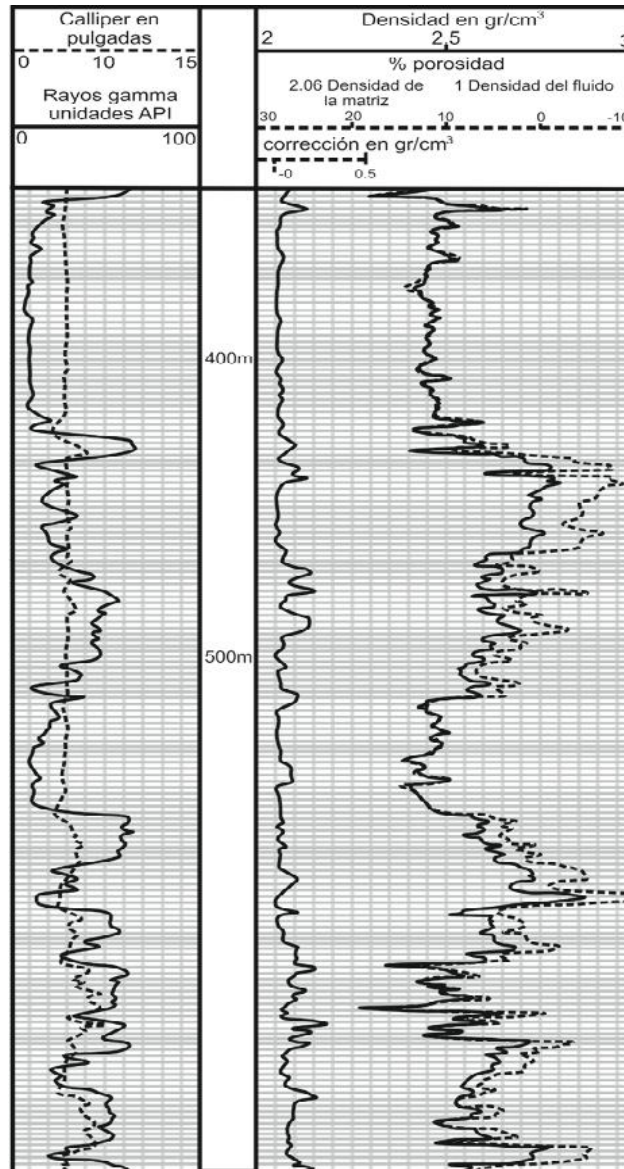


Figura 2.18 Ejemplo de un registro de densidad con la curva de porosidad

Fuente:Halliburton, 2007

2.3.2.3. APLICACIONES

- Medición de la densidad
- Calibración Geofísica (Gravimetría, Sísmica)
- Determinar OD
- Obtener la composición mineralógica
- Estudios de compactación

- Identificar capas con gas

2.3.2.4. DETERMINACIONES DE LA POROSIDAD

Para una formación limpia con una matriz de densidad conocida ρ_m , que tenga una porosidad P , que contenga un líquido de densidad promedio ρ_f , la densidad total de la formación ρ_{ma} , será:

$$\text{DENSIDAD TOTAL} = \text{POROSIDAD} \times \text{DENSIDAD DEL FLUIDO} + (1 - \text{POROSIDAD}) \times \text{DENSIDAD DE LA MATRIZ}$$

Para fluidos usuales en poros (excepto gas e hidrocarburos lijeros) y para minerales comunes de las matrices de yacimiento, la diferencia entre la densidad aparente, que lee el registro de densidad y la densidad total, es tan pequeña que no se toma en cuenta. De la ecuación anterior, extraemos la porosidad:

$$\text{POROSIDAD} = \frac{(\text{DENSIDAD DE LA MATRIZ} - \text{DENSIDAD TOTAL})}{(\text{DENSIDAD DE LA MATRIZ} - \text{DENSIDAD FLUIDO})}$$

2.3.3. REGISTROS NEUTRÓNICOS

Fue a principios de los años 40's cuando se observó que los registros eléctricos no eran lo suficientemente adecuados para encontrar zonas porosas y permeables, principalmente en aquellas formaciones constituidas de calizas masivas, y dado que desde los años 30's ya se tenía un conocimiento bastante formal sobre las propiedades radiactivas de las formaciones sedimentarias, fue que pocos años después se introdujo finalmente al registro de neutrones como un registro de porosidad de las formaciones.

Al igual que con los registros sónicos y los registros de densidad y litodensidad mencionados en los 2 subcapítulos anteriores, el registro de neutrones es uno de los 3 principales registros de porosidad que se utilizan en la actualidad dentro de la industria petrolera, principalmente para la determinación de la porosidad de las formaciones permeables y la identificación de formaciones porosas.

El registro de neutrones es un registro de tipo radiactivo al igual que los registros de densidad y litodensidad, sin embargo, la diferencia radica en que el registro de neutrones basa su principio de medición en emitir continuamente neutrones de alta energía por medio de una fuente radiactiva colocada en la sonda. De esta manera los neutrones emitidos interactuarán con el hidrógeno de los fluidos que puedan estar contenidos en las formaciones, relacionando con ello las lecturas obtenidas directamente a la porosidad que contiene la roca.

En otras palabras, se puede decir que el registro de neutrones responde principalmente a la cantidad de hidrógeno presente en la formación, lo que en un contexto geológico se encuentra relacionado a la riqueza de hidrógeno contenido en los fluidos alojados en los poros de las formaciones, o a lo que también se le denomina como el índice de hidrógeno de las formaciones (IH).

Este parámetro se encuentra definido como la concentración total de hidrógeno por cm³ de material en la formación, entre la concentración total de hidrógeno en agua pura (IH= 1 para agua pura), lo cual puede quedar expresado mediante la Ecuación 5. En otras palabras, el IH se puede definir como la fracción de agua dulce que pudiera contener la misma cantidad de hidrógeno.

$$IH = \frac{\text{concentración de H en el material}}{\text{concentración de H en agua pura a 75°F}} \quad (\text{ec. 5})$$

Para formaciones limpias, en cuyos poros exista saturación por agua, gas o aceite, el registro de neutrones lo que hará será reflejar la cantidad de poros (el espacio poral) que se encuentran saturados con algunos de estos fluidos (su porosidad), mientras que si dicho registro se corre en combinación con las herramientas de densidad o algún otro registro de porosidad, así como también utilizando técnicas especiales de interpretación, el registro de neutrones podrá ser de gran utilidad en la detección de zonas productoras de gas, y algunos otros casos en conjunto con el registro de rayos gamma naturales, para realizar correlaciones entre pozos en estudios geológicos.

Adicionalmente, la ventaja del registro de neutrones es el que puede ser tomado tanto en agujeros descubiertos o adermados, y en agujeros vacíos o llenos de lodo.

Cualitativamente el registro de neutrones es un excelente discriminador entre aceite y gas, y geológicamente se puede utilizar para la identificación de evaporitas, minerales hidratado, así como también puede ser de utilidad en la identificación de rocas ígneas. De esta manera se puede decir que la combinación de los registros neutrónicos con 1 o más registros de porosidad permite reducir considerablemente la incertidumbre en la determinación de litologías y en la cuantificación de la porosidad de la formación, incluso en evaluaciones del contenido de arcilla.

2.3.3.1. PRINCIPIO FÍSICO Y DE MEDICIÓN DE LA HERRAMIENTA

En la actualidad existen distintos tipos de registros de neutrones que pueden ser de utilidad dentro de la industria petrolera. Todos ellos basan su principio de medición en el bombardeo de neutrones de altas energías a las formaciones a través de fuentes radiactivas alojadas en las herramientas de neutrones, de donde se producirán diferentes tipos de

interacciones entre los núcleos de los átomos con los cuales colisionan, y los neutrones en términos de unidades de porosidad neutrón.

Esto se encuentra directamente relacionado a su índice de hidrógeno (IH). En formaciones constituidas de calizas, el registro de porosidad neutrón mostrará la porosidad real de las calizas ya que dicho registro se encuentra calibrado en calizas, siendo la curva de porosidad neutrón en ocasiones denominada como la curva de calizas.

La diferencia entre uno u otro tipo de registro de porosidad neutrón dependerá de la naturaleza de la partícula atómica emitida, cuyo efecto ya sea directa o indirectamente quedará registrado de forma independiente por medio de los detectores que utilizan las herramientas de neutrones.

2.3.3.2. PRESENTACIÓN DEL REGISTRO

El registro de porosidad neutrón se gráfica comúnmente en escalas lineales de porosidad neutrón junto con la respuesta del registro de densidad FDC en los carriles 2 y 3 del registro, o bien, puede tomarse en combinación junto con el registro sónico de porosidad o el registro TDT.

Simultáneamente, también pueden ser graficados un registro de rayos gamma y un registro de diámetro del agujero en el carril 1 (Figura 2.19) y figura 2.20, lo que permite poder realizar detecciones más precisas de aquellos intervalos con contenido de gas, así como también una identificación litológica más veraz, producto de la interpretación de las lecturas obtenidas por medio de la combinación de herramientas densidad-neutrón.

La escala que se utiliza con más frecuencia en el registro de neutrones es de 0 a 10%, 0 a 15% o bien, también puede ir de un 45 a un 15% de izquierda a derecha. Los registros de neutrones se encuentran calibrados

en formaciones de caliza limpias, por lo que será solo en este tipo de litología que se obtengan directamente las porosidades verdaderas de la formación a partir de las lecturas en el registro.

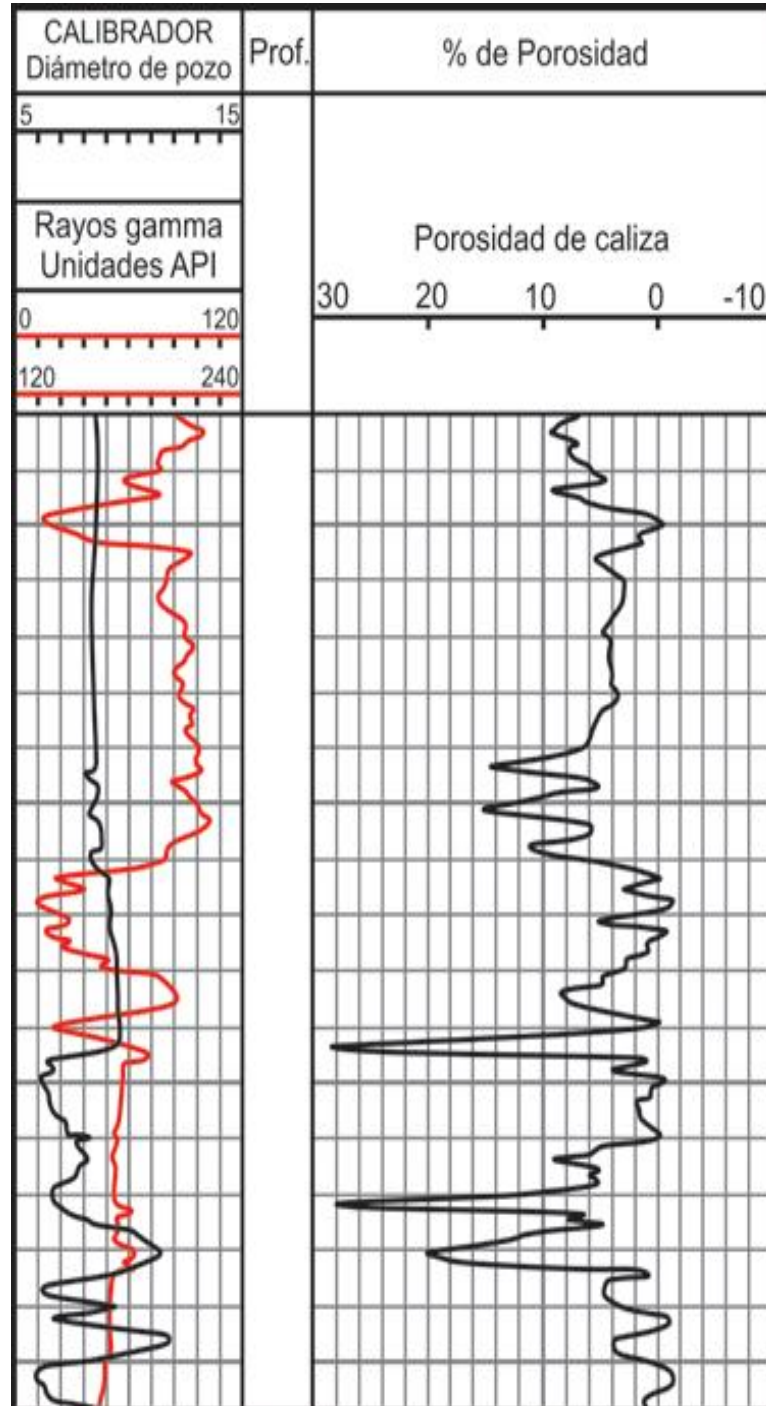


Figura 2.19 Ejemplo de un registro de neutrón epitérmico SNP
Fuente: (Gómez, 1975).

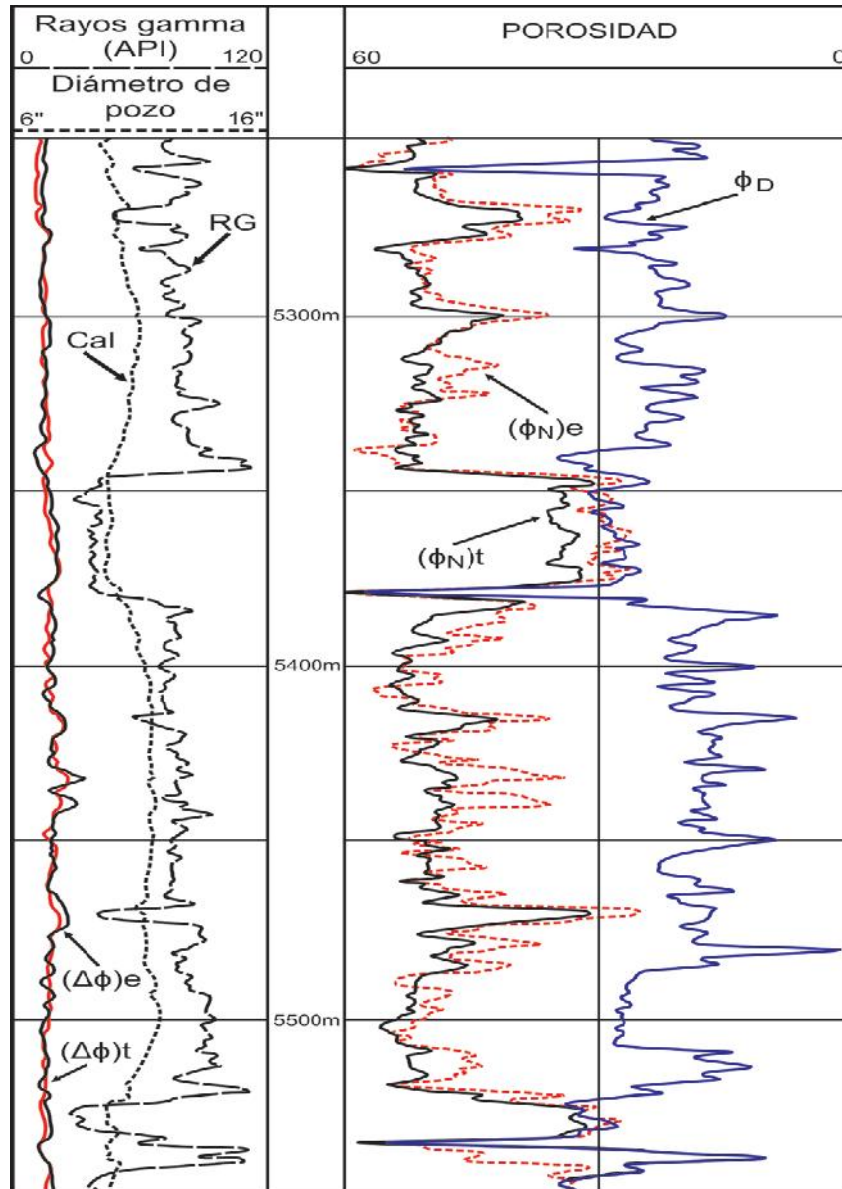


Figura 2.20 Ejemplo de un registro de neutrón compensado o doble neutró CNL

Fuente: (Bassiouni, 1994).

2.3.3.3. APLICACIONES

Los registros de neutrones como bien se ha platicado a lo largo de este subcapítulo, son de las herramientas más importantes y confiables para la determinación de porosidades, saturaciones de fluidos e identificación de litologías. Sin embargo, tiene otras aplicaciones que son igual de importantes, y de entre las cuales destacan principalmente las siguientes:

- Determinación de la porosidad.
- Efecto de las arcillas e hidrocarburos.
- Identificación de la litología (en combinación con otros registros).
- Análisis del contenido de arcilla.
- Detección de gas o hidrocarburos ligeros.
- Evaluación de la densidad de los hidrocarburos.
- Correlación entre pozos.

2.3.3.4. DETERMINACIONES DE LA POROSIDAD

Esta es sin lugar a dudas una de las principales aplicaciones de los registros de porosidad neutrón.

Las mediciones de los registros neutrónicos, de densidad y sónico dependen no solo de la porosidad, sino también de la litología de la formación, de los fluidos en los poros y, en algunos casos, de la geometría de la estructura porosa. Las herramientas de neutrones se basan en este sentido en la medición del índice de hidrógeno o abundancia de hidrógeno en las formaciones sedimentarias a profundidad.

En formaciones limpias (sin arcillosidad) saturadas de agua por ejemplo, la principal fuente de hidrógeno se encuentra presente en el agua de formación contenida en los poros de las rocas (su agua libre y el agua ligada), por lo que la respuesta que se reflejará de las herramientas de neutrones será en relación al volumen de agua que pueda estar alojada en los poros, brindando así una respuesta de la porosidad aparente que tengan las formaciones. Sin embargo, en muchas ocasiones es necesario realizar una calibración a las mediciones obtenidas por efecto de matriz, ya que la matriz de las rocas comúnmente tiende a producir ciertos

variaciones en las lecturas de porosidad neutrón, incluso aun cuando las formaciones tengan las mismas porosidades.

Una arenisca saturada de agua y con un 20% de porosidad por ejemplo, se verá reflejada de diferente manera en el registro de neutrón en comparación con una caliza saturada de agua y con un 20% de porosidad.

La determinación exacta de la porosidad resulta más difícil de obtener si se desconoce la litología de la matriz, o bien si ésta consiste de 2 o más minerales en proporciones desconocidas. La determinación se complica todavía aún más cuando existe presencia de hidrocarburos ligeros en los poros de las rocas, provocando que la respuesta del registro varíe de manera notable de aquella que se obtiene del agua. Incluso el tipo de estructura porosa en la roca afecta la respuesta de las herramientas de neutrones.

En ese sentido se puede decir que los registros de neutrones y de densidad responden principalmente a la porosidad total (la suma de la porosidad primaria y la porosidad secundaria), mientras que el registro sísmico responde a la porosidad primaria u original de distribución uniforme.

Para determinar cualquiera de estas complicaciones son necesarios más datos que aquellos que proporciona un solo registro de porosidad. Es por ello que comúnmente dentro de la adquisición de los registros se pueden combinar las lecturas obtenidas por medio los 3 registros de porosidad (sísmico, densidad y neutrón), el factor fotoeléctrico (Pe), la medición del registro de litodensidad y las mediciones de Torio, Uranio y Potasio obtenidas del registro de espectroscopía de rayos gamma.

La combinación de mediciones dependerá en gran medida de la situación en la que se estén tomando los registros, sin embargo, el propósito

fundamental será la determinación de las mezclas de matrices o fluidos complejos y así obtener una determinación más exacta de la porosidad.

Se puede decir con esto que los registros de neutrones que detectan neutrones epitermales son de las mejores herramientas para el cálculo de la porosidad, ya que su respuesta no se ve influenciada por la presencia de elementos que tengan una gran sección transversal de captura en comparación con aquellos que detectan neutrones termales.

2.4. REGISTRO DE RESISTIVIDAD

2.4.1. REGISTROS ELÉCTRICOS CONVENCIONALES

La resistividad de formación se mide ya sea al mandar corriente a la formación y medir la facilidad con que fluye la electricidad, o al inducir una corriente eléctrica en la formación y medir qué tan grande es.

Las resistividades de formación por lo general varían de 0.2 a 1000 ohm-m, Resistividades superiores a 1000 ohm-m son poco comunes en formaciones permeables pero se observan en formaciones impermeables de muy baja porosidad (por ejemplo las evaporitas).

En los primeros veinticinco años del uso del registro de pozos, los únicos registros de resistividad disponibles fueron los sondeos eléctricos convencionales. Se llevaron a cabo miles de ellos cada año por todo el mundo. Desde entonces, se han desarrollado métodos de medición de resistividad más sofisticados a fin de medir la resistividad de la zona lavada, R_{xo} , y la resistividad real de la zona virgen, R_t .

El sondeo eléctrico convencional (ES) consistía, por lo general, de un SP y dispositivos normales de 16 pulgadas, normal de 64 pulgadas, y lateral

de 18 pies 8 pulgadas. Ya que el registro eléctrico convencional (ES) es el único disponible en muchos pozos antiguos, el principio de medición y respuesta son cubiertos en esta sección.

2.4.1.1. PRINCIPIO FÍSICO Y DE MEDICIÓN DE LA HERRAMIENTA

Se introducían corrientes en la formación, por medio de electrodos de corriente, y se medían los voltajes entre los electrodos de medición. Estos voltajes proporcionaban la resistividad para cada dispositivo.

En una formación homogénea e isótropa de extensión infinita, las superficies equipotenciales que rodean un solo electrodo emisor de corriente (A), son esferas. El voltaje entre un electrodo (M) situado en una de esas esferas y uno en el infinito es proporcional a la resistividad de la formación homogénea y el voltaje medido puede graduarse en una escala en unidades de resistividad.

2.4.1.2. DISPOSITIVO DE RESISTIVIDAD

En el dispositivo normal (Fig. 2.21) se pasa una corriente de intensidad constante entre dos electrodos, A y B, La diferencia de potencial resultante se mide entre los otros dos electrodos, M y N.

Los electrodos A y M se encuentran en la sonda. En teoría, B y N se localizan a una distancia infinita. En la práctica, B es el blindaje del cable, y N es un electrodo en la brida (el extremo inferior del cable que está cubierto de aislante) y están lejos de A y M, La distancia AM se conoce como el espaciamiento (16 pulg., espaciamiento para el normal corto, 64 pulg., para el normal largo), y el punto de la medición está en O, la mitad de la distancia entre A y M.

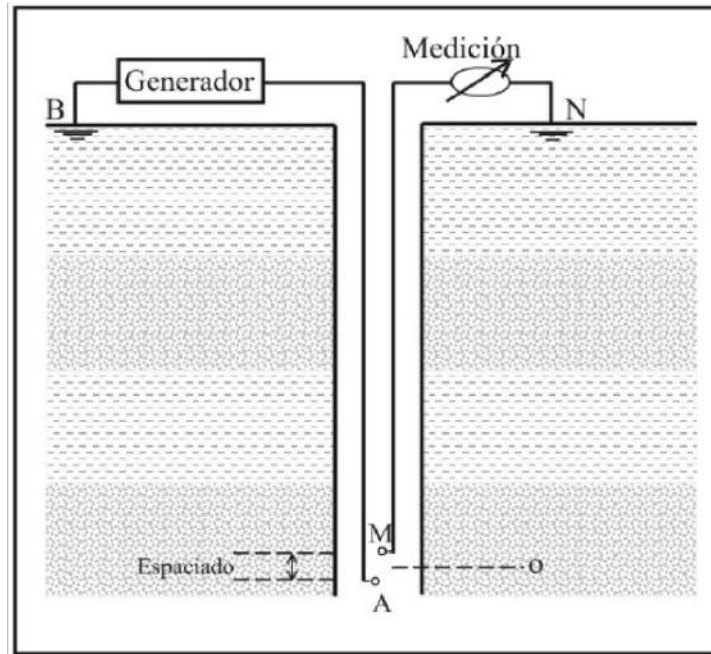


Figura. 2.21 Instrumento normal 7.
Fuente:Gómez, 1975

En el dispositivo lateral básico (Figura. 2.22), se pasa una corriente constante entre A y B, se mide la diferencia de potencial entre M y N, localizados en dos superficies equipotenciales, esféricas y concéntricas, que se centran en A. De este modo, el voltaje medido es proporcional al gradiente de potencial entre M y N. El punto de medición está en O, a la mitad de la distancia entre M y N, El espaciamiento AO es de 18' 8".

La sonda que se usa en la práctica difiere, de la que se muestra en la Figura 2.22 por el hecho de que se intercambian las posiciones de los electrodos de medición y de corriente. Esta sonda recíproca graba los mismos valores de resistividad como la sonda básica descrita anteriormente. Del mismo modo, todos los electrodos están dentro del pozo con N localizado a 50' 10". Sobre M.

En general, cuanto mayor sea el espaciamiento, mayor es la investigación dentro de la formación, Así, de los registros de resistividad (ES), el lateral de 18' 8" , tiene la mayor profundidad de investigación y el normal de 16",

la más somera, Sin embargo, en la práctica, la resistividad aparente, R_a , que registra cada dispositivo, se ve afectada por las resistividades y dimensiones geométricas de todos los medios alrededor del dispositivo (agujere, zonas invadida y no contaminada y capas adyacentes).

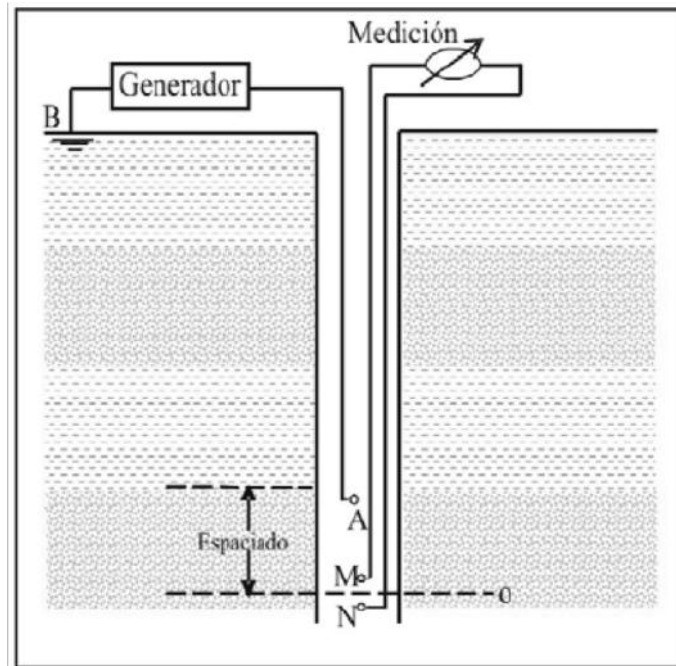


Figura. 2.22 Instrumento lateral
Fuente: Gómez, 1975

La interpretación que proporciona este registro es la resistividad verdadera de la formación (R_t de la zona virgen), la resistividad de la zona invadida (R_i), determinación de zonas con hidrocarburos, contactos agua hidrocarburos, correlaciones pozo a pozo. En combinación con el registro de potencial natural y microlog, se puede cuantificar la porosidad y saturación del agua en formaciones porosas y permeables.

2.4.1.3. CURVAS NORMAL Y LATERAL

Para leer de manera correcta los registros convencionales de resistividad, se requiere conocer las formas de estas curvas.

- La forma de la curva depende de tres parámetros esenciales:
- La resistividad de la roca
- La resistividad de las capas adyacentes
- El espesor relativo de la capa comparado con el espaciamiento del dispositivo

En el caso de que los estratos sean resistivos que las capas que los rodea, y el espesor de la capa sea mayor que el espaciamiento AM del dispositivo normal, la curva normal será sintética y se observara un máximo en el centro de la capa, donde la lectura casi s igual a R_t (no hay invasión).

El espesor aparente de la capa en la curva normal es menor que el espesor real de la capa en una cantidad igual al espaciamiento.

En el caso de que el espesor de la capa sea menor al espaciamiento, la curva normal será simétrica pero invertida. Se observara una resistividad aparente mínima, de hecho menor que la resistividad de formación a su alrededor, enfrente de la capa, aunque la resistividad de la capa es mayor que la resistividad que la circunda.

Aparecerán dos picos arriba y debajo de las capas con resistividad invertida respectivamente. La distancia entre ambos picos será igual al espesor de la capa más el espaciamiento del normal.

En el caso de que las capas espesas o delgadas, sean menos resistivas sean menos resistivas que las formaciones adyacentes. Las curvas se verán simétricas y el espesor aparente de la capa será mayor que el espesor real de la capa en una medida igual al espaciamiento de AM.

En el caso del dispositivo lateral en capas más resistivas que la resistividad de las formaciones adyacentes con espesores de 190, 28,9, pies, todas las curvas serán asimétricas, se necesitara de un espesor de

capa mínimo de 50 pies para que las lecturas de dicha curva sean más o menos iguales a R_t .

En el caso de una capa delgada, se presenta una cresta de resistividad muy notoria frente a esta, seguida de lecturas bajas en la parte baja de la capa, con “zona ciega”, entonces aparece un pico de reflexión igual al espaciamiento AO debajo de la capa.

En zonas donde las capas son menos resistivas que la de las formaciones circundantes, las curvas laterales son asimétricas, la anomalía se extiende por debajo de la capa resistiva a una distancia ligera mayor que el espaciamiento AO.

2.4.1.4. RT EN BASE A LOS REGISTROS DE SONDEO ELÉCTRICO

Las reglas generales para obtener R_t de los registros eléctricos se basan en la resistividad relativa de la capa, comparada con la resistividad del lodo y de la formación adyacente.

Dependiendo de la relación $R_{16''}/R_m$ se dan las siguientes reglas:

a) Resistividad baja – cuando $R_{16''}/R_m < 10$ (invasión hasta 2d).

Los espaciamientos más cortos, como los normales de 16 y 64 pulgadas son de gran utilidad para encontrar R_t . Con frecuencia, R_m es equivalente a R_s , en cuyo caso el valor aparente de la normal de 64 pulgadas, puede corregirse fácilmente para R_t , dependiendo de la proporción $R_{64''}/R_s$ y del espesor de la capa.

b) Resistividad media – cuando $10 < R_{16''}/R_m < 50$

En este caso, la normal 64”, resulta muy útil en los campos de resistividad baja, cuando $R_{16''}/R_m > 20$, la lateral de 18 pies 8 pulgadas, cobra importancia, ya sea para encontrar R_t o para confirmar el valor aparente

de la normal de 64 pulgadas. La lateral tiene una curva asimétrica, y Rt debe tomarse como se muestra en el apéndice E.

c) Resistividad alta – cuando $R_{16''}/R_m > 50$.

La invasión afecta en gran medida a la normal de 64 pulgadas, por lo que la lateral de 18 pies de 8 pulgadas, resulta la mejor opción para calcular Rt.

2.4.2. REGISTRO DE INDUCCIÓN

En un principio la herramienta de registro de inducción se desarrolló para medir la resistividad de la formación en pozos que contienen lodos con base aceite y en agujeros perforados neumáticamente. Los instrumentos de electrodos no funcionan en lodos no conductivos. Los intentos de utilizar electrodos para registrar en esos tipos de fluido, no resultaron satisfactorios.

Con la experiencia pronto se demostró que el registro de inducción tenía muchas ventajas sobre el registro eléctrico convencional (ES) cuando se aplicaba en pozos de registro perforados con lodos en base agua. Diseñados para una investigación profunda, los registros de inducción pueden enfocarse con el propósito de minimizar las influencias del agujero, las formaciones adyacentes y la zona invadida.

2.4.2.1. PRINCIPIO FÍSICO Y DE MEDICIÓN DE LA HERRAMIENTA

Hoy en día, las herramientas de inducción poseen muchas bobinas transmisoras y receptoras. No obstante, el principio de medición puede comprenderse considerando solo una bobina transmisora y otra receptora.

Se envía una corriente alterna de alta frecuencia y de intensidad constante a través de la bobina transmisora. Se crea un campo magnético

alterno que induce corrientes hacia la formación alrededor del agujero. Estas corrientes fluyen en anillos de forma circular que son coaxiales con la bobina de transmisión, y crean a su vez un campo magnético que induce un voltaje en la bobina receptora. El principio del sistema de inducción se ilustra en la figura 2.23.

Debido a que la corriente alterna en la bobina transmisora es de amplitud y frecuencia constantes, las corrientes del anillo son directamente proporcionales a la conductividad de la formación. El voltaje inducido en la bobina receptora es proporcional a las corrientes de anillo y así, a la conductividad de la formación.

Así mismo hay un acoplamiento directo entre las bobinas transmisora y receptora. La señal que se origina de este acoplamiento se elimina con el uso de bobinas "compensadoras".

Esta herramienta funciona mejor cuando el fluido del pozo es aislante, incluso aire o gas. La herramienta también trabaja bien cuando el agujero contiene lodo conductivo, a menos que éste sea demasiado salado, las formaciones muy resistivas, o el diámetro muy grande.

2.4.2.2. FACTORES QUE AFECTAN UNA MEDICIÓN INDUCTIVA

Como se mencionó la conductividad de la formación obtenida de las herramientas inductivas es directamente proporcional a la magnitud de la corriente generada en la bobina receptora. Así se debe tomar en cuenta que esta corriente medida se afecta por diversos factores en los cuales se debe compensar para obtener una medición más precisa.

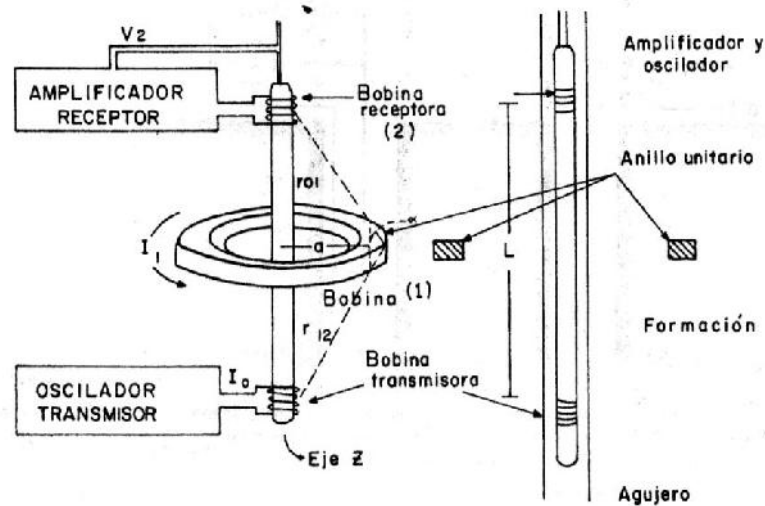


Figura. 2.23 Principio del registro de inducción
Fuente: Agua e hidrocarburos, 2006

2.4.2.3. FACTOR GEOMÉTRICO

Considerando que el medio que rodea el pozo es homogéneo, la contribución de cada espira de formación a la señal recibida, variará dependiendo de las posiciones relativas entre la espira y el sistema de bobinas. El factor geométrico define este fenómeno mediante la especificación del porcentaje de contribución que una espira determinada tiene en la señal total recibida.

El porcentaje de contribución a la señal de un volumen de formación determinado, será función del espaciamiento bobina transmisora – bobina receptora, del radio de la espira de formación y de la ubicación de la espira.

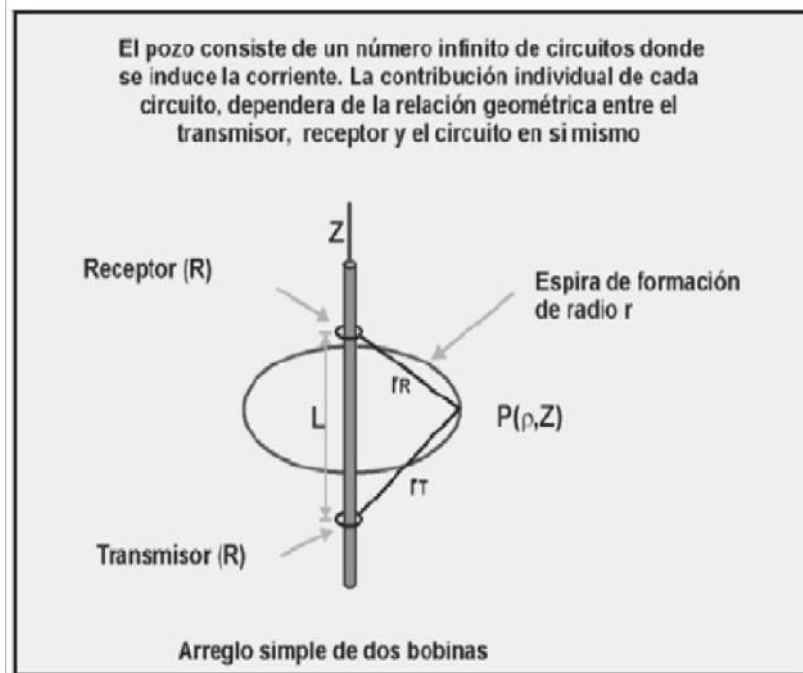


Figura 2.24 Contribución individual de cada bobina.
Fuente: Agua e hidrocarburos, 2006

2.4.2.4. EFECTO DE PIEL

Cuando se está en presencia de formaciones muy conductivas, las corrientes secundarias inducidas en los anillos de tierra son grandes, y sus campos magnéticos considerables. Dichos campos inducen voltajes eléctricos adicionales en otros anillos de tierra. Los campos inducidos se encuentran desfasados en relación a aquellos inducidos por la bobina transmisora de la herramienta de inducción.

La interacción entre los anillos de tierra provoca una reducción de la señal de conductividad grabada en los registros de inducción; esto se conoce como "efecto de piel". Este es un fenómeno predecible y cobra importancia cuando la conductividad de la formación excede a 1000 mmho/m. Actualmente los registros de inducción corrigen de manera automática el efecto de piel durante la grabación.

Dicha corrección se basa en la magnitud de la respuesta sin corregir de la herramienta, considerada como si perteneciera a un medio homogéneo. Cuando el medio que rodea la herramienta no tiene una conductividad uniforme, será necesario efectuar una segunda corrección utilizando las diferentes gráficas de corrección* de registros de inducción. En la figura 2.25, se puede observar una comparación en una gráfica de conductividad aparente contra la conductividad real de la respuesta correcta y la respuesta real debido al efecto pelicular.

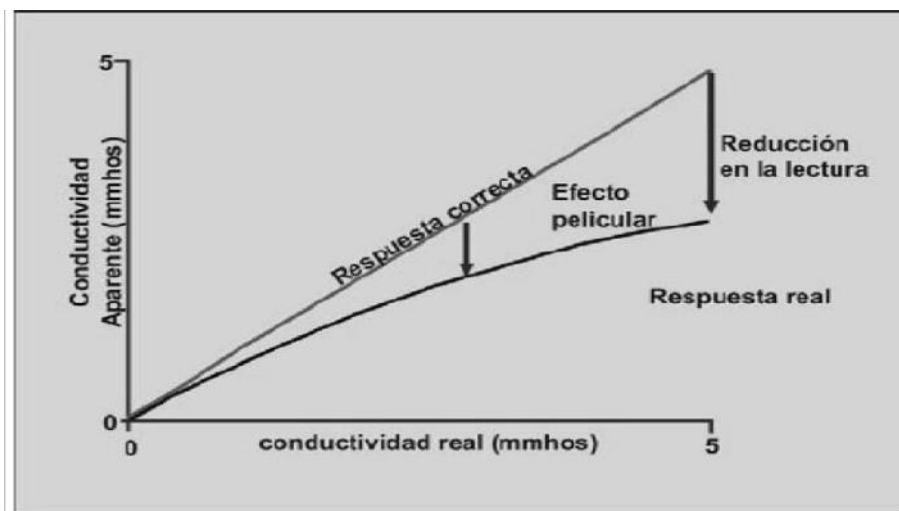


Figura. 2.25 Respuesta de la herramienta comparada con la conductividad real de la formación
Fuente:Registros Geofísicos, 2010

2.4.2.5. CORRECCIONES AMBIENTALES

Al igual que con las herramientas de resistividad convencionales, las de resistividad enfocada y las herramientas de resistividad a través de la tubería, las herramientas de inducción igualmente necesitan ser corregidas por ciertos factores ambientales que pueden llegar a afectar las lecturas brindadas por las herramientas.

Aunque en un principio las herramientas de inducción se diseñaron con la finalidad de poder minimizar estos efectos, por lo general, las

correcciones no son muy grandes e incluso puede haber situaciones en las que se puedan ignorar sin tener repercusiones en las interpretaciones sin embargo, estas correcciones se deben tener en cuenta si se llegasen a necesitar.

Las correcciones más importantes y necesarias para los registros de inducción son “por efecto del agujero y el standoff de la herramienta, por espesor de capa, el efecto de capas adyacentes, el efecto por invasión de filtrado de lodo y por efecto del echado de las capas”. A continuación se detallará cada una.

2.4.2.6. POR EFECTO DEL AGUJERO Y DEL STANDOFF

La corrección por efecto del agujero y el standoff de la herramienta es la primera que se debe realizar al registro de inducción. Debido a que Schlumberger es la principal proveedora de gran parte de las herramientas de inducción utilizadas hoy en día, procedemos a utilizar las graficas de corrección de la compañía que en este caso sería la Rcor-4 con la cual, se obtienen las correcciones de varias curvas (6FF40, ILD, ILM, 6FF28, DIPH, MIPH) así como también varios standoffs y la respuesta del factor geométrico del lodo en función de los 2 parámetros anteriores.

La contribución de la columna de lodo a la señal total que brindará el registro está dada por la expresión CMGM siendo GM el factor geométrico del lodo. El objetivo del procedimiento de corrección es por lo tanto el poder eliminar el efecto de la señal proveniente del agujero la cual en diámetros muy pequeños será muy pequeña, mientras que para agujeros con diámetros mayores a 8”, la señal aumentará, provocando en consecuencia que aumente del mismo modo el factor geométrico y que con ello la señal de agujero se incremente. Comúnmente en la práctica lo que se hace es aumentar el tamaño del separador de la herramienta para

evitar este problema ya que al no ir centrada, provoca que las corrientes no sean axiales con el agujero.

Realizado esto se debe considerar también el efecto que provoca el cambiar la resistividad del lodo lo cual, si se observa en el grafico Rcor-4 de la compañía Schlumberger, se podrá ver que a valores pequeños del factor geométrico, corresponden resistividades cuyo efecto es poco o nulo en agujeros pequeños, incluso aun cuando se estén tomando los registros en lodos conductores.

Mientras que si el factor geométrico aumenta, aumentara de igual manera la corrección que se deba realizar a la señal. Finalmente ya obtenido el valor de la señal del agujero, se procede a obtener el valor corregido de la curva de conductividad al restar el valor de la señal del agujero el de la conductividad medida quedando de la siguiente manera.

$$C_{corr} = \text{Valordelregistro} - \text{Señaldelagujero} \quad (\text{Ec. 6})$$

$$R_{corr} = 1000 C_{corr} \quad (\text{Ec. 7})$$

2.4.2.7. POR EFECTO DE ESPESOR DE CAPA Y CAPAS ADYACENTES

Para poder realizar la corrección por efecto de espesor de capa y de capas adyacentes, se debe tomar como valor de resistividad de capa adyacente (RS) el valor más contrastante de la capa mientras que su espesor se puede obtener directamente del registro (generalmente se escoge la capa adyacente más gruesa que exista y de ella se toma el valor de resistividad).

Las gráficas de corrección aplicables por este efecto se encuentran en las gráficas de corrección por parte de la compañía Schlumberger y son la Rcor-5, Rcor-6, Rcor-7 y Rcor-9. Las primeras 2 son aplicables para correcciones a las herramientas 6FF40, 6FF28, ILD e ILM mientras que la

Rcor-7 es aplicable para las mismas herramientas pero en aquellos casos en donde se tengan capas conductoras muy delgadas.

Mientras que para corregir la señal brindada por la herramienta de inducción fasorial, se utiliza la grafica de corrección Rcor-9 la cual proporciona correcciones por espesor de capa para las mediciones de inducción de la herramienta (cabe mencionar que esta corrección es la única que se realiza a la herramienta de inducción fasorial).

Las gráficas de corrección reflejan una respuesta muy superior con respecto a la herramienta fasorial para el espesor de la capa. Para aquellas capas con espesores mayores a 6 pies y cuyas resistividades exceden los 5 ohm*m, casi no es necesario realizar la corrección por espesor de capa.

2.4.2.7.1. POR EFECTO DE INVASIÓN DEL FILTRADO DE LODO

Los efectos que tendrá la zona invadida (R_{xo}) sobre las lecturas de las herramientas de inducción se derivan de consideraciones sobre factores geométricos y son importantes mientras mayor sea el diámetro de invasión del filtrado de lodo o cuando CXO y CI son altos. Por lo tanto dentro de las cartas de corrección de la compañía Schlumberger, existen gráficas para poder realizar las pertinentes correcciones por efecto de la invasión del filtrado de lodo (d_i) las cuales en algunos casos se refieren a ellas como gráficas tornado o gráficas de mariposa que se derivan de los factores geométricos de los distintos perfiles de pozo (R_{xo} , R_i y R_t). Estas proporcionan una solución gráfica de estas variables para diferentes combinaciones de herramientas de inducción y tipos de lodo para poder definir con ello el diámetro de invasión y el valor real de resistividad de la zona virgen R_t .

Si se hace la corrección de forma analítica, se obtendrán sistemas de ecuaciones con base en las mediciones de las herramientas (ILD, ILM, SFL) donde se tienen 3 incógnitas por conocer que son los valores de R_{xo} , d_i y R_t y en donde si se realizan las correcciones por efectos de pozo y capas adyacentes, los términos se vuelven ceros quedando de la siguiente manera:

$$R_{xoa} = R_{xo} G_{xo} d_i \quad (\text{Ec. 8})$$

$$R_{ia} = R_{xo} G_{xo} d_i + R_i G_i d_i \quad (\text{Ec. 9})$$

$$R_{ta} = R_{xo} G_{xo} d_i + R_i G_i d_i + R_t G_t d_i \quad (\text{Ec. 10})$$

Siendo R_{xoa} , R_{ia} y R_{ta} los valores de resistividades aparentes de las lecturas del registro mientras que G será el factor geométrico influyente de cada zona, todos referidos al mismo diámetro de invasión d_i para las diferentes herramientas de inducción (Figuras 2.26 y 2.27).

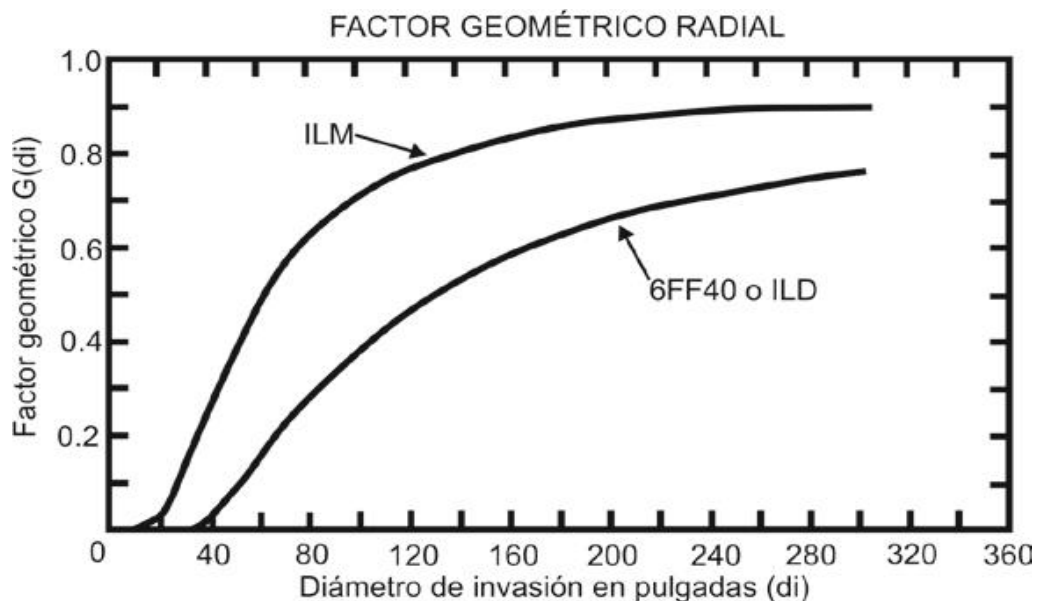


Figura 2.26 Factor geométrico que se obtiene de las herramientas de inducción

Fuente: Registro Eléctrico, 2002

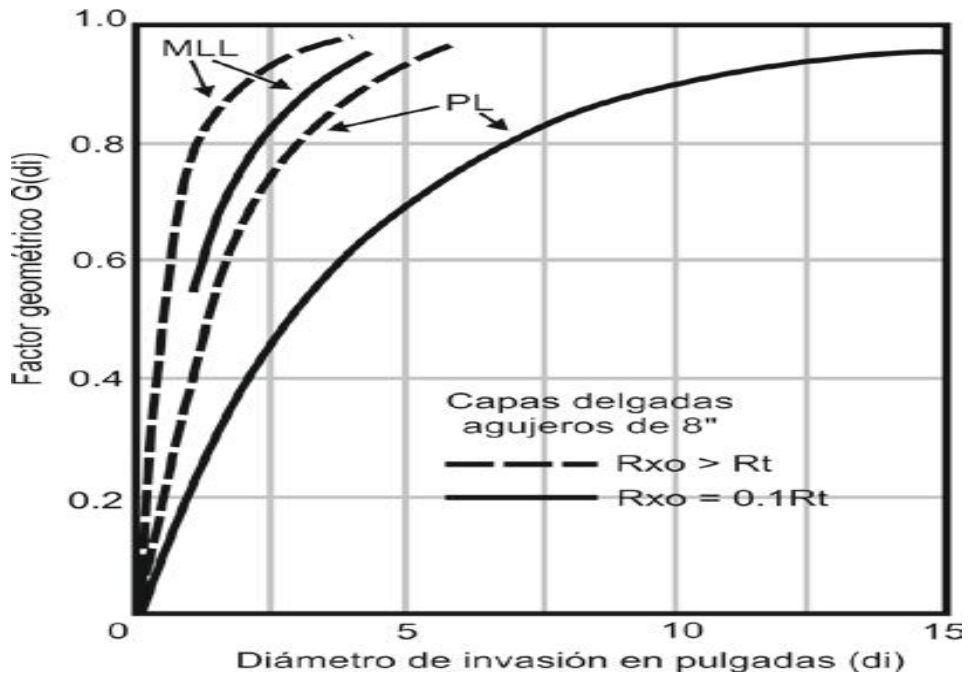


Figura 2.27 Factor geométrico que se obtiene de las herramientas microresistivas.

Fuente: Agua e hidrocarburos, 2006

Para la herramienta de inducción fasorial sin embargo, se mejora en gran medida la resolución de la herramienta incluso en formaciones donde la invasión sea profunda.

2.4.2.7.2. POR EFECTO DEL ECHADO DE LAS CAPAS

En aquellas capas que no sean perfectamente perpendiculares respecto al eje del pozo, la conductividad aparente podrá tener errores en sus lecturas. Esto tiene que ver con condiciones de macro-anisotropía, en donde desarrollos computacionales modernos han permitido modelar la respuesta que se obtiene de capas inclinadas y las mediciones de conductividad en función del espesor que estas tengan.

Por ello es importante que en la interpretación se tenga en cuenta el tipo de pozo que se está perforando ya sea bien direccional, horizontal, vertical y las mediciones de echados obtenidas por medio de la herramienta de echados mencionada más adelante.

Los estudios que se han hecho respecto a este tema han permitido demostrar varios puntos de interés:

- La inclinación de las capas las hace parecer más gruesas de lo que en realidad son.
- Las lecturas de R_t se promedian con R_s .
- Las capas delgadas son más afectadas que las capas gruesas.
- Las capas resistivas se ven más afectadas que las capas conductivas.

2.4.2.8. PRESENTACIÓN DEL REGISTRO

El perfil típico presenta una curva de SP y/o GR en la pista izquierda y las tres curvas de resistividad (ILM,ILD,DLL) en la pista derecha en escala que puede ser lineal o logarítmica de 1,2,3, o 4 ciclos.

2.4.2.9. APLICACIONES

Los registros de inducción son los registros más adecuados cuando se tienen pozos que estén utilizando lodos conductores, lodos base aceite o lodos aireados por donde no es posible transmitir una corriente a través de electrodos como lo hacen las herramientas laterolog.

Además, debido a que la herramienta es muy sensible a la conductividad, resulta más precisa en formaciones de resistividades medias a bajas.

Se podría describir que la naturaleza de las herramientas de inducción en comparación con las herramientas laterolog, se basa en que las laterolog "ven" las zonas más resistivas mientras que las de inducción "ven" las zonas más conductivas. De esta forma si $R_{xo} > R_t$ se prefiere utilizar registros de inducción mientras que si $R_{xo} < R_t$ se utilizan las laterolog.

Sin embargo, en la actualidad existen muchas herramientas comerciales constituidas de múltiples arreglos de inducción, las cuales pueden ahora obtener mediciones de resistividades de hasta los 1500 ohm*m a diferentes profundidades de investigación y son además menos sensibles a todos conductores. Las más importantes las componen la herramienta AIT y la RT scanner, y por medio de ambas es posible obtener mediciones de conductividad muy buenas, incluso en capas tan delgadas como 1 pie o hasta los 30 cm de espesor.

2.5. REGISTRO DE ECHADOS (DIPMITER)

2.5.1. PRINCIPIO FÍSICO Y DE MEDICIÓN DE LA HERRAMIENTA

El principio de medición que rige a las herramientas de medición de echados se centra en poder estar constituidas de 3 electrodos montados en patines dentro de un plano perpendicular al eje de las herramientas (siendo 3 el número mínimo de puntos o electrodos necesarios para poder definir una superficie planar) y los cuales se encuentran situados a 120° uno respecto al otro (para las herramientas de 3 brazos) o bien a 90° (para las herramientas de 4 brazos como la HDT y SHDT) entre ellos.

Lo más común es que se realicen las mediciones por medio de herramientas que cuentan con 4 brazos y sus respectivos patines, aunque también existen otras herramientas que utilizan hasta 6 brazos obteniéndose con ello mucha más información de las condiciones geológicas en el pozo a diferencia de aquellas que solo cuentan con 4 brazos. Esto permite que se mejoren considerablemente las mediciones incluso en agujeros ovalizados.

El objetivo de proporcionar a las herramientas con 3 electrodos como mínimo para realizar mediciones resistivas o bien conductivas a los

costados de las paredes del pozo, se basa en que cada electrodo debido a sus dimensiones y a la corriente enfocada que se genera por cada uno dentro del pozo, se conviertan entonces en puntos de medición que permitan obtener la resistividad de la formación en distintas ubicaciones logrando definir entre ellos un plano.

Cuando estos cruzan o bien pasan por un límite o cambio litológico en las formaciones, estos cambios quedaran registrados en cada electrodo a diferentes profundidades y en cada una de las curvas de microresistividad, permitiendo con ello el que se pueda obtener la información necesaria para evaluar el echado y el azimut de las capas o estratos.

Como las mediciones realizadas por medio de los electrodos a las formaciones son microresistivas o microconductivas, será entonces necesario que se utilicen lodos base agua para permitir que exista un contacto entre las herramientas y las formaciones ya que no es posible que estas se puedan realizar con lodos base aceite. De igual manera, también es necesario tomar en consideración algunos aspectos importantes tales como la orientación de la sonda, la desviación que se genere en el agujero con su respectivo azimut, así como también el diámetro del agujero.

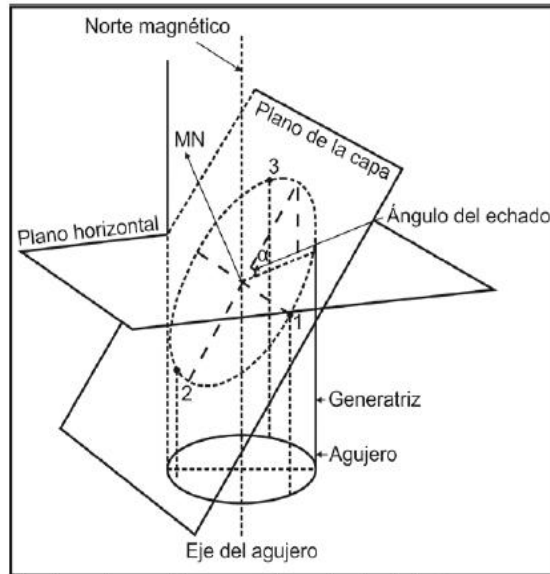


Figura 2.28 Figura donde se ilustra el principio de medición de las herramientas en donde se aprecia que las resistividades son obtenidas por medio de electrodos colocados ortogonalmente alrededor del agujero y luego correlacionarlas para determinar el echado y dirección de los planos de estratigráficos.

Fuente: Agua e hidrocarburo, 2006

La orientación de la sonda estará definida por el azimut que exista en uno de los patines (el patín 1) siendo este, el ángulo formado por la proyección horizontal de las líneas perpendiculares al eje de la sonda y que pasen a través del patín 1 y el norte magnético. La desviación del agujero por otro lado se medirá por medio de un péndulo ligado a un potenciómetro circular cuyas variaciones de resistividad, serán función de la desviación que se genere en el agujero (tomando como referencia el ángulo formado por el azimut a la desviación del agujero y el azimut del patín 1) si esto se llegase a presentar.

Finalmente el diámetro del agujero se obtendrá utilizando potenciómetros acoplados a los costados del movimiento de los patines siendo el diámetro final, la distancia que exista entre el eje de la sonda con los patines y con sus respectivos azimuts. Esto permite que se tengan al final mediciones tipo calliper en ángulos rectos unos de otros.

2.5.1.1. Diseño de las herramientas de medición de echados

A principios de los años 50's, debido a las limitantes de la SP, una "herramienta de medición de echados continuos (CDM, Continuous Dip Measument)" la cual permitía obtener un registro continuo sobre la desviación y el azimut del agujero, así como también la orientación del 1 electrodo de referencia con respecto al norte magnético gracias a un sistema que transmitía la información a superficie por medio de un potenciómetro.

Esto permitió que se pudiesen registrar por primera vez de forma continua (a diferencia de las anteriores) los echados de las formaciones utilizando primeramente las mediciones de un microlog y posteriormente las de un microlaterolog para obtener 3 curvas de resistividad de alta resolución vertical en agujeros que tuvieran variaciones en sus diámetros entre 4" a 19".

Finalmente para poder obtener los cálculos de los echados por medio de la CDM, se hacía una correlación entre las 3 curvas de resistividad notando el desplazamiento por superposición de las curvas, lo que permitía definir el ángulo del echado y el azimut del mismo conociendo en consecuencia también, el ángulo y la desviación que se diera en el agujero.

Las herramientas estándar que son utilizadas para la medición de los echados en las formaciones están constituidas principalmente por 4 patines con electrodos colocados ortogonalmente entre si uno respecto al otro a 90 °, y siendo controlados hidráulicamente desde superficie de manera muy precisa. Se les podría considerar entonces como pares de brazos articulados con patines y electrodos acoplados, moviéndose en conjunto al mismo tiempo en un plano normal al eje del pozo, permitiendo

que la equidistancia que exista entre ellos centre apropiadamente la herramienta en el agujero.

Estos brazos mecánicos generalmente se mueven de forma arqueada y se controlan de forma tan precisa, que se permite el que exista un buen contacto de las sondas con la pared del pozo en la mayoría de las geometrías de los agujeros aunque, en aquellos agujeros que presentan desviaciones (geometrías de llave), es muy común que no exista un buen contacto de 1 patín con la pared de pozo debido al peso mismo de la herramienta.

Esto provoca que ese patín “flote” y que por lo tanto, que no se obtenga una buena medición de esa zona de la pared de pozo al no existir un contacto directo.

Tomando esto en cuenta se podría decir que las herramientas funcionan adecuadamente en aquellos agujeros cuyos diámetros van desde las 6” hasta las 20” sin embargo, las mejores mediciones se obtienen en aquellos agujeros que varían sus diámetros entre las 8” y 12” y que no presenten desviaciones.

Por otro lado, existen también otras herramientas utilizadas para la medición de los echados de las formaciones por parte de las distintas compañías de servicios, muchas de ellas trabajando con el mismo principio de medición y algunas de ellas, con mejoras técnicas en su diseño como la utilización de 6 brazos mecánicos o bien la utilización de 2 electrodos por patín incrementando con ello la información obtenida del agujero (SHDT) y por ende mejores datos de la configuración de las estructuras en las formaciones.

En la siguiente tabla se describen las herramientas más importantes por empresa, la cantidad de patines con los cuales trabajan y el número de electrodos que tienen por patín.

Compañía	Herramienta	Nombre	Numero de Patines	Numero de electrodos
Schlumberger	HDT	Herramienta de medición de echados de alta resolución.	4	1
	SHDT	Herramienta de medición de echados de alta resolución estratigráfica	4	2
	OBDT	Herramienta de medición de echados en lodos base aceite.	4	1
Atlas	Diplog	Herramienta de medición de echados	4	1
	HDIP	Herramienta de medición de echados hexagonal	6	1
Halliburton	HEDT	Herramienta de medición de echados de alta resolución	4	1
	SED	Herramienta de medición de echados de 6 brazos	6	1
BDP	PSD	Herramienta de medición de echados de precisión estratigráfica.	3-4	1
	MBD	Herramienta de medición de echados de multibotòn	4	3

Tabla 2.1 Tipos de herramientas de medición de echados patentados por las distintas compañías de servicios.

Elaborado: (Orrala J., Tomalá J.)

Como se podrá observar en la Tabla 2.1, hoy en día también es posible obtener información del echado de las formaciones incluso en pozos que estén utilizando lodos base aceite, y las características en la forma del

cómo realizan las mediciones las demás herramientas, solo variarán en la cantidad de mediciones o resolución vertical que se tenga por pie o pulgadas de formación.

2.5.1.2. Herramienta de medición de echados de alta resolución (HDT)

Su diseño se centra en estar constituida por 4 brazos mecánicos con patines acoplados ortogonalmente entre ellos y con 1 solo electrodo elongado por cada patín, siendo en total 4 las mediciones microresistivas o microconductoras simultáneas las que se pueden realizar para calcular la dirección e inclinación de las capas (figura 2.29).

Su configuración, mejora notablemente el contacto que se tenga entre la herramienta y el agujero particularmente en aquellos pozos que sean irregulares o bien que se encuentren ovalizados debido a las posibles desviaciones que se presenten en las perforaciones. Esto le permite a la HDT poder prevenir que si se da el caso de 1 patín no haga buen contacto con la pared del agujero, los 3 patines restantes si lo tengan obteniéndose con ello la información suficiente para poder definir los planos de estratificación y posteriormente, el echado de las capas. Se logra con ello obtener las mediciones cada 5 mm (o 64 mediciones por pie) con una buena resolución vertical, y en agujeros cuyos diámetros varíen entre las 4" y las 18".

Su principio de medición por otro lado es el mismo con el que operan la mayoría de las herramientas de medición de echados y sigue siendo utilizado incluso hoy en día en las herramientas más recientes de adquisición de echados y en las herramientas de adquisición de imágenes (FMI). Este consiste en la emisión de una corriente alterna de baja frecuencia proveniente de una fuente en la parte más baja de la sonda la cual es conductora, permitiendo ello, que la corriente tome un camino a

través de la formación y regrese a través de los electrodos de medición colocados en la parte superior de los patines.

Estos se encuentran separados por medio de una sección aislante del resto de toda la herramienta que es igualmente conductora permitiendo con ello que la mayor parte de la corriente sea solo enfocada por medio de los electrodos los cuales obligan a fluir a la corriente de forma perpendicular en las formaciones.

A este tipo de arreglo se le denomina de “enfoco pasivo”, y se le llama así ya que toda la porción inferior de la herramienta junto con los patines e incluso el lodo de perforación que rodea la sonda se mantiene a un mismo potencial. Esto provoca en consecuencia, que la pared del agujero que está en contacto con los patines, se encuentre igualmente al mismo potencial y que las variaciones que se presenten en cuanto a la resistividad o conductividad, sean solo función de las formaciones que se encuentran enfrente de los la corriente emitida por los electrodos (Figura 2.30). Del mismo modo un dispositivo que mide la desviación del agujero también es registrado simultáneamente junto con la herramienta.

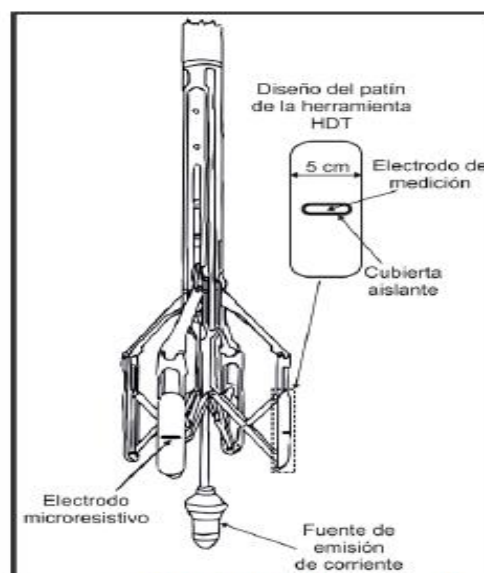


Figura 2.29 Esquema que muestra el diseño de la herramienta de medición de hechados de alta resolución (HDT) de la compañía Schlumberger así como también el diseño de los patines que realizan

las mediciones resistivas sobre la pared del agujero para obtener con ello el echado y azimut de las formaciones.

Fuente: Schlumberger, 2009

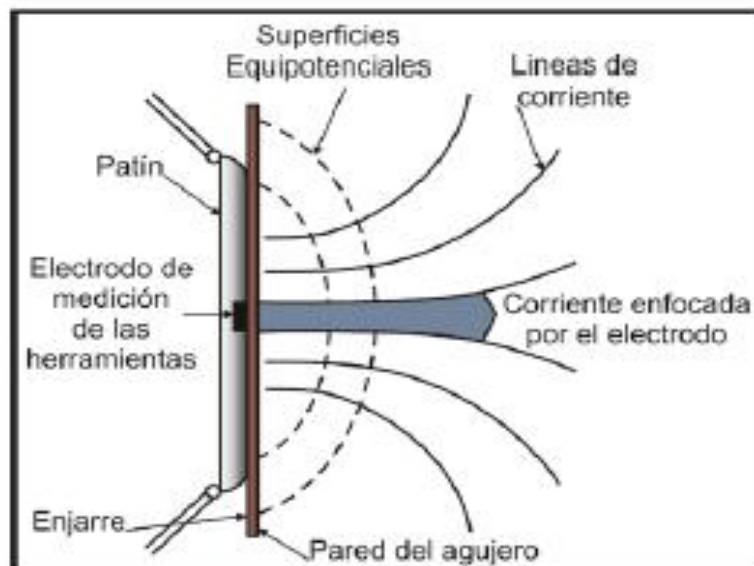


Figura 2.30 Esquema que muestra el principio de medición de la mayoría de las herramientas de medición de echados donde se aprecia como el electrodo enfoca la corriente a la formación a partir de la corriente por la fuente en la parte inferior de la sonda

Fuente: Schlumberger, 2009

Esta medición junto con las mediciones de las capas, permite calcular el echado de la formación, búsqueda de trampas estratigráficas, información sobre el patrón de las estructuras internas, dirección del transporte y en ciertos casos la dirección de la acumulación del modelo de depósito.

También permite poder corregir posibles irregularidades que se puedan presentar debido a cambios en la velocidad de adquisición del registro correlacionando la información obtenida por medio de acelerómetros o bien por medio de un electrodo adicional "de velocidad" alojado en uno de los patines y desplazado verticalmente unos centímetros con respecto al electrodo de medición de micro resistividad de la herramienta.

Los datos que proporcionará este electrodo serán solamente duplicados de las mediciones realizadas por el electrodo de medición principal por lo tanto, cuando se tengan variaciones de velocidad de la sonda correlacionándose con su electrodo gemelo, se observarán diferencias entre las mediciones realizadas por ambos electrodos permitiendo posteriormente que estas se corrijan de forma automática por compensación de velocidad, y que con ello se puedan seguir registrando con una adecuada profundidad y velocidad.

Actualmente las mediciones más modernas se centran en obtener la corriente que fluye a través de cada electrodo en función de la profundidad en los pozos. En ocasiones a esta se le puede referir como curva de resistividad cuando en realidad su inversa puede ser incluso correlacionarle adecuadamente con las resistividades laterolog más someras. Por otro lado, el ingeniero encargado de la adquisición de los registros será el que ajuste el voltaje y la corriente total que es emitida, esto para adecuar las mediciones a las condiciones presentes en el agujero.

2.5.2. PRESENTACIÓN DEL REGISTRO

Hay 2 tipos de registros que son adquiridos por medio de las mediciones realizadas por las herramientas de medición de echados. El primero de ello es un registro de campo que contiene las trazas o curvas registradas por las herramientas en términos de resistividad o conductividad de las formaciones (Figura 2.31) mientras que el segundo, es un registro ya procesado por medio de un equipo de cómputo más sofisticado en las unidades móviles de adquisición permitiéndonos conocer con ello el echado de las formaciones, así como algunos otros datos de interés.

Generalmente en el primer carril de los registros de echados se graficarán 3 curvas siendo estas, el azimut del electrodo 1 respecto al norte

magnético (AZ), la orientación del electrodo 1 en referencia a la dirección del agujero (su inclinación relativa o DAZ), que viene siendo el ángulo que existe entre la desviación del agujero y la posición en la que se encuentra el electrodo 1, y la desviación misma que se pueda estar generando en el agujero respecto a su vertical (DEV).

Igualmente puede o no estar incluida una curva de rayos gamma dentro de las mediciones permitiendo que los registros de medición de echados, puedan ser correlacionales con otros tipos de registros tomados en pozos abiertos como bien puede ser el caso de los registros sónicos, los de densidad, de neutrones, etc.

En el segundo y tercer carril de los registros, se registrarán ya sean 3 curvas de resistividad en el caso de aquellas herramientas de 3 brazos o bien, 4 curvas de resistividad en el caso de las herramientas HDT, SHDT y la OBDT, además de poder obtenerse también 2 callipers simultáneos logrando de esta manera el obtener información más precisa acerca de las condiciones de los agujeros. Para fines de correlación, una quinta curva de resistividad también es posible obtenerla y graficarla en el carril 2 por medio del "electrodo de velocidad" colocado cerca de los electrodos de medición, permitiendo con ello el poder corregir automáticamente por computadora las diferencias de velocidad que se puedan generar en la adquisición o bien en la herramienta si ésta se llegase a atorar o atascar dentro del pozo.

El formato en el cual se pueden presentar todos estos valores o mediciones variara en gran medida dependiendo del tipo de herramienta que se utilice, las escalas más comunes en las cuales pueden ser presentados los registros son de 1/1000, 1/500 o 1/200 siendo esta última la más empleada ya que con ella es posible obtener con mucho mayor detalle, datos sobre los echados de las capas y sus respectivos azimuts incluso en capas que muy delgadas (desde los 2 a los 10 pies).

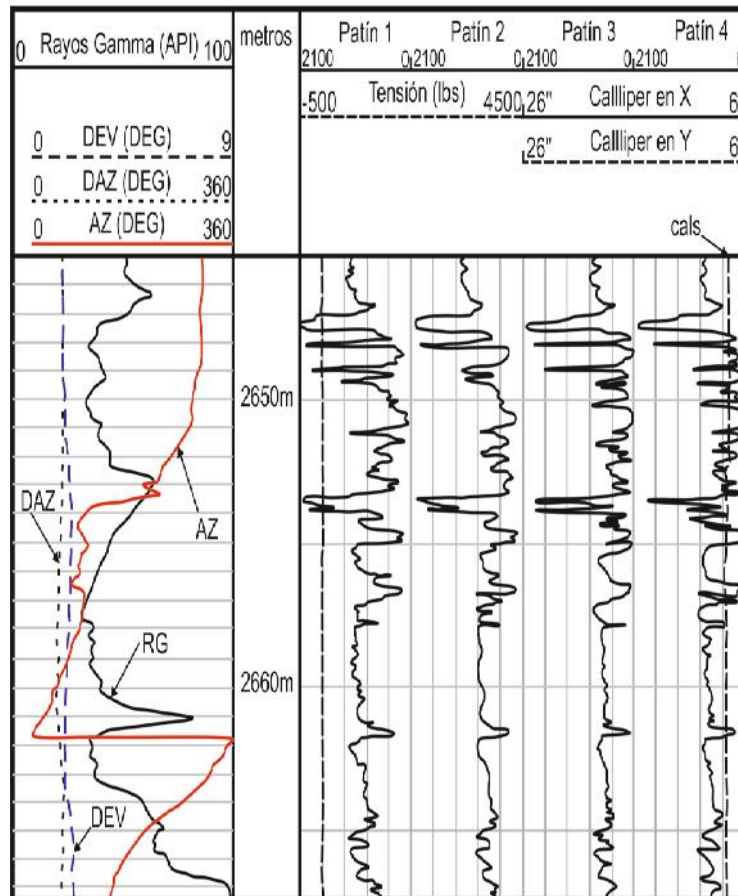


Figura 2.31 Ejemplo de un registro de medición de echados tomado con la herramienta Diplog de la compañía Western Atlas en el que se ilustran las distintas curvas obtenidas por los patines en distintas posiciones en el pozo, así como también los callipers y una curva de tensión

Fuente: Halliburton, 2011

2.5.2.1. Representación gráfica de los registros de medición de echados

Como se logra apreciar en la Figura 2.31, los registros de medición de echados consisten de una variable dependiente (la profundidad) y 2 variables independientes (el echado y el azimut de las formaciones), lo que complica en algunos casos una buena interpretación grafica de los registros.

Por ello, la forma más común o estándar que se desarrolló para poder interpretar estos datos brindados por las herramientas es por medio de gráficos *tapdole* o llamados de otra manera como gráficos de flechas o de renacuajo. Estos se encuentran constituidos principalmente por columnas al igual que los registros estándar siendo la escala vertical la profundidad a la que se esté registrando, mientras que la escala horizontal estará constituida por divisiones que van desde los 0° a los 90° haciendo referencia a los distintos echados que se puedan tener en las formaciones.

2.5.3. APLICACIONES

- Determinación de echados estructurales
- Identificación de fracturas
- Geometría del pozo

CAPÍTULO III

3.CORRELACIÓN E INTERPRETACIÓN DE REGISTROS ELÉCTRICOS.

3.1. INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo se exponen los conceptos de correlación entre los registros de perfiles disponibles, con la necesidad de conocer las zonas productoras de interés de las Arenas “U” y “T”, mediante las propiedades y características de las rocas que forman los yacimientos (Arenisca, Calizas, Limolita, lutitas). La interpretación de registro permite determinar parámetros de fundamental importancia para la estimación de reservas y la información in situ del subsuelo.

En cuanto a parámetros físicos, comprenden el estudio cuantitativo de las propiedades de la roca y los fluidos presentes en la misma, además de la mineralogía de las potenciales rocas reservorio.

Se muestra mediante la Figura 3.1 que está a continuación, el esquema de un registro o perfil de pozo.

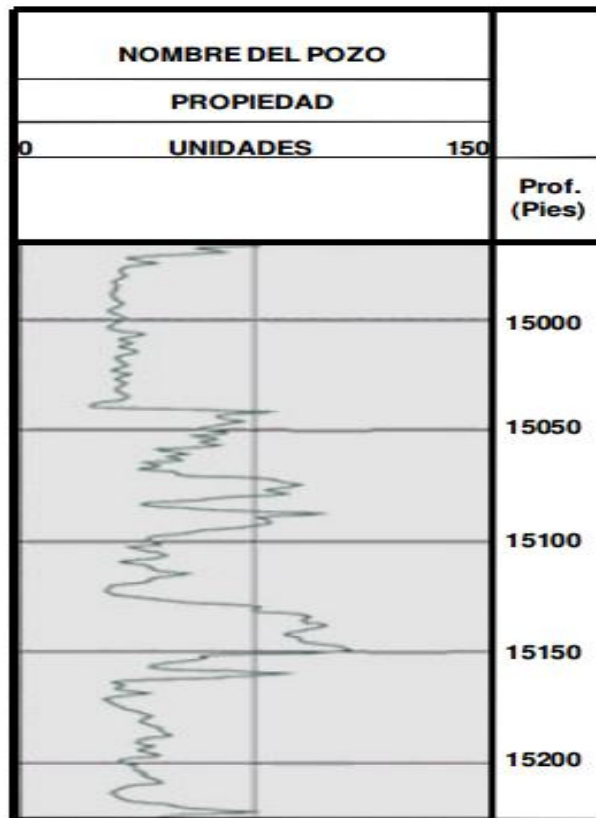


Figura 3.1 Esquema de un registro o perfil de pozo

Fuente: Petróleo América, 2015

Debido a que la zona de estudio abarca una gran región en donde aparecen y desaparecen algunas de las unidades estratigráficas haciendo más complicada la correlación

3.1.1. CORRELACIÓN

La correlación de registros entre pozos pretende determinar la extensión lateral de las formaciones de interés y la relación espacial entre éstas a lo largo y ancho del yacimiento, a partir del reconocimiento de patrones en los diferentes perfiles registrados para zonas específicas de la sección de estudio.

Mediante el uso efectivo de las técnicas de correlación de perfiles de pozo pueden detectarse fenómenos geológicos tales como secuencias faltantes debidas a una falla, a erosión, a una discordancia, secciones condensadas, entre otros.

El objetivo fundamental de la correlación es el de poder tener una visión más completa de la historia geológica de una región.

Las correlaciones permiten determinar:

- o Profundidades de las formaciones presentes en el pozo en comparación con otro pozo, los afloramientos o las proyecciones geofísicas.
- o La presencia o ausencia de fallas.
- o Si el pozo forma parte o no de una determinada estructura geológica mayor.
- o Si la profundidad del pozo ha alcanzado un horizonte productivo conocido, y de lo contrario, cuanto falta por perforar.

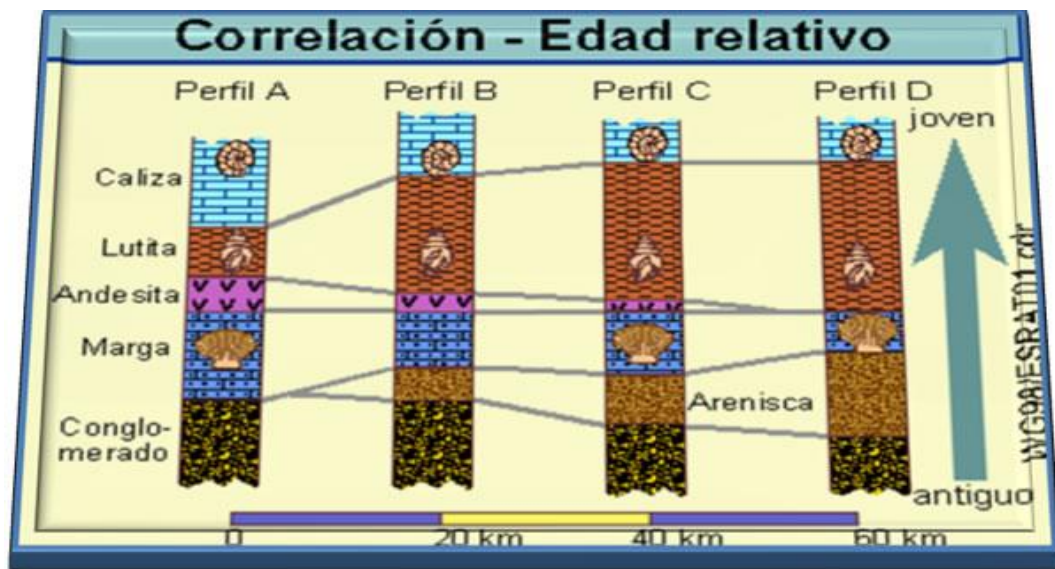


Figura 3.2 Ejemplo de correspondencia al hacer una correlación

Fuente: CEM Rio Napo 2015

Es una de las técnicas de mayor interés en la estratigrafía ya que se utiliza para comparar dos o más secciones estratigráficas de un intervalo

de tiempo semejante a partir de alguna propiedad definida y conocer la continuidad o discontinuidad lateral de las formaciones geológicas.

3.1.2. Principales métodos de correlación

- Estratos marcadores
- Coincidencias de patrones
- Técnicas de corte

3.1.2.1. Estratos marcadores

Los resultados de un registro de un estrato distintivo o series de estratos pueden ser usados como marcadores incluso si la litología u origen del estrato no es conocido del todo.

Estratos distintos lateralmente pero pertenecientes a un mismo grupo son resultado de transgresiones, regresiones o procesos erosivos que redistribuyen los sedimentos.

3.1.2.2. Coincidencias de patrones

Esta técnica involucra el reconocimiento de patrones de distintos registros y de cualquier origen. La correlación de estos patrones puede representar sucesión de facies verticales, facies sobrepuestas o unidades discordantes.

Haciendo coincidir estos patrones en las bases de las curvas de los registros se realiza correlaciones en intervalos superiores a 10 pies. Las coincidencias de los patrones pueden permitir correlacionar incluso donde haya ocurrido cambios laterales de facies, variaciones de litologías, facies y espesores.

3.1.2.3. Técnicas de cortes

Cuando ninguno de los anteriores métodos dio resultado, se puede realizar subdivisiones arbitrariamente de un intervalo a estudiarse tratando en unidades con espesores proporcionales a dicho intervalo.

Esta división en intervalos no genera verdaderas correlaciones, es solo una manera de dividir una sección que no pudo ser subdividida de otra manera. En este método se asume implícitamente que las líneas de tiempo a través de este intervalo son horizontales y en zonas donde esta suposición es inválida, este método puede dar errores.

Este espesor debe ser elegido para minimizar complicaciones; por ejemplo, en un área donde la arena tiene un espesor de 30 pies, realizar cortes o subdivisiones menores a 30 pies podría no producir resultados interpretables.

3.1.3. DIFERENCIACIÓN DE ROCAS Y AMBIENTES E INTERPRETACIÓN DEL ANÁLISIS PETROFÍSICO

3.1.3.1. Carbón Vegetal

El carbón se origina por la descomposición de vegetales terrestres, hojas, maderas, cortezas, y esporas, que se acumulan en zonas pantanosas, lagunares o marinas, de poca profundidad. Los vegetales muertos se van acumulando en el fondo de una cuenca. Quedan cubiertos de agua y, por lo tanto, protegidos del aire que los destruiría.

La carbonización comienza cuando una capa de materia vegetal se comprime por un depósito superior de nueva materia orgánica y de sedimentos arcillosos. La compresión provoca la eliminación del oxígeno

con lo que se genera un ambiente anaerobio en el que bacterias transforman la materia orgánica en una sustancia rica en carbono.

- El Reconocimiento: Se lo diferencia generalmente porque presenta una baja densidad en la lectura de densidad aunque tenga una alta resistividad como presentan las areniscas.

3.1.3.2. Caliza

Es una roca sedimentaria compuesta mayormente de cristales de calcita y aragonito los cuales son diferentes formas de cristalización del carbonato de calcio (CaCO₃). La mayoría de las calcitas sobre todo en cuencas sedimentarias se forman por la acumulación de restos de los esqueletos de organismos marinos como corales o foraminíferos.

El Reconocimiento: de las calizas presentan una resistividad relativamente alta muy característica, así como una alta densidad; superior a 2,65 g/cm³, y alta velocidad en el registro sónico (70 us/ft). También se las reconoce ya que muestran lecturas muy elevadas que en ocasiones sobrepasan la escala de micro-normal MNO y micro-inversa MIN

PARAMETROS	REGISTROS			
	GAMMA RAY	RESISTIVIDAD	DENSIDAD	SONICO
SIMBOLO	Gr	Rxo	Rhob (bulk density)	DT24
UNIDAD	API	Ohm-m	g /cm ³	us / ft
RANGO	40-60	100	> 265	<70

Tabla 3.1 Propiedades Petrofísicas utilizadas para el reconocimiento de calizas

Fuente: T-UCE-0012-286.pdf
Elaborado: (Orrala J., Tomalá J.)

3.1.3.3. Lutitas

La lutita es una roca sedimentaria detrítica o clástica de textura pelítica; es decir, integrada por detritos clásticos constituidos por partículas de los tamaños de la arcilla y del limo.

En las lutitas negras el color se debe a la existencia de materia orgánica. Si la cantidad de ésta es muy elevada se trata de lutitas bituminosas. Los colores gris, gris azulado, blanco y verde son característicos de ambientes deposicionales ligeramente reductores.

Las coloraciones rojas y amarillas representan ambientes oxidantes. Las lutitas son porosas pero poco permeables, porque sus poros son muy pequeños y no están bien comunicados entre ellos.

Pueden ser rocas madre de petróleo y de gas natural. Por metamorfismo se convierten en pizarras o en filitas. Su diagénesis corresponde a procesos de compactación y deshidratación.

El reconocimiento: de las lutitas se las reconoce fácilmente por presentar una respuesta de GR muy alta junto a una resistividad baja. Además las lutitas por lo general tienen una densidad inferior a 2,40 g/cm³.

PARAMETROS	REGISTROS			
	GAMMA RAY	RESISTIVIDAD	DENSIDAD	SONICO
SIMBOLO	Gr	Rxo	Rhob (bulk density)	DT24
UNIDAD	API	Ohm-m	g /cm ³	us / ft
RANGO	120-140	<10	2.35	90-100

Tabla 3.2 Propiedades Petrofísicas utilizadas para el reconocimiento de Lutitas

Fuente: T-UCE-0012-286.pdf
Elaborado: (Orrala J., Tomalá J.)

3.1.3.4. Arenisca

Es una roca sedimentaria de tipo detrítico de color variable que contiene clastos de tamaño de arena por lo cual tiene espacios intersticiales entre sus granos. Generalmente estos granos se encuentran unidos por una matriz de sílice o de carbonado de calcio.

En estos espacios intersticiales es donde se acumula el petróleo o el agua en un yacimiento petrolero. Se depositan en varios ambientes sedimentarios pero en general de alta energía ya que requieren más energía de las corrientes de agua para transportar los granos de arena a su sitio de depositación.

El reconocimiento: de las arenas son generalmente fáciles de reconocer debido al cruce de las curvas densidad y neutrón así como también se utiliza la lectura de las curvas microresistivas (separación de micronormal y microinversa). Según la porosidad y el contenido de arcilla (indicado por el GR y el neutrón), se distinguen entre arenas gruesas y finas, como se muestra en la tabla 3.3.

PARAMETROS	REGISTROS			
	GAMMA RAY	RESISTIVIDAD	DENSIDAD	SONICO
SIMBOLO	Gr	Rxo	Rhob (bulk density)	DT24
UNIDAD	API	Ohm-m	g /cm ³	us / ft
RANGO	<80	50-300	2.45-2.55	80-90

Tabla 3.3. Propiedades Petrofísicas utilizadas para el reconocimiento de Areniscas

Fuente: T-UCE-0012-286.pdf
Elaborado: (Orrala J., Tomalá J.)

3.1.3.5. Limolita

Roca sedimentaria endurecida compuesta principalmente por partículas angulares del tamaño del limo y que no es laminada ni se parte fácilmente en capas delgadas. La Limolita, la cual es dura y resistente, se encuentra en capas que rara vez son lo bastante gruesas como para ser clasificadas como formaciones. Son intermedias entre la arenisca y la pizarra arcillosa, pero no tan común como ellas.

El reconocimiento de limolitas; se lo hace comúnmente descartando a que litología no corresponde la zona que se identifica en un registro de pozo. Se clasifica generalmente como Limolita a una zona con menor densidad que una arenisca pero mayor respuesta de GR.

Los limos no presentan valores típicos en un registro eléctrico como Gr, Rxo, Rho ya que va a mostrar mayor o menor respuesta a uno de estos valores dependiendo de las rocas a las cuales estén asociados estos limos.

Así si un limo está próximo a una caliza mostrara Gr menor a 80 Api, Rxo de 100 Ohm-m pero si este limo está asociado a lutitas puede mostrar Gr de más de 120 Api y Rxo inferior a 50 Ohm-m.

3.2. PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LAS ROCAS YACIMIENTOS.

3.2.1. PETROFÍSICA

La Petrofísica es una especialidad de la Ingeniería de Petróleos que determina cuantitativamente las propiedades de la roca y los fluidos presentes en la misma. Adicionalmente, la petrofísica determina la relación existente entre los fluidos y su movimiento a través del medio poroso de la roca de un yacimiento determinado.

Las principales características petrofísicas de una roca reservorio son: volumen de arcilla, porosidad, permeabilidad y saturación de agua, entre otras. Estas propiedades pueden ser determinadas con exactitud por medio del Análisis de Núcleos o pueden ser calculadas mediante la interpretación de Registros Eléctricos.

3.2.2. CALCULO DEL VOLUMEN DE ARCILLA (Vsh)

El volumen de arcilla se define como el porcentaje neto de arcilla presente en una formación.- este valor puede ser mediante: Potencial Espontáneo (SP), Gamma Ray (GR) y Crossplots que son combinaciones entre dos de registro de densidad; neutrón o sónico.

El programa interactive petrophysics utiliza el método Gamma Ray conocido también como método lineal, el cual se basa en las mayores deflexiones de las curvas del GR ya que estas indican los intervalos areniscas y arcillas

El procedimiento a seguir es el siguiente:

- Leer los valores que indique la curva de GR en la zona de interés
- Seleccionar una zona limpia y libre arcilla y leer valor de GR limpio (GR clean)
- Seleccionar la zona que tenga el mayor porcentaje de arcilla y leer el valor de GR de arcilla (GRsh).
- La fracción de arcilla en la zona de interés será determinada por la siguiente ecuación.
$$V_{sh} = \frac{GR - GR_{clean}}{GR_{sh} - GR_{clean}} \quad (Ec.1)$$
- Para luego generar gráficos de volumen de arcilla, porosidad y saturación de agua, y valores de corte (cut off).

3.2.3. POROSIDAD ()

La porosidad es la capacidad de las rocas para contener fluidos y es el resultado de la relación entre el volumen de espacios vacíos sobre el volumen total de la roca.- Esta propiedad se ve afectada por tres factores: contenido de sílice, contenido de carbonatos y contenido de arcilla



Figura 3.3 Lamina de la porosidad de una roca sedimentaria
Fuente:www.scribd.com, 2015

Matemáticamente se expresa como:

$$\frac{V_p}{V_T} = \frac{\text{VOLUMEN DE POROS}}{\text{VOLUMEN TOTAL}} \quad (\text{Ec. 2})$$

En la ingeniería de reservorios, solamente la interconexión o porosidad efectiva es de interés ya que esta es la que marca la capacidad de contribuir al flujo y en el bosquejo de la petrofísica del hidrocarburo encontraremos conceptos que necesitaremos para el desarrollo y la explicación de esta tesis, como definiciones de Porosidad Primaria y Secundaria.

- **La Porosidad Primaria.**- Se refiere a los espacios que quedan después de la sedimentación de los gránulos en la matriz y por consiguiente es la porosidad propia de la matriz.
- **La Porosidad Secundaria.**- Es la contribución de agujeros, fallas, fracturas y otras discontinuidades en la masa bruta de la matriz. La contribución de esta porosidad secundaria en el total de la porosidad es generalmente pequeña aunque esta pueda incrementar

dramáticamente la facilidad con la que el hidrocarburo fluya a través de la roca.

Existen tres tipos principales de porosidad:

- Interconectada.- Múltiples pasajes entre poros.
- Conectada.- Únicos pasajes entre poros.
- Aislados.- Sin conexión entre poros.

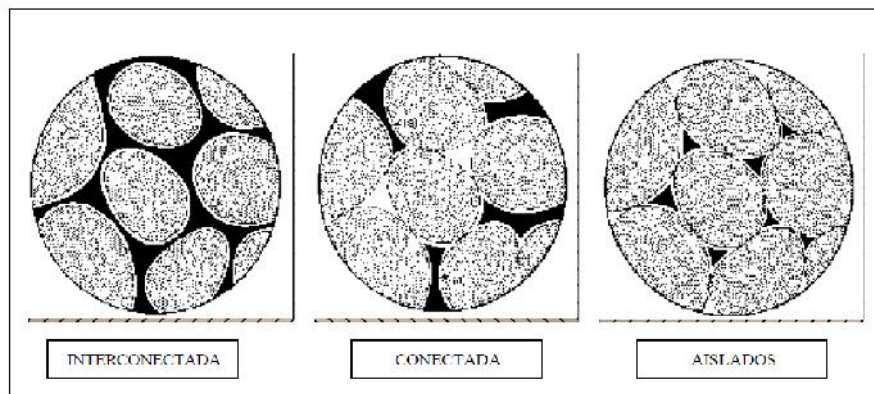


Figura 3.4 Tipos principales de porosidad

Fuente: Manual de geología

El porcentaje de: Interconectadas + conectadas = **PorosidadEfectiva**

Para eso la existencia de diferentes pruebas para determinar la porosidad de las formaciones, y las principales son:

- Registros eléctricos.- Determinan valores de porosidad total y pueden ser los siguientes registros de perfiles:
 - Sonic Logs
 - Neutron Logs
 - Density Logs
- Pruebas de CORE.- Determinan valores de porosidad efectiva y son los siguientes:
 - Saturación de agua
 - Saturación de gas.
 - Inyección de mercurio.

La importancia de la porosidad en cada zona productora nos lleva a explicar, la caracterización del volumen poroso, por lo cual el ratio entre porosidad efectiva y porosidad total es muy importante, y la conoceremos como Permeabilidad, lo que no conlleva al análisis del concepto de Porosidad Absoluta y Efectiva a continuación:

3.2.3.1. Porosidad Absoluta (a)

Es aquella porosidad que considera el volumen poroso de la roca esté o no interconectado. Esta propiedad es la que normalmente miden los porosímetros comerciales. Una roca puede tener una porosidad absoluta considerable y no tener conductividad de fluidos debido a la carencia de interconexión poral

3.2.3.2. Porosidad Efectiva (e)

Es la relación del volumen poroso interconectado con el volumen bruto de roca. Esta porosidad es una indicación de la habilidad de la roca para conducir fluidos, sin embargo esta porosidad no mide la capacidad de flujo de una roca. La porosidad efectiva es afectada por un número de factores litológicos como tipo, contenido e hidratación de arcillas presentes en la roca entre otros.

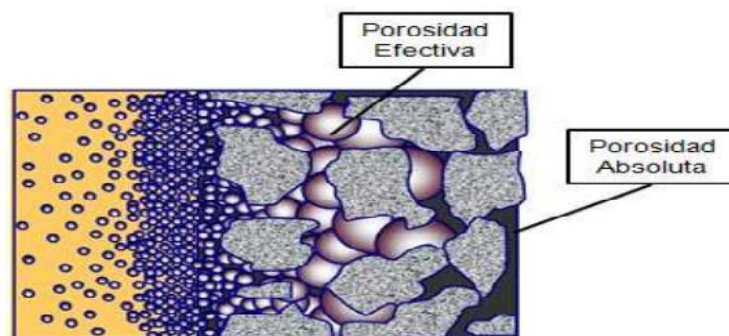


Figura 3.5 Porosidad efectiva y porosidad absoluta en un medio poroso

Fuente:www.scribd.com,2015

La porosidad se expresa como porcentaje o como fracción:

$$\Phi = \left(\frac{VOLUMEN\ POROSO}{VOLUMEN\ TOTAL} \right) 100 \quad (\text{Ecu. 3})$$

Existen rangos en función de la porosidad efectiva para clasificarla de acuerdo a la tabla 3.4.

LA POROSIDAD EN EL YACIMIENTOS	
POROSIDAD (%)	CALIFICACION
De 0 % a 5%	PÉSIMA
De 5% a 10%	POBRE
De 10% a 20%	BUENA
De 20% en adelante	MUY BUENA

Tabla 3.4 Capacidad de la porosidad del yacimiento

Fuente: *Apuntes de Simulación de Yacimientos*

Elaborado: (Orrala R.J.C; Tomalá R.J.C)

La garganta poral es definida como el espacio interconectado entre poro y poro, a través de estas es que se desplazan los fluidos.

3.2.4. SATURACION (Sw, So)

La saturación es definida como la fracción del volumen poroso ocupado por un fluido en particular (petróleo, agua o gas).

Esta propiedad se expresa matemáticamente como:

$$S = \frac{VOLUMEN\ TOTAL\ FLUIDO}{VOLUMEN\ POROSO} \quad (\text{ECU. 4})$$

Si consideramos un volumen representativo del reservorio, con los poros llenos de petróleo, agua y gas, en términos volumétricos podemos representarlo como:

$$V_p = V_o + V_g + V_w \quad (\text{Ecu. 5})$$

Lo anteriormente descrito, nos permite definir el término de saturación (S), como una fracción del volumen poroso ocupado por un fluido particular:

$$S_i = \frac{V_i}{V_p} \quad (\text{ECU.6})$$

Donde $i = 1, 2, \dots, n$, para lo cual “n” significa el número total de fases fluidas presentes en el medio poroso.

Si consideramos que básicamente el volumen poroso de una roca que contiene hidrocarburos, está saturada con petróleo, gas y agua tenemos que:

$$S_w + S_o + S_g = 1 \quad (\text{Ecu. 7})$$

S_w : Saturación de Agua

S_o : Saturación de Petróleo

S_g : Saturación de Gas

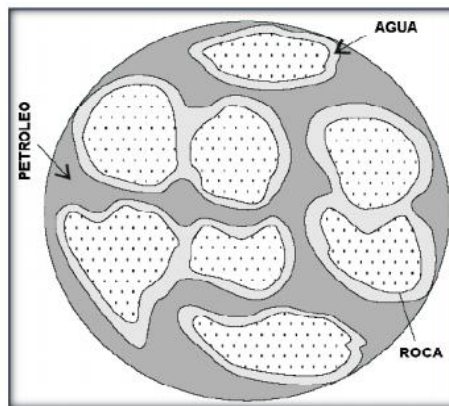


Figura 3.6 Distribución de los fluidos en el medio poroso

Fuente: Barandiaran, reservorio-capítulo ii, 2006

Si en un medio poroso coexisten dos fluidos (petróleo y agua, petróleo y gas, gas y agua, etc.), estos se distribuyen en el espacio poroso de acuerdo a sus características de mojabilidad

3.2.4.1. Saturación de Petróleo (So)

Es la fracción del volumen poroso que contiene petróleo y se calcula de esta manera:

$$S_o = 1 - S_w \text{ (Ecu. 8)}$$

3.2.4.2. Saturación de Agua (Sw)

Es la fracción o porcentaje del volumen poroso que contiene agua de formación:

$$S_w = 1 - S_o \quad \text{(Ecu. 9)}$$

3.2.4.3. Fórmula de Indonesia

Los Reservoirio o arenas del oriente Ecuatoriano se ajustan al modelo de Indonesia, el cual depende de ciertos parámetros de las rocas y de los fluidos presentes.

El propósito del análisis de reservorios es determinar la saturación de fluidos presentes en el interior de estos, de allí la importancia de poder estimar el porcentaje de agua y petróleo que satura a los reservorios para determinar si estos son económicamente rentables, es por eso el empleo de la Formula de indonesia, en combinación de las demás ecuaciones.

La fórmula de Indonesia se presenta en la Ecuación que se la plantea a continuación.

$$S_w = \left[\frac{\frac{a}{\sqrt{Rf}}}{\sqrt{\frac{\phi^{0.9}}{a \times R_w} + \frac{V_{cl} \left(\frac{a - V_{cl}}{z} \right)}{\sqrt{RcE}}}} \right]^{\frac{1}{n}} \quad \text{(Ecu. 10)}$$

Donde:

- Sw: Saturación de agua
- Rt: Resistividad de la formación
- ϕ : Porosidad
- m: Factor de cementación
- n: Factor de compactación
- a: Constante de Saturación
- Rw: Resistividad del Agua de Formación
- Vcl: Volumen de Arcilla (Lutita)
- Rcl: Resistividad de la Arcilla (Lutita, Representativo)

3.2.5. PERMEABILIDAD (K)

Esta propiedad es una de las características esenciales que se debe conocer ya que representa la capacidad de la roca para permitir el paso de un fluido a través de ella cuando se encuentra sometida a un determinado diferencial de presión.- La permeabilidad se ve afectada por los siguientes factores:

- I. Tamaño, forma, composición de los granos que influyen en la geometría del poro.
- II. Grado de cementación y Arcillosidad
- III. Presencia de fracturas y fisuras.

El estudio de la permeabilidad es como consecuencia de un descubrimiento empírico realizado por Darcy, en el cual se pudo observar que esta propiedad está en directa relación entre el caudal de flujo del fluido en movimiento (**q**), donde la viscosidad (**μ**), que causa el flujo sobre un trayecto de longitud (**L**), e inversamente a la carga hidrostática del fluido sobre una área A de la superficie de un líquido con un diferencial de presión **P**.

$$K = - \frac{q \cdot \mu \cdot L}{A \cdot \Delta P} \quad (\text{Ecu. 11})$$

Darcy desarrollo una ecuación de flujo de fluidos en medios porosos para poder calcular la permeabilidad:

$$v = - \frac{k \, dp}{\mu \, dL} \quad (\text{Ecu. 12})$$

Donde:

- v = Velocidad aparente del fluido (cm / seg)
- k = Constante de proporcionalidad o permeabilidad (Darcys)
- μ = Viscosidad del Fluido (cp)
- dp/dL = caída de presión por unidad de longitud (atm/cm)

La velocidad v en la ecuación no es la velocidad real del fluido. Se determina dividiendo la tasa de flujo para el área de la sección transversal por donde fluye el fluido.

$$q = - \frac{kA \, dp}{\mu \, dL} \quad (\text{Ecu.11})$$

- q = tasa de flujo a través del medio poroso (cm³ / seg)
- A = área de la sección transversal, cm²

3.2.5.1. Permeabilidad Absoluta (K)

Es la permeabilidad medida cuando existe una sola fase en el medio poroso que lo satura 100%, el espacio poroso de la misma, de esta manera es el único y absoluto fluido que se podría mover dentro del espacio poroso efectivo.

3.2.5.2. Permeabilidad Efectiva (Ke)

Es la permeabilidad medida a un fluido cuando el medio poroso se encuentra saturado por dos o más fluidos. La permeabilidad efectiva es función de la saturación de fluidos y es siempre menor que la permeabilidad absoluta.

3.2.5.3. Permeabilidad Relativa (Kr)

Es la relación entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta, y consecuentemente habrá permeabilidades relativas al agua (K_{rw}), al petróleo (k_{ro}) y al gas (k_{rg}).- Calculándose con las siguientes ecuaciones:

$$K_{ro} = \frac{K_o}{K}; \quad K_{rw} = \frac{K_w}{K}; \quad K_r = \frac{K_g}{K}$$

(Ecu. 13, Ecu. 14, Ecu. 15)

La importancia de la permeabilidad relativa es que se la considera en función de todos los fluidos o fases existentes en el yacimiento, que generalmente son dos y algunas veces pueden ser tres (petróleo agua y gas).

Por lo tanto la permeabilidad relativa a un fluido particular depende de la saturación de ese fluido en la roca o sea de la fracción del espacio poroso ocupado por dicho fluido.- habiendo descrito anteriormente se concluye que la permeabilidad relativa es la razón de la permeabilidad de la roca a un fluido determinado (permeabilidad efectiva).

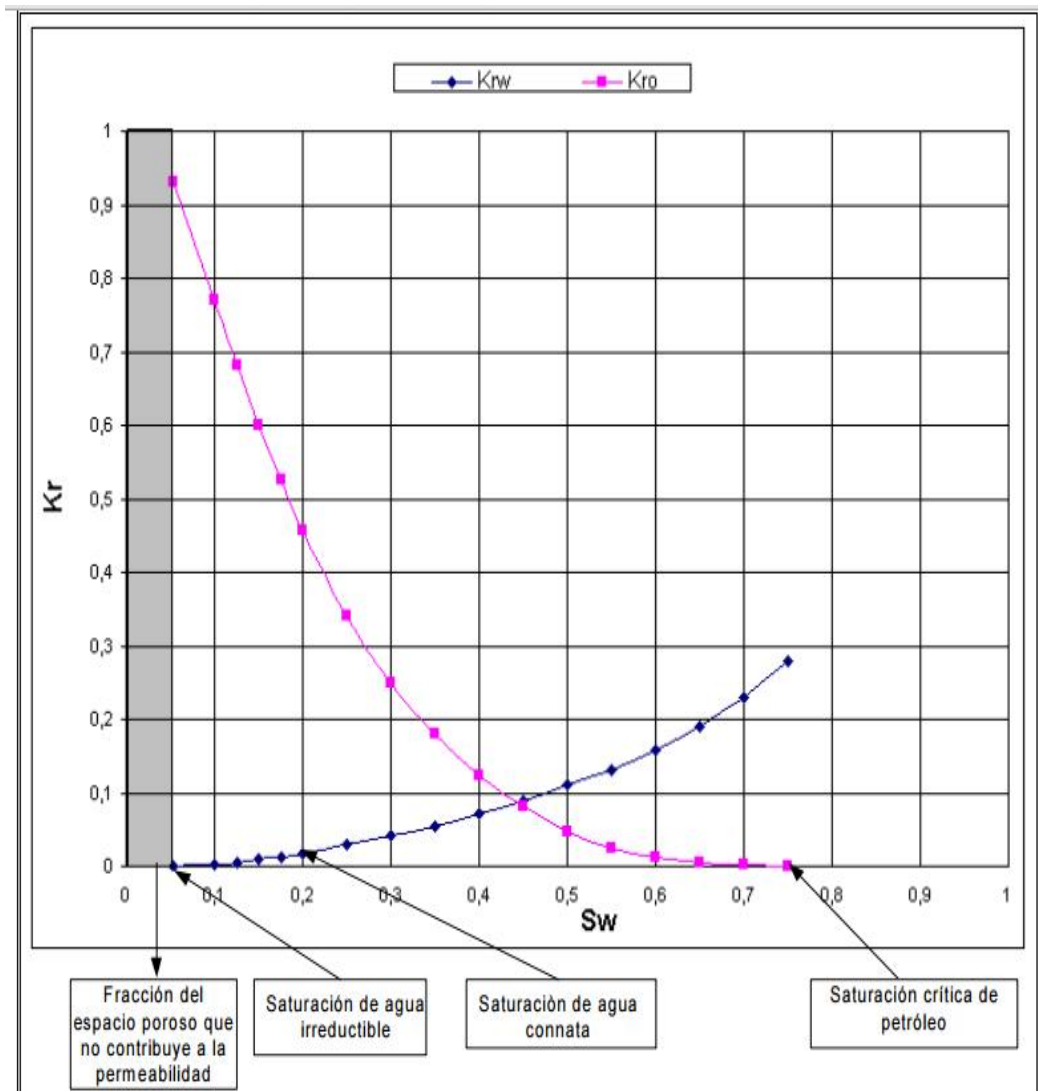


Figura 3.7 Permeabilidad relativa
Fuente: Análisis de permeabilidades de campo Sacha

Mediante el gráfico de **PERMEABILIDAD RELATIVA** se denota que son funciones de la distribución del fluido en el medio poroso estudiado.- La segregación de fluidos en la red porosa de la roca reservorio es función de la saturación de fluidos, así como de las características humectativas, es decir si es que la roca reservorio es oleofila (humectada por petróleo) o hidrófila (humectada por agua).

En el punto donde se encuentra la saturación de agua con nata se sabe que la movilidad de esta aumenta de tal manera que este fluido comienza a desplazarse en forma continua con el crudo producido.

Observaciones con respecto a la curva de permeabilidad relativa como son:

- La permeabilidad relativa siempre es menor que la unidad.
- La suma de las permeabilidades relativas también es siempre menor que la unidad.
- La permeabilidad relativa a un determinado fluido es cero en el momento en que se alcanza un cierto valor mínimo de la saturación de dicho fluido, llamada saturación irreductible.

FORMACION	PARAMETROS							
	DATUM (ft)	ESPESOR (ft)	POROSIDAD (%)	SATURACION (S_{wi})	S_w (%)	S_o (%)	PERMEABILIDAD (mD)	SALINIDAD (ppm)
BASALTENA	-7800	10 – 15	15	25	34,3	65,7	433	13000 – 24000
NAPOU	-8530	30	14	20 – 25	12,8	67,2	425	30000 – 35000
NAPOT	-8765	20	14,5	15 – 20	20	80	240	20000 – 25000
HOLLIN SUPERIOR	-8975	25	12	30 – 40	33,3	66,7	130	3890
HOLLIN INFERIOR	8976	45 – 55	15	20 – 40	29,4	70,6	350	500

Tabla 3.5 Parámetros petrofísicos promedio de las diferentes arenas del CAMPO SACHA.

Fuente: Departamento de Reservorios. ORNCEM – Quito 2014

Elaborado: (Orrala R. J.C; Tomalá R.J.C)

FORMACION	PARAMETROS										
	Pi (Psi)	Pb (Psi)	P actual	T _v (°F)	Boil (BY/BN)	Gravedad API	GOR	GAS	GE	Rsi	μoil (cP)
BASAL TENA	3680	870	1278	181	1,117	24,1	150	1,099	-	2,5	7
NAPO U	4054	1170	1411	211	1,2302	27-29	270	1,1324	345	1,8	8,02
NAPO T_s	414	131	146	21	1,37	27-	4	1,25	42	1,6	9,02
NAPO T_i	6	0	0	6	26	29	36	18	2		
HOLLIN SUPERIOR	4450	550	2389	225	1,1334	27,3-29	124	1,3511	28	1,4	9,2
HOLLIN INFERIOR	4450	78	3008	225	1,1625	27-28	24	1,5767	28	3,7	5,7

Tabla 3.6 Características Fisico-Químicas de los Fluidos Producidos

Fuente: Departamento de Reservorios. ORNCEM – Quito 2014

Elaborado: (Orrala R. J.C; Tomalá R.J.C)

3.3. CORRELACION DE REGISTROS

La Correlación de Perfiles de Pozo en la Descripción de Yacimientos de Hidrocarburos En un estudio de yacimientos, el objetivo de esta actividad es describir la evolución lateral de las características de los reservorios para una detallada y precisa reconstrucción de la geometría y la arquitectura de las diferentes facies del yacimiento, con una exhaustiva descripción analítica del comportamiento intuitivo en la búsqueda de una solución confiable.

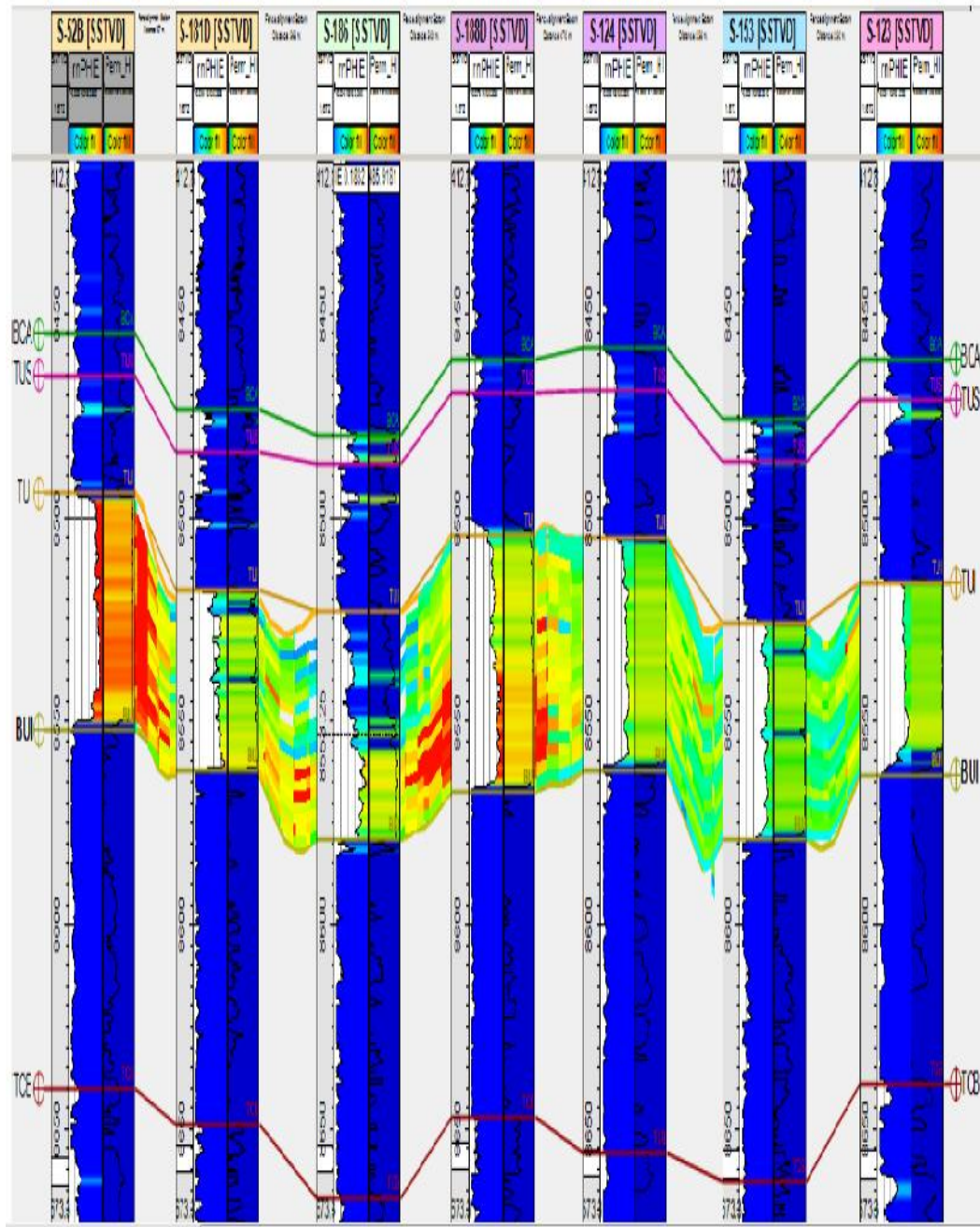


Figura 3.8 Correlación de perfiles de pozo
Fuente: Barandiaran, reservorio-capitulo ii, 2006

Para eso se coloca en la figura 3.8, la lectura en la correlación de siete pozos ya antes expuestos en otros proyectos de graduación, como se muestra el grafico de arriba, una correlación de pozos del Campo Sacha, es por eso que veremos el análisis cualitativo en los siguientes pasos:

3.3.1. Técnicas de Correlación entre Perfiles

Más allá de identificar las guías o configuraciones típicas (similitudes en las formas de las curvas), la sucesión de las secuencias, las interrupciones significativas dentro del ciclo sedimentario o la evolución más probable de las facies, no existen técnicas especiales de correlación entre perfiles. No obstante, para obtener los mejores resultados y la máxima precisión posible, el procedimiento de correlación sigue ciertos pasos, donde los más importantes son descritos a continuación:

I. Creación del Perfil Compuesto para cada Pozo

En algunos casos, uno o dos perfiles pueden ser suficientes para una correlación entre pozos, sin embargo, a fin de maximizar la validez de la correlación, debería ser usado el juego completo de perfiles disponibles.

Por ello se recomienda el uso del perfil compuesto como la base de la correlación, el cual deberá contener la mayoría de los perfiles de reconocimiento grabados en el pozo.

Existen estudios donde se han realizado pruebas exitosas de correlación mediante el uso de perfiles obtenidos a partir de la aplicación del análisis de componentes principales (PCA por sus siglas en inglés).

Según el autor de esta técnica descrita por el Serra (1998), esta es una técnica que usa todos los perfiles para mostrar en una única curva, las características principales y dominantes derivadas de todas las mediciones.

Sin embargo, este método se complica debido a disparidades entre los registros, este sólo puede ser usado si siempre se usa el mismo juego de perfiles y si por su parte estos perfiles están bien calibrados.

II. Construcción de Secciones Transversales para Correlaciones

El método consiste en ubicar los perfiles compuestos de los diferentes pozos uno lado del otro y usando un espaciamiento regular manteniendo un nivel de referencia guía para alinear las pozos, o bien empleando un espaciado que tenga en cuenta la distancia real entre los pozos y ajustándolos a una escala vertical relativa al nivel del mar.

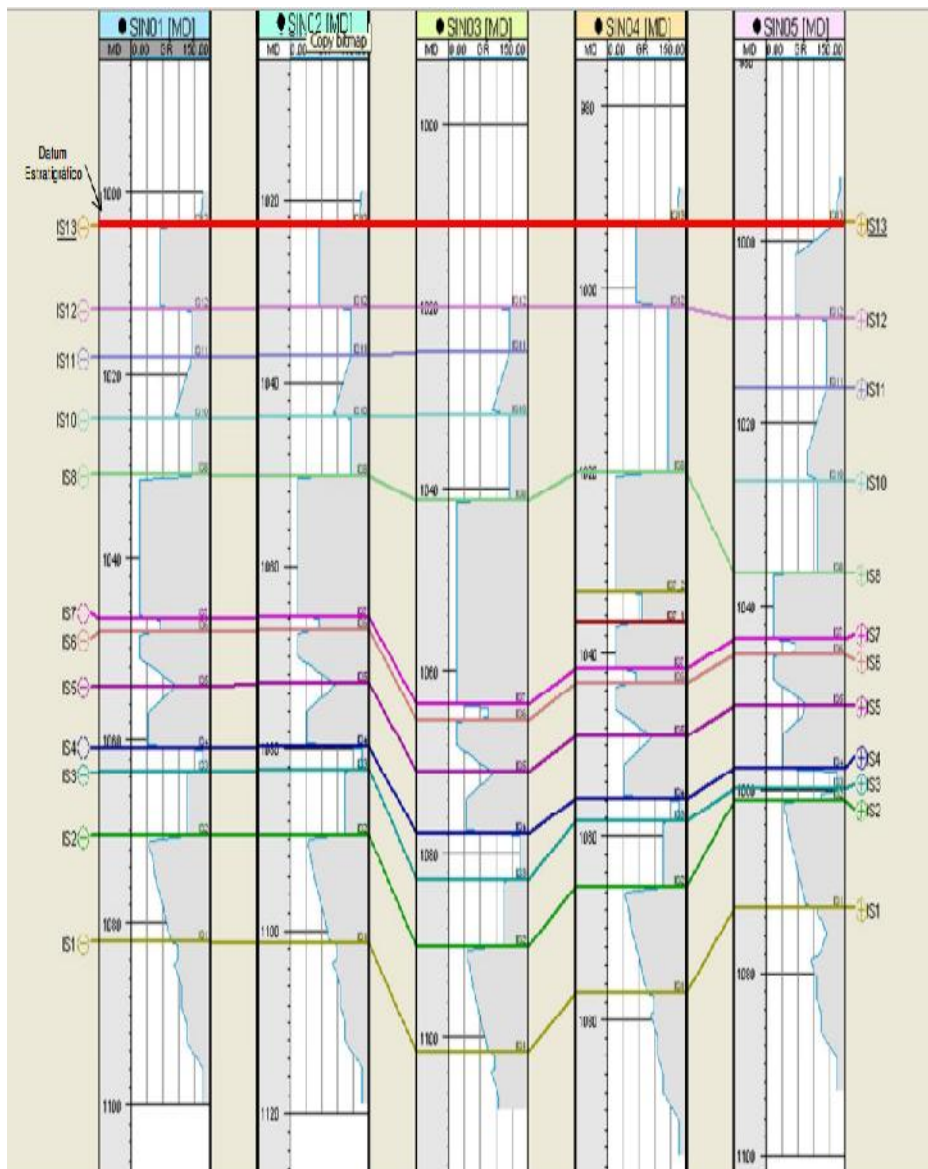


Figura 3.9 Secciones transversales para correlaciones
Fuente: Barandiaran, reservorio-capítulo ii, 2006

Casi en su totalidad del estudio de una síntesis estratigráfica de una cuenca, región o yacimiento, es deseable establecer secciones transversales entrecruzadas, complementadas por secciones circulares, esenciales para cerrar la malla y asegurar la continuidad y cierre de las correlaciones.

Esto dará indicaciones valiosas acerca de la probable ubicación del intervalo correspondiente en otros pozos. Estas secciones destacan las diferencias en distancia vertical y espesor para las formaciones por encima y por debajo del plano de referencia o "datum" utilizado.

Al realizar lo anterior, se ignoran todos los posibles movimientos estructurales a los cuales la secuencia ha sido expuesta. Después se pueden correlacionar todos los eventos abajo o arriba del plano datum comparando las respuestas en los registros.

III. La Búsqueda de Niveles Guía Sincrónicos

Las correlaciones cronoestratigráficas deben estar basadas en horizontes constantes en el tiempo que son raros, debido a que generalmente corresponden a fenómenos en mayor o menor medida instantáneos, en términos de tiempo geológico, y además deben ser independientes del ambiente.

Para que sean útiles, también deben ser de considerable extensión geográfica. Frecuentemente son de difícil detección en cortes de terreno, pero generalmente son de fácil identificación en los perfiles de pozo.

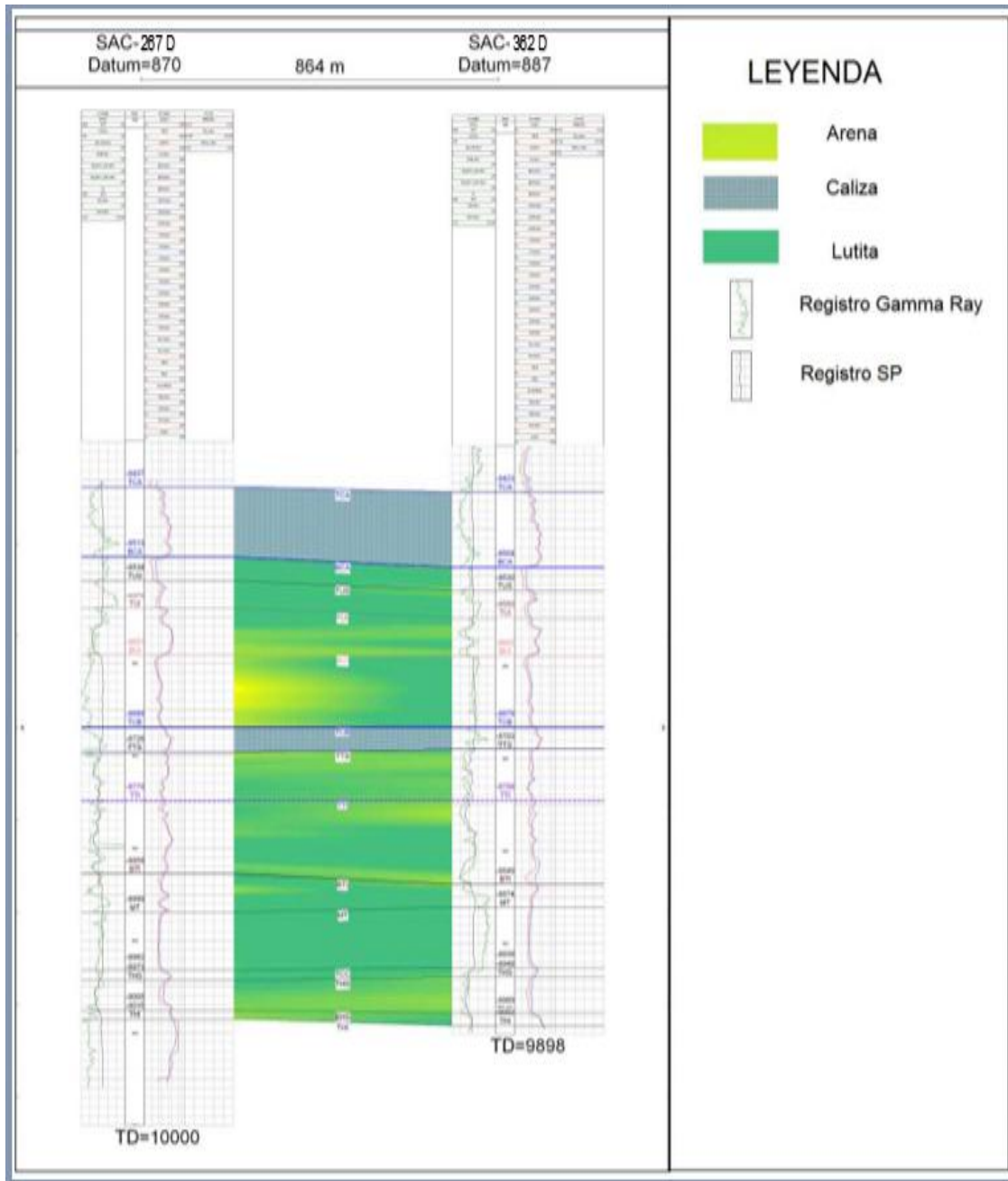


Figura 3.10 Cortes de terreno
Fuente:Ingeniería de petróleo – petroproduccion

(Una vez que la correlación conceptual está definida, para el entendimiento y determinación de las muestras que se han escogidos para la ilustración y explicación de este tercer capítulo, procedemos a la lectura de los registros del informe final de operaciones registros eléctricos a hueco abierto de la Compañía mixta RIO NAPO.)

ANÁLISIS EN LA FORMACIÓN “U” Y “T”					REGISTRO CORRIDO POR:
UBICACIÓN	CAMPO SACHA				BAKER HUGHES
NUMERO DE POZO	S-265 D	S-361 D	S-362 D	S-267 D	Perforado por CCDC / OPERACIONES RIO NAPO

Tabla 3.7 Registros del campo sachá por BAKER HUGHES

Fuente: Ingeniería de Petróleo – Petroproduccion

Elaborado: (Orrala R.J.C; Tomalá R.J.C)

Con las siguientes Corridas de Pozos proporcionados para la explicación de esta, Nuestra Tesis en las Arena Basal Tena, **Arena “U” y “T” y Hollín Sup. e Inf. Daremos a continuación la explicación de la Correlación de los Sigüientes Pozos mostrados en la tabla de Análisis Correlacional en las Arenas “U” Y “T”.

3.3.1.1. CORRELACION DE LOS CORTES: A1-B1, A2-B2 Y A3-B3

Una vez ubicados los 4 pozos de muestra que hemos tomado para la explicación; Se decidió realizar 3 cortes estructurales en la zona de estudio con el fin de correlacionar las litologías de los pozos y observar el desarrollo de los cuerpos de arena tanto en la arenisca U superior como inferior.

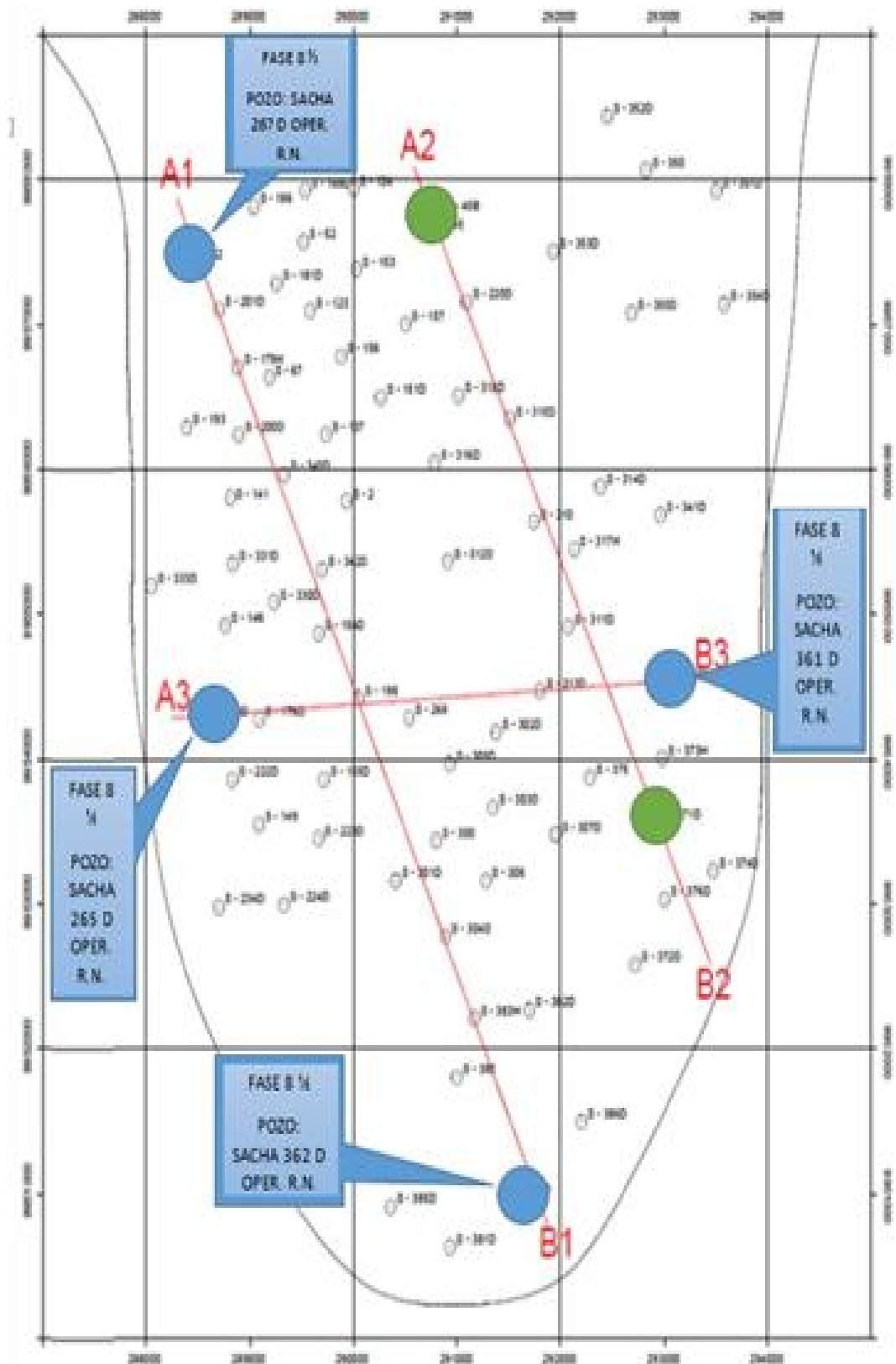


Figura 3.11 Correlación de cortes de los registros ya mencionados
Fuente: ingeniería de petróleo – Petroproducción

3.3.1.1.1. Corte A1-B1 Dirección NO-SE (Sacha-267 D a Sacha-362D)

Este corte con dirección NO-SE cruza los pozos ubicados al Oeste de la zona de estudio desde el norte en el pozo Sacha-267 D hasta el sur en el pozo Sacha 362D. La arenisca U inferior en esta sección muestra un gran desarrollo en el espesor hacia el sur en los pozos S-301D, S-304D, S-383H y S-362D.

Esta continuidad de la arena U inferior se ve interrumpida hasta casi desaparecer en los pozos S-201D, S-340 y S-342D. Esto puede deberse a que estas zonas pudieron ser unos paleo-relieves en los cuales no existía suficiente espacio de acomodamiento para la depositación de arenas gruesas.

La otra explicación es una falla activa durante la depositación en donde se logró depositar un mayor espesor de arena en ambos ciclos sedimentarios regresivos de la arenisca U inferior.

3.3.1.1.2. Corte A2-B2 Dirección (Sacha-45 a Sacha-376D)

Este es un corte paralelo al corte A1-B1 ubicado aproximadamente 2 kilómetros al Este del mismo. Se extiende desde el pozo S-45 al norte hasta el pozo S-376D al sur.

En esta sección de pozos se observa que la arenisca U inferior es muy continua exceptuando el pozo S-220D en donde la zona correspondiente a la arenisca U inferior contiene cuerpos pequeños de arena intercalada con lutitas hacia la base y calizas con limos hacia el tope.

Se observa también la ausencia de sedimentos finos en la primera transgresión de la arenisca U inferior (TST-UI 1) en los pozos: S-310, S-

311D y S-371D. Esto genera algo de dificultad al momento de diferenciar entre los dos eventos regresivos de la arenisca U inferior.

Esto muestra una zona de un tectonismo activo sin-sedimentario donde se acumuló un mayor espesor de arena. La arenisca U superior se presentó muy uniforme y constante en sus cuatro eventos transgresivos y regresivos con espesores promedio de 6 a 10 pies excepto en el pozo S-371D donde existe un mayor espesor de sedimentos de lutitas y limos correspondiente a la primera transgresión de la arenisca U superior (TST-US 1).

3.3.1.1.3. Corte A3-B3 Dirección (Sacha 265D a Sacha 361D)

Este es un corte que atraviesa a la estructura del campo Sacha de manera transversal Oeste-Este comenzando en el Oeste en el pozo S-265D hasta el Este en el pozo S-361D.

Esta sección es muy útil para observar el desarrollo de la arenisca U inferior y como va cambiando progresivamente en dirección al este de sedimentos finos pasando por calizas con limos hasta llegar a arenas gruesas de canal intercaladas con arenas finas. El mayor cambio de estas facies se nota en los pozos S-332D, S-176D y S-198.

Se observa hacia el este una zona de sedimentos finos con unos pequeños cuerpos arenosos intercalados con calizas y limos. Posterior a esto dirigiéndonos hacia el Este se encuentra una columna casi enteramente de caliza con limos, esto puede corresponder a un ambiente lacustre donde con un mayor aporte sedimentario pudo haberse depositado arenas de barra.

Siguiendo hacia el este se ve un desarrollo de la arenisca U inferior de mayores espesores y donde se puede notar con facilidad los tres eventos

regresivos y transgresivos. Solamente el pozo S-302D no muestra los sedimentos de la transgresión de la arenisca U inferior (TST-UI 1).

La arenisca U superior mostro sus ciclos sedimentarios con espesores variables desde 5 hasta 15 pies siendo el ciclo de más espesor la primera transgresión que separa la arenisca U inferior de la superior (TST-US 1)

3.3.2. GAMMA RAY (GR) Y POTENCIAL ESPONTANEO (SP) PARA LA DETERMINACIÓN DE LA LITOLOGÍA.

A continuación se describe el pozo Sacha 265D, formación “U”(figura 3.12) y “T” (figura 3.13)

Analisis Formación U:

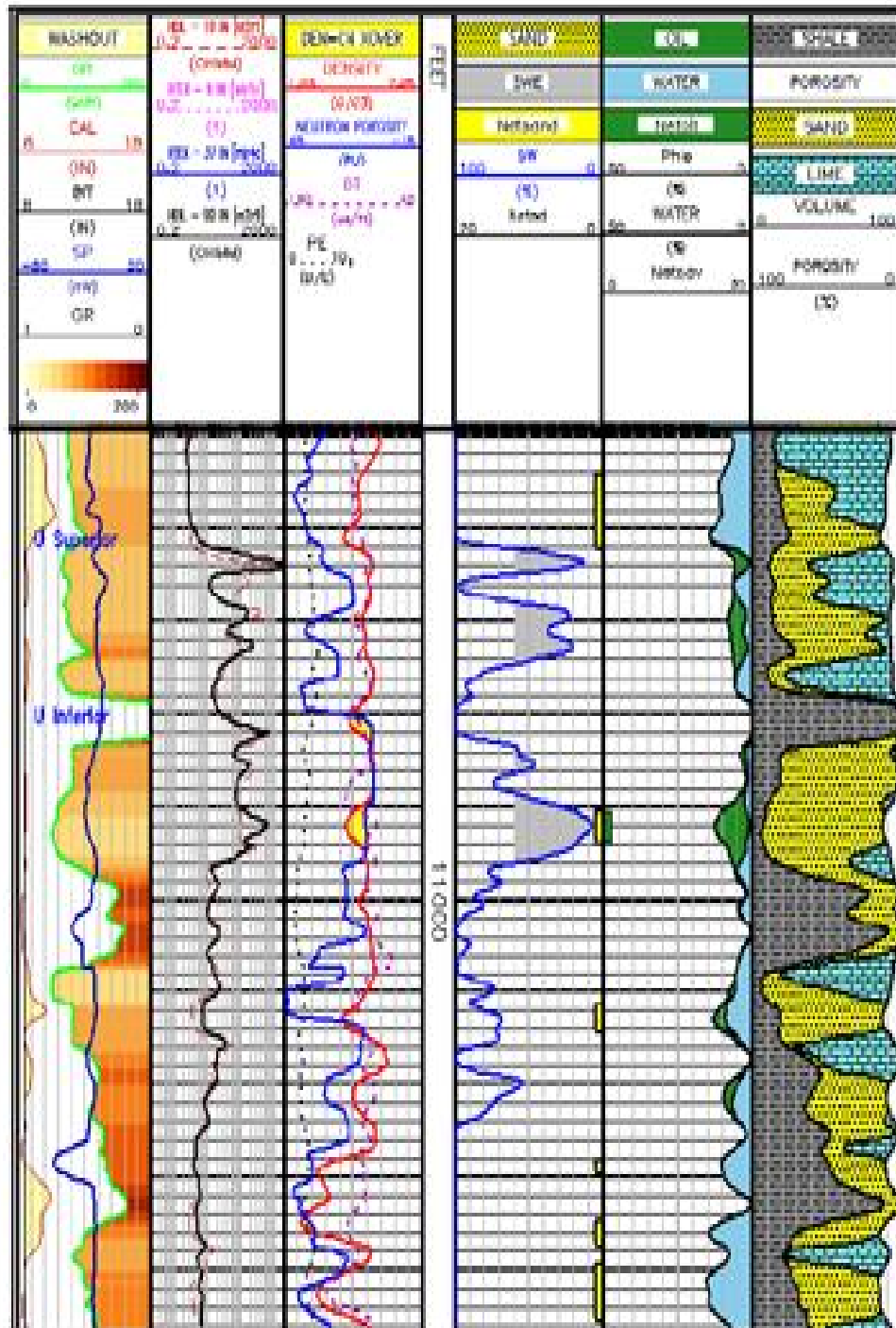


Figura 3.12 Pozo Sacha 265D, formación "U"
Fuente: Baker Hughes, 2011

Análisis Formación T:

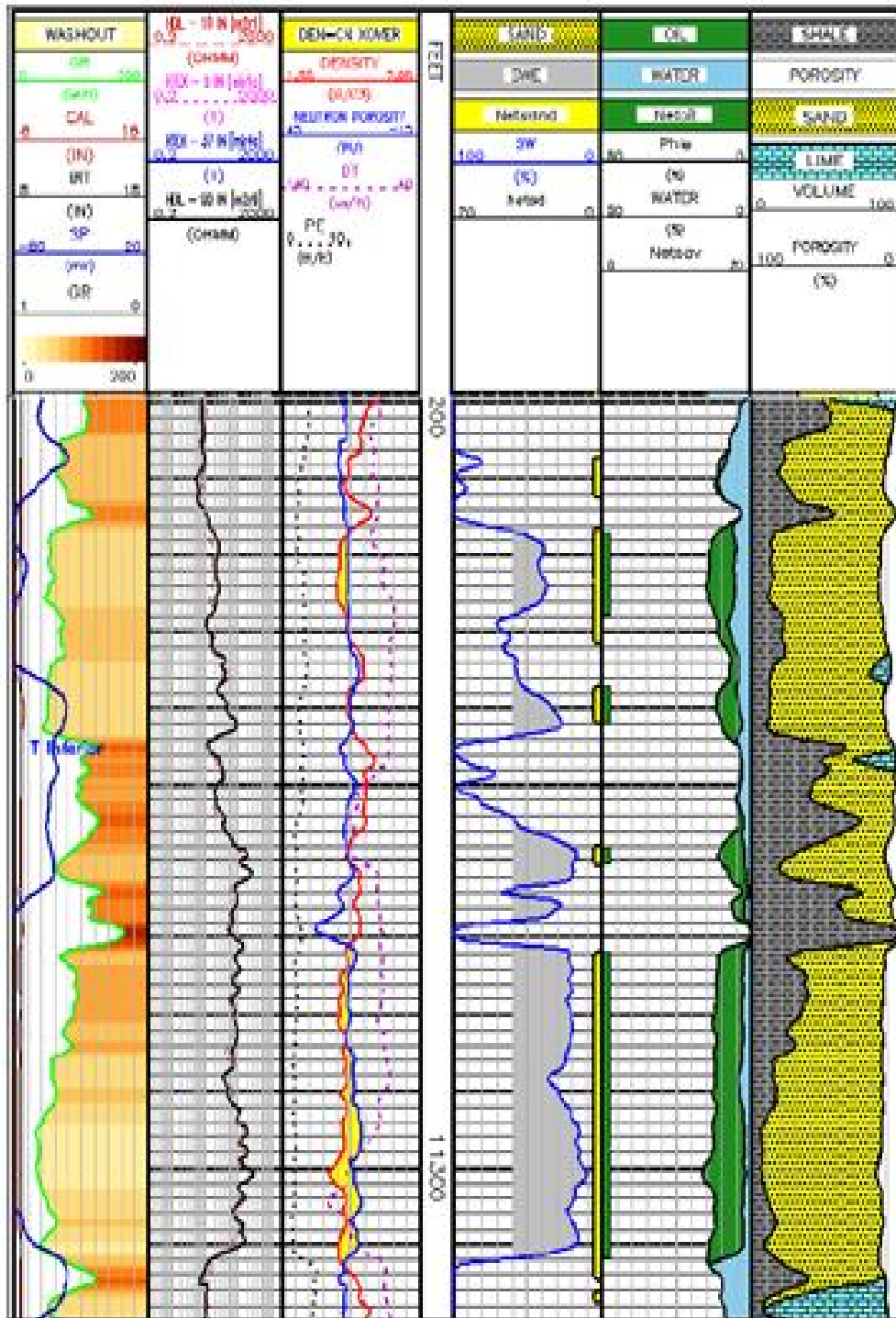


Figura 3.13 Pozo Sacha 265D, formación "T"
Fuente: Baker Hughes, 2011

3.3.2.1. REGISTRO GAMMA RAY (GR) PARA LA DETERMINACION DE LA LITOLOGIA.

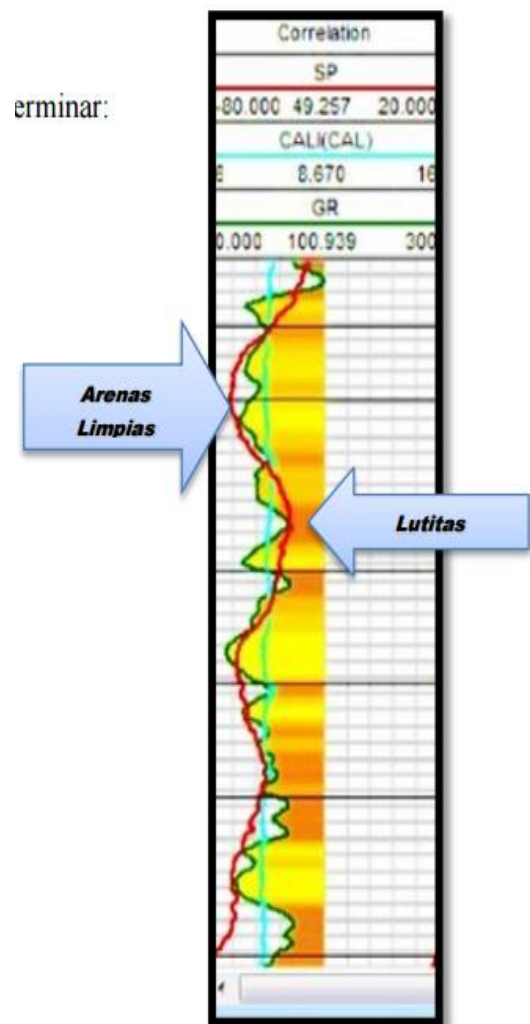
Es una medición de la radioactividad natural de las formaciones a través de la emisión de ondas electromagnéticas de alta energía por la desintegración de elementos radioactivos.

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 las mismas. Los minerales radiactivos principales son: el potasio (K), el torio (Th) y el uranio (U).

El GR se mide en unidades API, según la escala indicada en el registro. Si el GR es bajo indica bajo contenido de arcilla y si es alto indica alto contenido de arcilla. El GR en combinación con otros registros ayuda a determinar:

- Litología
- Correlaciones
- Volumen de arcilla.
- Límites de formaciones.
- Espesor de formaciones.
- Control de profundidades.



Valores Aproximados de Gamma Ray	
Arenas limpias	Alrededor de 40 API
Arenas sucias	40-75 API
Arcillas	120-180 API
Carbón	>120 API

Tabla 3.8. Valores aproximados de Gamma Ray
Elaborado: (Orrala J., Tomalá J.)

3.3.2.2. REGISTRO POTENCIAL ESPONTANEO (SP) PARA LA DETERMINACION DE LA LITOLOGIA.

El Registro potencial espontaneo se origina en las células electroquímicas formadas por el contacto entre las arcillas, las arenas y el lodo de perforación y como consecuencia del efecto electrocinético de los fluidos que se mueven a través de la zona permeable

Se lo mide introduciendo un electrodo en el sondeo sin entubar mientras que el otro electrodo se sumerge en un pozo excavado en la superficie y lleno de lodo de perforación. Es decir mide la diferencia de potencial entre el filtrado del lodo y el agua de formación como consecuencia de la diferencia en sus concentraciones salinas (ppm).

El SP también en las formaciones de potencial eléctrico mas elevado aparecen como curvas que se extienden hacia la derecha de la escala de Milivoltios, frente a las arcillas muestra una línea vertical (Línea Base de Lutitas).

Frente a las formaciones permeables se presenta una deflexión a la izquierda (Línea base de las Arenas).

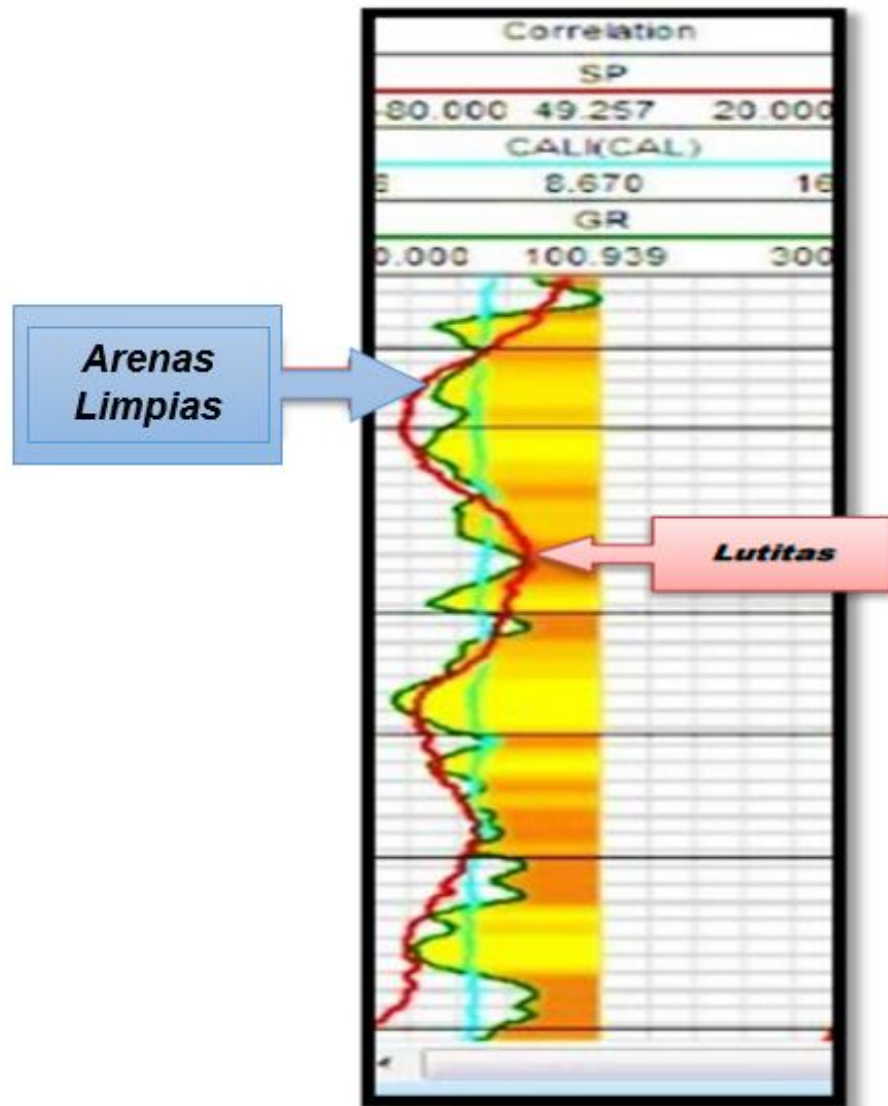


Figura 3.14 Línea base de las Arenas y lutita
Fuente: Baker Hughes, 2011

La utilización de la curva de Sp permite determinar en los pozos de estudio:

- Correlacionar unidades litológicas (secciones).
- Determinar la arcillosidad.
- Tope y base de estrato.
- Determinar R_w .
- Espesor bruto.
- Litología

3.3.3. REGISTRÓ NEUTRON Y DENSIDAD PARA LA DETERMINACION DE LA POROSIDAD.

Análisis Formación U:

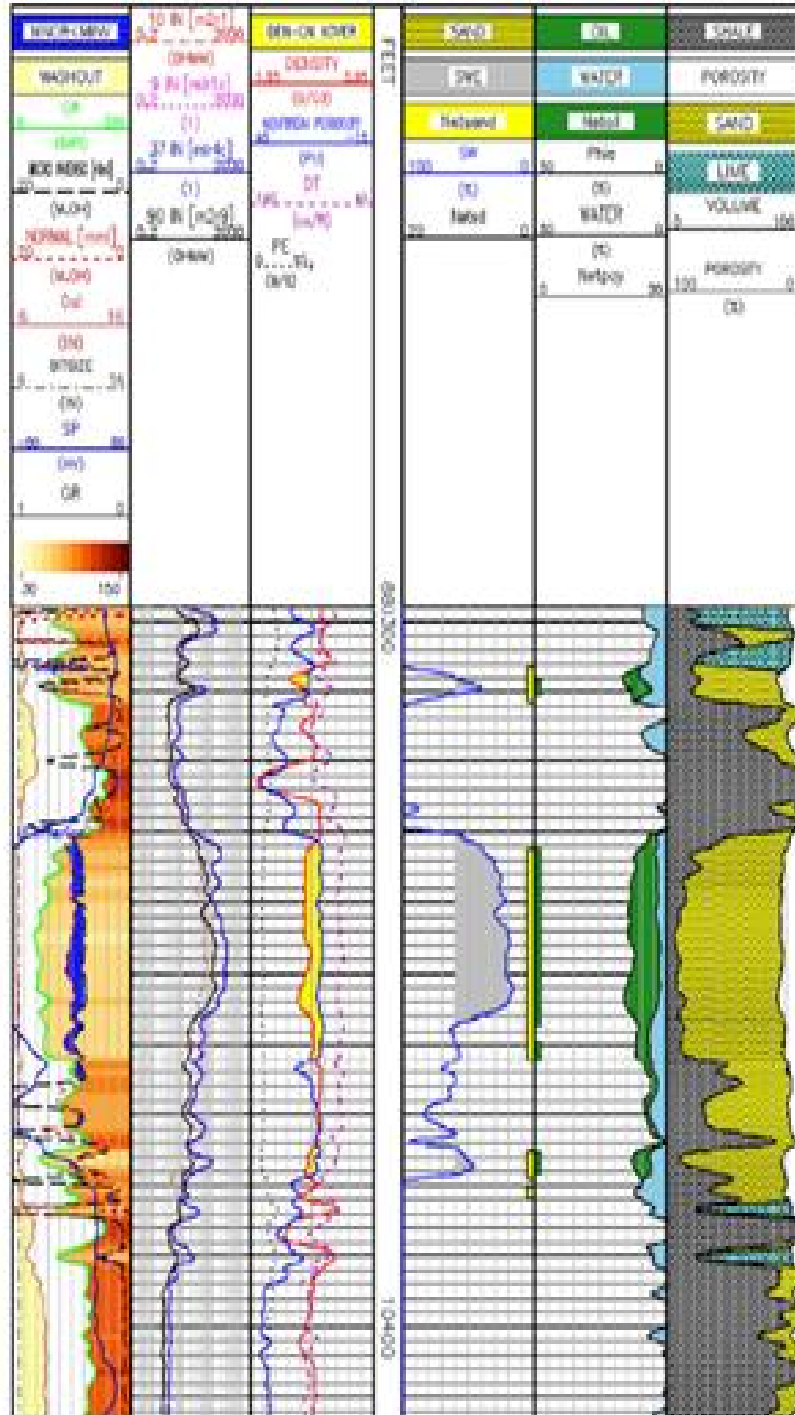


Figura 3.15 POZO SACHA 361 D formación "U"
Fuente: Baker Hughes, 2012

Análisis Formación T:

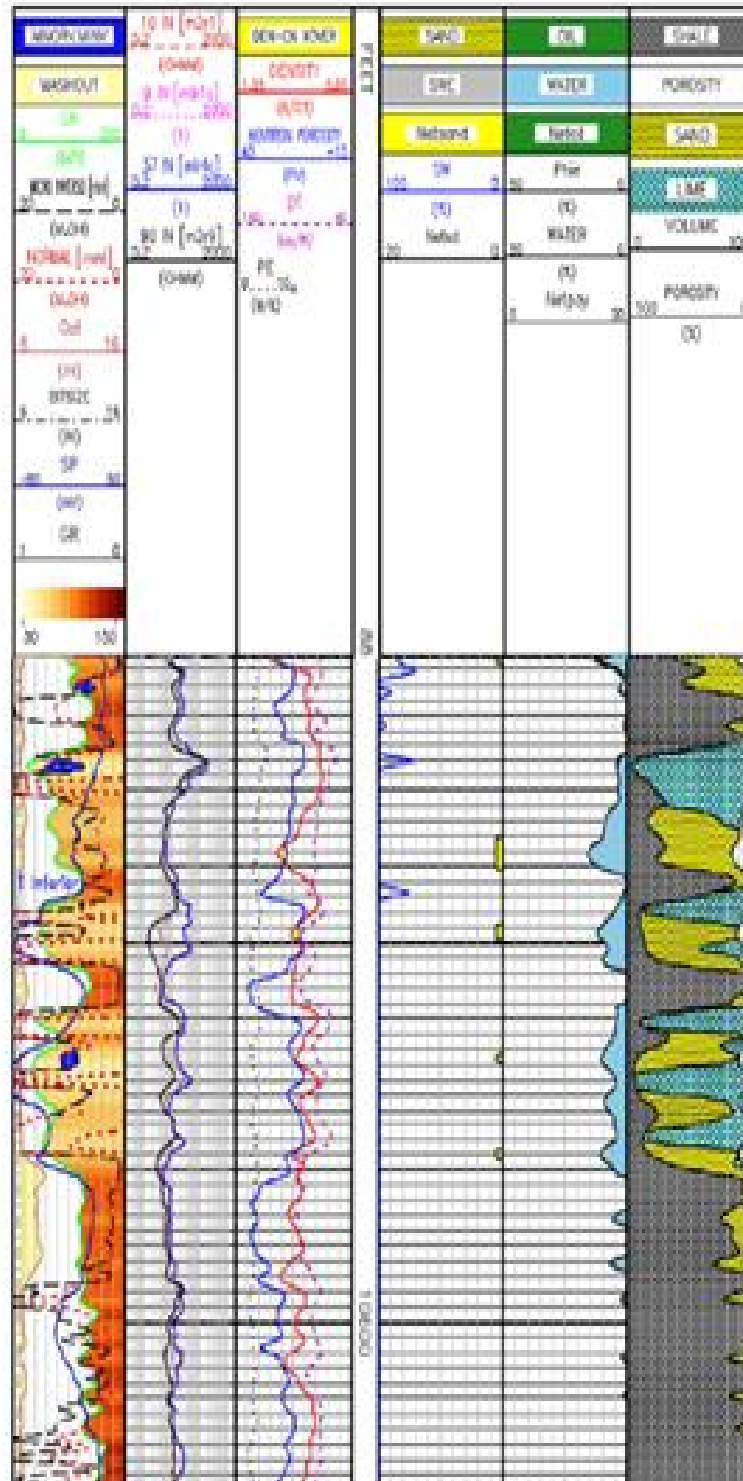


Figura 3.16 POZO SACHA 361 D formación "T"
Fuente: Baker Hughes, 2011

3.3.3.1. REGISTRO NEUTRÓN PARA LA DETERMINACIÓN DE LA POROSIDAD.

Los registros neutrónicos se utilizan principalmente para delinear formaciones porosas y determinar su porosidad. Responden principalmente a la cantidad de hidrogeno en la formación.

Por lo tanto en formaciones limpias cuyos poros estén saturados con agua o aceite el registro de neutrones refleja la cantidad de porosidad saturada de fluido, las zonas de gas se pueden identificar al comparar el registro de neutrones con otros registros de porosidad o con análisis de muestras. La combinación con otros registros de porosidad proporciona valores de porosidad y permite identificar la litología aún más exacta e incluso una evaluación del contenido de arcilla.

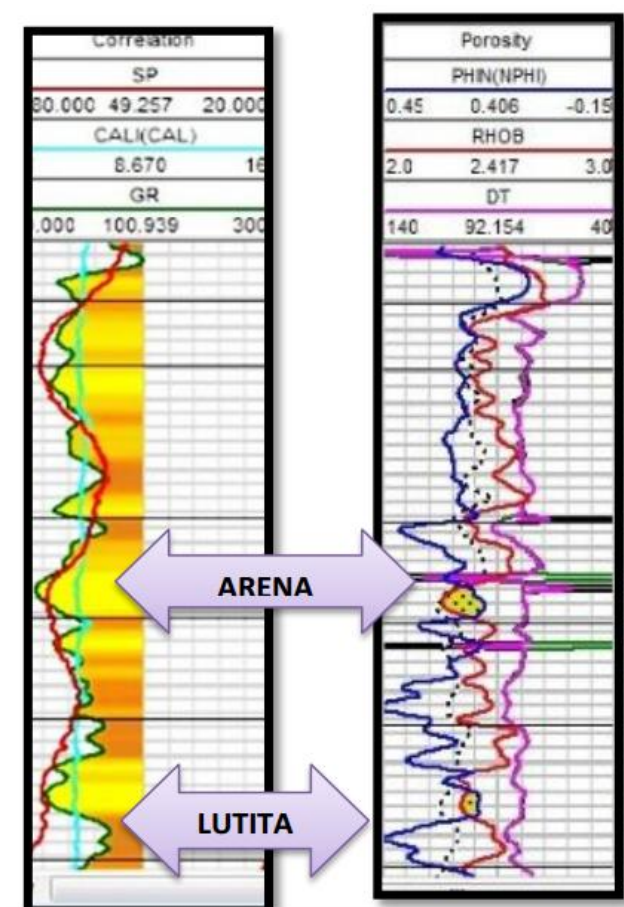


Figura 3.17 Combinación de registro de porosidad y correlación
Fuente: Baker Hughes, 2011

Valores Aproximados de Porosidad	
Carbón	40 – 45%
Arcillas	Lecturas Altas
Petróleo	15 – 30%
Arenas Gas	10 – 15%
Arenas Húmedas	15 – 30%

Tabla 3.9 Valores aproximados de porosidad

Fuente: Baker Hughes, 2012

Elaborado: (Orrala J., Tomalá J.)

Si el registro neutrónico es alto indica alto índice de neutrones esto demostrará pocos átomos de hidrógeno, lo cual significa que la formación es de baja porosidad, y al contrario, si es bajo indica bajo índice de neutrones lo que refleja alta cantidad de átomos de hidrógeno, lo cual significa que la formación es de alta porosidad.

3.3.3.2. REGISTRO DENSIDAD PARA LA DETERMINACION DE LA POROSIDAD

El Registro (bulk density) 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, estos últimos rayos son evaluados como una medida de densidad ya que este choque de rayos gamma está directamente relacionado con el número de electrones de la formación.

Su principal uso es el de cálculo de porosidad de la formación, este registro se interpreta junto con los perfiles neutrónicos. Según esa estimación de densidad se puede tener una idea acerca del tipo de roca.

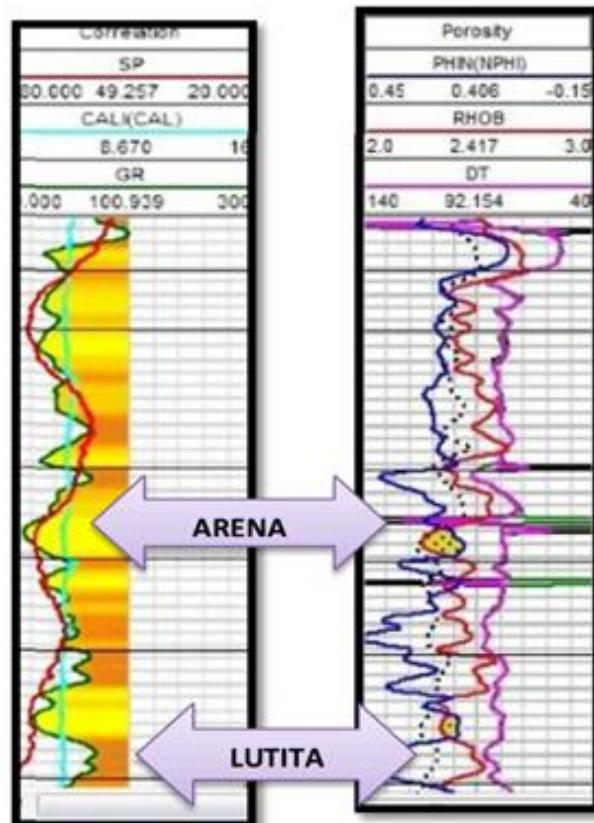


Figura 3.18 Densidad en registro de porosidad y correlación
Fuente: Baker Hughes, 2012

Valores Aproximados de Densidad	
Arenas	2 – 2.5 gm/cc
Carbón	Densidades muy bajas
Arcillas	2.55 – 2.6 gm/cc

Tabla 3.10 Valores aproximados de densidad
Fuente: Baker Hughes, 2012
Elaborado: (Orrala J., Tomalá J.)

3.3.4. REGISTRO SÓNICO PARA LA DETERMINACIÓN DE LA POROSIDAD

El registro sónico o acústico mide el tiempo de tránsito de una onda elástica a través de la formación. Esta información también puede ser usada para derivar la velocidad de ondas elásticas en la formación.

Principio La propagación del sonido en un pozo es un fenómeno complejo que está regido por las propiedades mecánicas de ambientes acústicos diferentes. Estos incluyen la formación, la columna de fluido del pozo y la misma herramienta de registro.

El sonido emitido del transmisor choca contra las paredes del pozo, esto establece ondas de compresión de cizallamiento, dentro de la formación ondas de superficie a lo largo de la pared del pozo y ondas dirigidas dentro de la columna de fluido. Las ondas registradas son:

Ondas compresionales,

Ondas de cizallamiento,

Onda de compresión a través de la columna de lodo

Ondas Stoneley

Usos principales:

- Provisión de un registro de velocidad sísmica y tiempo de tránsito a través del pozo.(Esta información puede ser usada para calibrar los datos sísmicos.)
- Provisión de datos sísmicos para generar sismogramas sintéticos.
- Determinación de porosidad.
- Correlación estratigráfica.
- Identificación de litologías.
- Reconocimiento de facies.
- Identificación de fracturas.
- Identificación de compactación.

- o Identificación de sobre-presiones

Análisis Formación U:

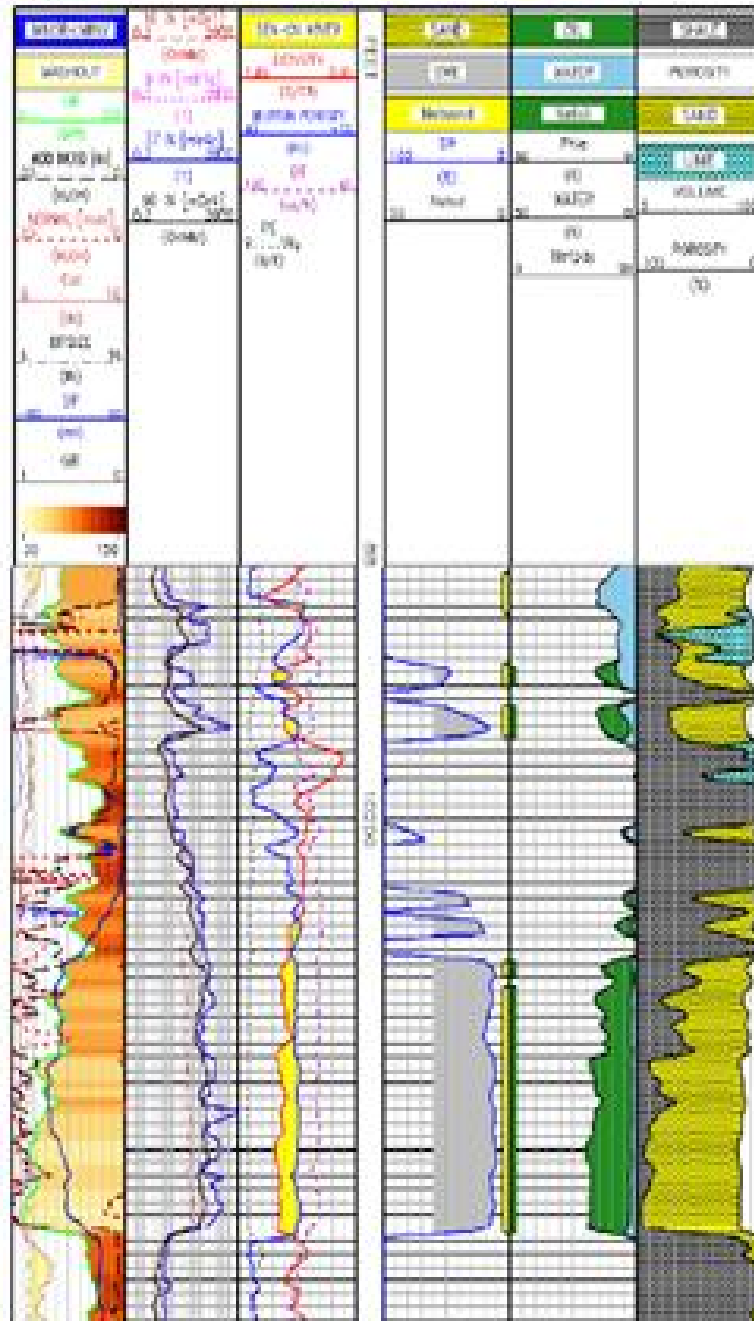


Figura 3.19 POZO SACHA 362 D formación "U"

Fuente: Baker Hughes, 2013

Análisis Formación T:

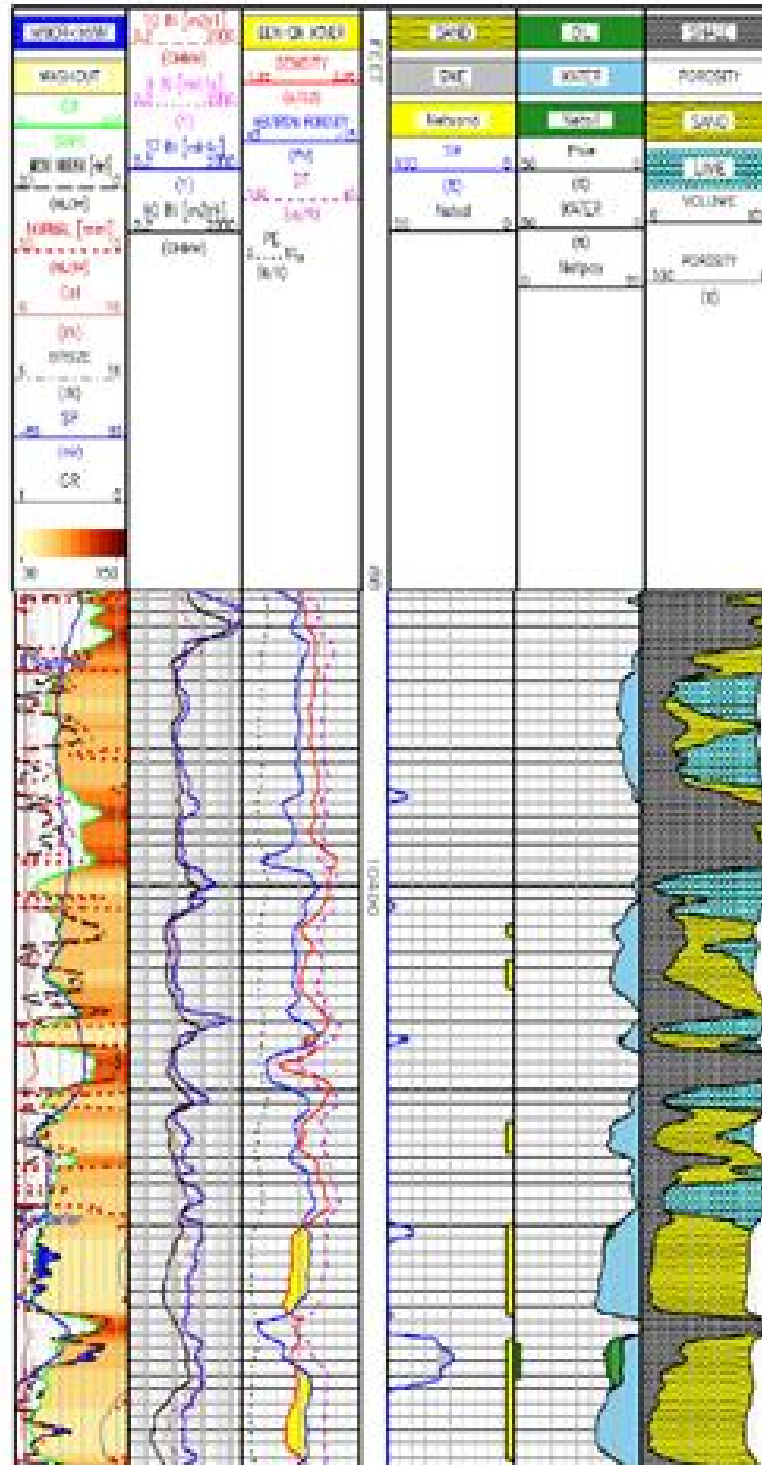


Figura 3.20 POZO SACHA 362 D formación "T"
Fuente: Baker Hughes, 2013

análisis Formación T:

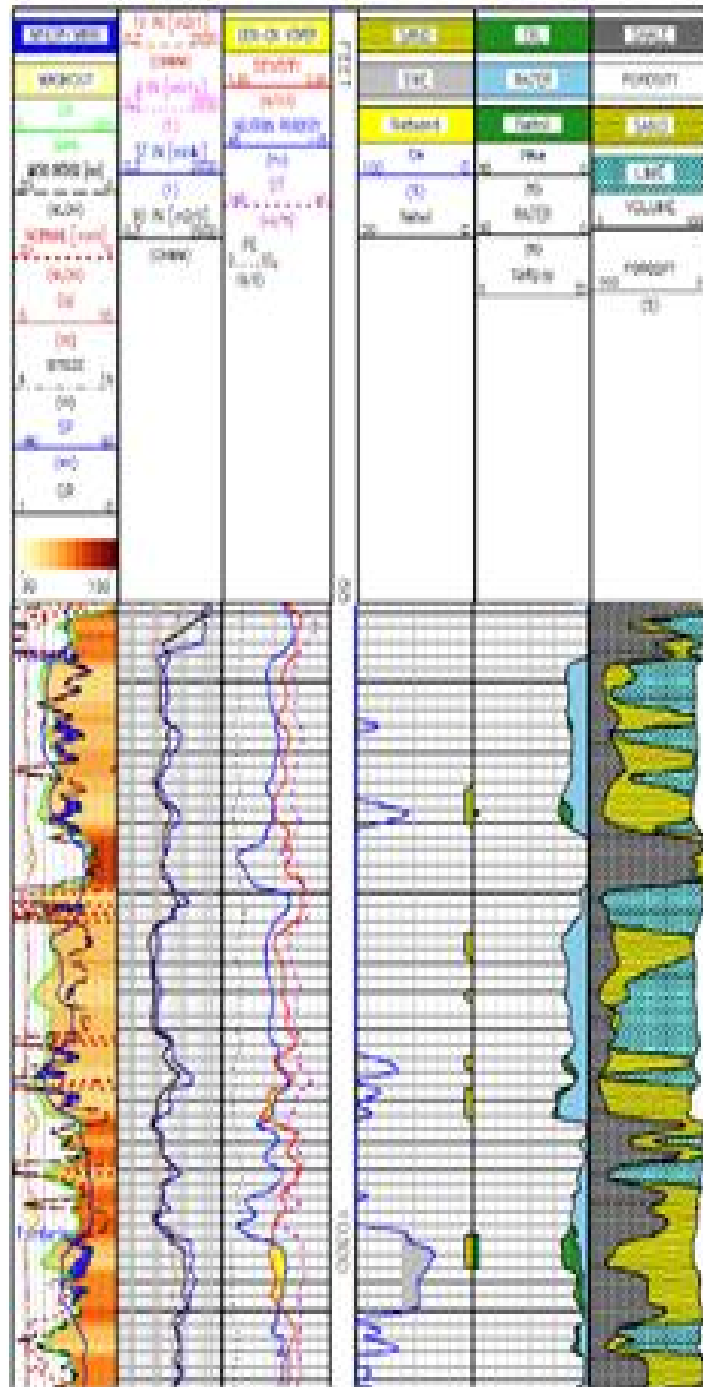


Figura 3.21 POZO SACHA 267 D formación "T"
Fuente: Baker Hughes, 2012

Análisis Formación U:

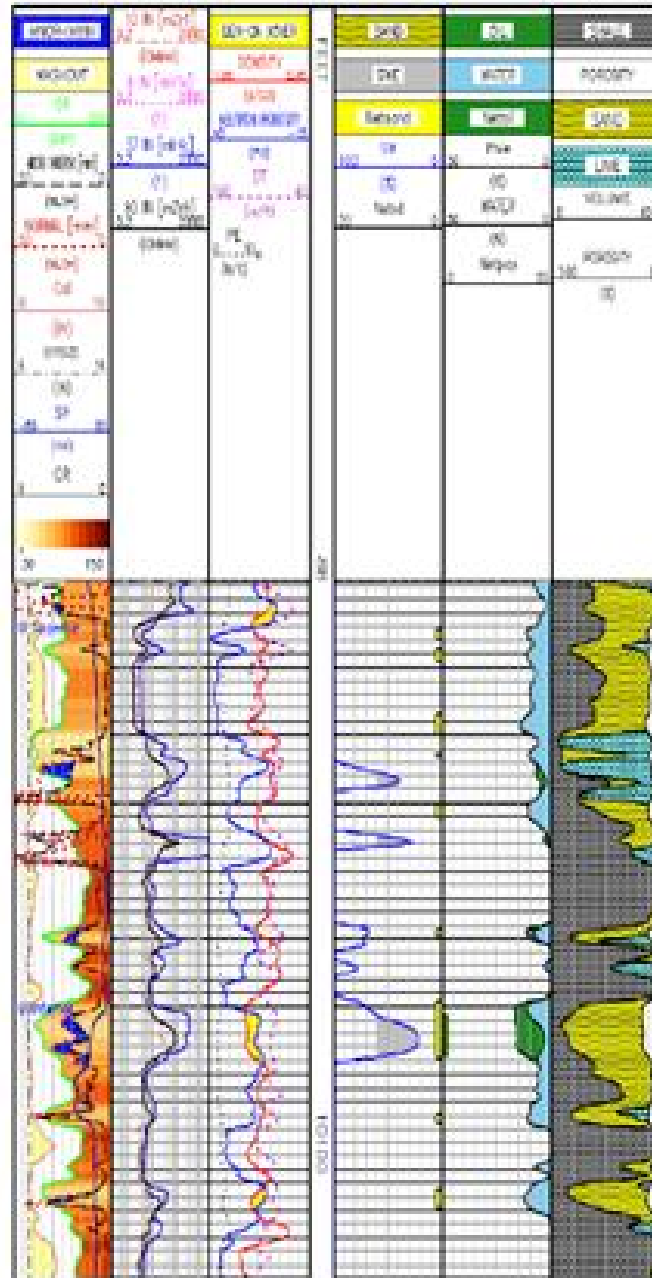


Figura 3.22 POZO SACHA 267 D formación "U"
Fuente: Baker Hughes, 2012

CAPÍTULO IV

4.EVALUACIÓN DE LAS FORMACIONES DEL CAMPO SACHA

4.1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo se evaluará la información disponible para el análisis de las arenas U y T de los pozos Sacha 265D, Sacha 267D, Sacha 361D y Sacha 362D del campo Sacha que permitan tener una correlación estratigráfica de estas arenas que son las más importantes de la cuenca Oriente debido a la alta probabilidad de encontrar grandes cantidades de reservas; es necesario recalcar que se utilizó la mayor cantidad de datos en este estudio para que el resultado sea el más aproximado a la realidad del yacimiento.

El poder contar con la mayor cantidad de registros eléctricos ayuda a que la interpretación pueda ser más exacta, para este caso se contó con los Registros GR, SP, CAL, RTEX, ML, HDIL, MRLL, ZDL, DAL, DT, CN que permiten realizar la interpretación petrofísica para obtener las propiedades como SW, ϕ , Vsh, que se especificarán más adelante en este capítulo.

Además se realiza un control de calidad previo a la interpretación, donde se corrobora que los topes formacionales de las arenas a evaluar estén bien colocados y que el método de evaluación de arenas sea el apropiado, ya que esto permite optimizar el tiempo de análisis que el operador pudiera emplear.

4.2. RESERVORIOS DEL CAMPO

4.2.1. VOLUMEN IN SITU

Volumen in situ de los Yacimientos productores del Campo Sacha

Arena	Volumen In Situ (CS) BIs
-------	-----------------------------

Basal Tena	67'692.332
Napo U	762'615.924
Napo T	483'325.941
Hollín	2137'516.953
Total	3451'151.150

Tabla 4.1 Volumen In Situ Campo Sacha
Fuente: Ingeniería de Petróleo – Petroproducción
 Elaborado: (Orrala R.J.C; Tomalá R.J.C)

4.2.2. RESERVAS RECUPERADAS

Reservas recuperadas de los yacimientos productivos del Campo Sacha

Arena	Reservas Recuperadas Bls
Basal Tena	15'771.662
U	176'320.446
T	83'419.766
Hollín	430'687.635
Total	706'199.509

Tabla 4.2 Reservas Recuperadas Campo Sacha
Fuente: Ingeniería de Petróleo – Petroproduccion
 Elaborado: (Orrala R.J.C; Tomalá R.J.C)

4.2.3. RESERVAS REMANENTES

Reservas remanentes de los yacimientos productivos del Campo Sacha

Arena	Reservas Remanentes Bls
Basal Tena	1'848.305
U	128'115.831
T	101'500.739
Hollín	260'371.596
Total	491'836.471

Tabla 4.3 Reservas Remanentes Campo Sacha
Fuente: Ingeniería de Petróleo – Petroproducción
Elaborado: (Orrala R.J.C; Tomalá R.J.C)

4.2.4. ESTIMACIÓN DE RESERVAS POR EL MÉTODO VOLUMÉTRICO

Arena	V In Situ (CS) Bls	Ho ft	Porosidad	Sw %	Boi	FR	Reservas Iniciales Bls.	Producción Acumulada Bls.	Reservas Remanentes Bls.
Basal Tena	67'692.332	9	17	34.3	1.122	0.2603	17'620.314	15'771.662	1'848.305
U	762'615.924	23	17	12.8	1.203	0.3978	303'368.615	176'320.446	128'115.831
T	483'325.941	21	15.8	20	1.256	0.3346	161'720.860	83'419.766	101'500.739
Hollín	2137'516.953	12	14 – 18	33.3 – 29.4	1.082	0.3168	677'165.371	430'687.635	260'371.596

Datos:

Radio de Drenaje = 300

Área (acres) = 69.86757127

Tabla 4.4 Estimación de Reservas por el método volumétrico del Campo Sacha

Fuente: Ingeniería de Petróleo - Petroproducción

4.3. PETROFÍSICA DEL ÁREA DE ESTUDIO

El análisis petrofísico permite obtener propiedades del yacimiento como la Saturación de agua (SW), Porosidad (ϕ), Permeabilidad (K), Contenido de Arcilla (Vsh), entre otras. Para realizar esta interpretación petrofísica se toma en consideración los registros eléctricos de los pozos que se detallarán a continuación:

4.3.1. INFORMACIÓN BÁSICA

El levantamiento de la información representa a los datos obtenidos de los registros corridos en los 4 pozos del Campo Sacha utilizados en este proyecto los cuales son: Sacha 265D, Sacha 267D, Sacha 361D y Sacha 362D; a continuación se detallan todos los datos corridos para obtener los registros necesarios para realizar la interpretación petrofísica de las arenas U y T.

4.3.1.1. Pozo Sacha 265D

El programa de registros a hueco abierto corridos para este pozo se muestra en la siguiente tabla:

Sección de 8 ½”

- Primera Corrida: FOCUS
(HDIL/DAL/ZDL/CN/GR/CAL/SP/PEF/RTEX/MML/MINILOG/JAR)

Servicio	Código del Producto	Intervalo MD (ft)	Velocidad y tiempo estimado de registro	Observaciones
Rtex (Dual Laterolog)	RTEX	9920' – 11713'	50 ft/min	4 Prof. Investigación
Spontaneus Potencial	SP	9920' – 11713'		Incluido en el

Servicio	Código del Producto	Intervalo MD (ft)	Velocidad y tiempo estimado de registro	Observaciones
Digital Acoustic Log	DAL	9920' – 11713'	HDIL	
Compensated Z-Densilog	ZDL	9920' – 11713'		Incluye PEF
Compensated Neutron	CN	9920' – 11713'		
Gamma Ray OH -	GR	9920' – 11713'		
Caliper	CAL	9920' – 11713'		
Minilog	ML	9920' – 11713'		
Inducción	HDIL	9920' – 11713'		
Microlaterolog	MLL	9920' – 11713'		Incluido en el mapa de invasión
			Tiempo total: 8 horas	

Tabla 4.5 Registros Corridos para el Pozo Sacha 265D
Elaborado: (Orrala R.J.C; Tomalá R.J.C)

4.3.1.2. Pozo Sacha 267D

Para este pozo se realizó el siguiente programa de registros a hueco abierto que se muestra en la tabla 4.5 de los siguientes servicios:

Sección de 8 ½"

- Primera Corrida: FOCUS HEXACOMBO (HDIL/DAL/ZDL/CN/GR/CAL/SP/PEF/RTEX/MINILOG)

Servicio	Código del Producto	Intervalo MD (ft)	Velocidad y tiempo estimado de registro	Observaciones
Rtex (Dual Laterolog)	RTEX	8348' – 10400'	50 ft/min	4 Prof. Investigación
Spontaneus Potencial	SP	8348' – 10400'		Incluido en el

Servicio	Código del Producto	Intervalo MD (ft)	Velocidad y tiempo estimado de registro	Observaciones
Digital Acoustic Log	DAL	8348' – 10400'		
Compensated Z-Densilog	ZDL	8348' – 10400'		Incluye PE
Compensated Neutron	CN	8348' – 10400'		
Gamma Ray OH -	GR	8348' – 10400'		
Caliper	CAL	8348' – 10400'		
Minilog	ML	8348' – 10400'		
Inducción	HDIL	8348' – 10400'		
Microlaterolog	MLL	8348' – 10400'		Incluido en el mapa de invasión
			Tiempo total: 10 horas	

Tabla 4.6 Registros Corridos para el Pozo Sacha 267D
Elaborado: (Orrala R.J.C; Tomalá R.J.C)

4.3.1.3. Pozo Sacha 361D

El programa de registros a hueco abierto para el pozo Sacha 361D muestra dos corridas las cuales se especifican en las tablas 4.7 y 4.8 a continuación:

Sección de 8 ½"

- Primera Corrida: FOCUS HEXACOMBO (HDIL/DAL/ZDL/CN/GR/CAL/SP/PEF/RTEX/MINILOG)

Servicio	Código del Producto	Intervalo MD (ft)	Velocidad y tiempo estimado de registro	Observaciones
Rtex (Dual Laterolog)	RTEX	9496' – 10952'	50 ft/min	4 Prof. Investigación

Spontaneous Potencial	SP	9496' – 10952'		Incluido en el HDIL
Digital Acoustic Log	DAL	9496' – 10952'		
Compensated Z-Densilog	ZDL	9496' – 10952'		Incluye PE
Compensated Neutron	CN	9496' – 10952'		
Gamma Ray OH -	GR	9496' – 10952'		
Caliper	CAL	9496' – 10952'		
Minilog	ML	9496' – 10952'		
Inducción	HDIL	9496' – 10952'		
Microlaterolog	MLL	9496' – 10952'		Incluido en el mapa de invasión
				Tiempo total: 6 horas

Tabla 4.7 Registros Corridos para el Pozo Sacha 361D
Elaborado: (Orrala R.J.C; Tomalá R.J.C)

- Segunda Corrida: REGISTRO DE PRESIONES: RCI/GR

Servicio	Código del Producto	Intervalo MD (ft)	Velocidad y tiempo estimado de registro	Observaciones
PRESIONES	RCI	NA	N/A	9 PUNTOS
Gamma ay/SL	GR	NA		5 ESTABILIZAN
			Tiempo total: 8.5 horas	

Tabla 4.8 Registros Corridos para el Pozo Sacha 361D
Elaborado: (Orrala R.J.C; Tomalá R.J.C)

Tiempo Operativo Total: 14.5 Horas

Tiempo perdido: 0

4.3.1.4. Pozo Sacha 362D

En el pozo Sacha 362D se presente el siguiente programa de registros corridos a hueco abierto en la tabla 4.9

Sección de 8 ½”

- Primera Corrida: FOCUS HEXACOMBO
(HDIL/DAL/ZDL/CN/GR/CAL/SP/PEF/RTEX/MINILOG)

Servicio	Código del Producto	Intervalo MD (ft)	Velocidad y tiempo estimado de registro	Observaciones
Rtex (Dual Laterolog)	RTEX	9385' – 10848'	50 ft/min	4 Prof. Investigación
Spontaneus Potencial	SP	9385' – 10848'		Incluido en el HDIL
Digital Acoustic Log	DAL	9385' – 10848'		
Compensated Z-Densilog	ZDL	9385' – 10848'		Incluye PE
Compensated Neutron	CN	9385' – 10848'		
Gamma Ray OH -	GR	9385' – 10848'		
Caliper	CAL	9385' – 10848'		
Minilog	ML	9385' – 10848'		
Inducción	HDIL	9385' – 10848'		
Microlaterolog	MLL	9385' – 10848'		Incluido en el mapa de invasión
			Tiempo total: 7.5 horas	

Tabla 4.9 Registros Corridos para el Pozo Sacha 362D
Elaborado: (Orrala R.J.C; Tomalá R.J.C)

4.3.2. PREPARACIÓN DE LA INFORMACIÓN

En esta sección se detallarán las observaciones encontradas durante las corridas de los registros en estos pozos:

4.3.2.1. Pozo Sacha 265D

Corrida FOCUS:

- Registro primario del Pozo Sacha-265D
- Desviación Máxima 44.29 Deg @ 7430 ft
- Zero tomado en el fondo de la herramienta al nivel de la mesa rotaria
- HDIL/DAL/RTEX/WL/ZDL/CN/GR/CAL/SP/JAR & Enhancer corridos en combinación como se muestra en el diagrama de herramientas
- Última circulación del pozo 27-Dic-2011 @ 14:00
- Datos mostrados en el diagrama del pozo corresponden a los proporcionados por el cliente en la locación
- Datos del lodo de perforación disponibles en sitio:
Compañía: Baker Drilling Fluids
Tipo de lodo: PER-FLEX
Den: 9.9 lb/gal
PV: 19 cp
YP: 21 LB/100ft
Solidos corregidos: 11.46%
Arena: 0.25%
- Se aplican las correcciones ambientales a todos los sensores bajados al pozo al momento mismo del registro
- En los intervalos entre 11150 – 11370 ft y 10000 – 10100 ft se tienen varios tensionamientos durante el registro subiendo que afectaron la data de las herramientas HDIL, ZDL, CN y se realiza un splice con la data obtenida en el registro bajando, se mantiene la curva de tensión original para propósitos de visualización de puntos donde se tuvo problema durante el registro.
- En el intervalo desde 11241 ft hasta 11317 ft se pierde comunicación con la herramienta ML debido al accionamiento del martillo para liberar en uno de los puntos de tensionamiento.
- Por presentarse fuertes tensionamientos durante el registro de la sección principal no se realiza registro de sección repetida.
- CN corrido en matriz caliza 2.71 gr/cc

- HDIL presentado a 2 ft Match Resolution Resistivity
- Escalas, curvas y presentaciones según requerimientos del cliente
- Todas las profundidades presentadas corresponden a profundidad medida (MD)
- Volúmenes integrados basados en la curva de Caliper:
 Volumen Total (BVOL) Desde 9933 ft hasta 11738 ft = 751.48 ft³
 Volumen anular (CVOL) Desde 9933 ft hasta 11738 ft = 288.19 ft³
 Diámetro promedio (CAL) 8.85 In Desde 9933 ft hasta 11738 ft

4.3.2.2. Pozo Sacha 267D

Corrida FOCUS:

- Primer Registro del Pozo, se corren las herramientas según diagrama adjunto
- Máxima Desviación: 31.64 Grados @ 6771 ft
- Zero tomado en el fondo de la herramienta
- Lecturas corregidas por condiciones ambientales
- Datos del lodo:
 - Den: 10 PPG
 - Visc: 51 Sec/quart
 - Temp. De Reología: 120 DEG
 - Visc plástica: 22 cp
 - Punto Cedente: 24 lb/100 ft
 - Filtrado API: 5.0
 - PH: 10.4
 - Dureza: 40 MG/LT
 - Cloruros: 400 MG/LT
 - NaCl: 660 MG/LT
 - Agua Retorta: 88%
 - Arena: 0.1
 - Lubricante: 1.5%
 - Sólidos en retorta: 10.5%

- CN corrido en matriz Caliza 2.71 GR/CC
- HDIL presentado a 2 ft Match Resolution Resistivity
- String no llegó a fondo, se hicieron varios intentos y se configuró sin HDIL y KNJ. Apoyo a 10025 ft.
- Se tensionó al sacar herramienta @ 8900 ft con 8500 lbs.
- No se realizó sección repetida por mala condición de hoyo
- Cliente decide sacar String y abortar próximos registros
- Datos del Heading suministrados por el cliente en sitio
- Datos del Caliper de la densidad:
CAL MAX: 14.20 IN
CAL MIN: 8.62 IN
CAL AVER: 10.12 IN
Vol cemento desde TD hasta CSG para CSG de 7 IN: CVOL=
335.3 ft³
Vol total desde TD hasta CSG: BVOL= 1130 ft³

4.3.2.3. Pozo Sacha 361D

Corrida FOCUS:

- Registro Primario del Pozo
- Desviación Máxima: 30.25 @ 2965 ft (MD)
- Zero tomado en el fondo de la herramienta al nivel de la mesa rotaria
- HDIL/ML/RTEX/DAL/ZDL/CN/GR/CAL/SP/JAR & Enhancer corridos en combinación como se muestra en el diagrama de herramientas
- Última circulación del pozo 01 de Diciembre del 2012 a las 02:00 AM
- Datos mostrados en el diagrama del pozo corresponden a los proporcionados por el cliente en la locación
- Datos del lodo de perforación disponibles en sitio:
Compañía: Baker Hughes

Tipo de lodo: PER-FLEX

Densidad: 10 lb/gal

PV: 18 cp

YP: 19 lb/100 ft²

Sólidos corregidos: 11.99%

Arena: 0.25%

- Se aplican las correcciones ambientales a todos los sensores bajados al pozo al momento mismo del registro
- CN corrido en matriz Caliza 2.71 gr/cc
- HDIL presentado en 2ft Match Resolution Resistivity
- Escalas, curvas y presentaciones según requerimientos del cliente
- Todas las profundidades presentadas corresponden a profundidad medida (MD)
- Volúmenes integrados basados en la curva de Caliper de la densidad:

Volumen Total (BVOL) desde 10938 ft hasta 9496 ft = 711.21 ft³

Volumen anular (CVOL) desde 10938 ft hasta 9496 ft = 313.71 ft³

Diámetro promedio (CALX) 9.08 IN desde 10901.75 ft hasta 9496 ft

Corrida RCI

- Registro de Correlación usado:
- HDIL/ML/RTEX/DAL/ZDL/CN/GR/CAL/SP 01-Dic-2012
- Desviación Máxima: 30.25 @ 2965.98 ft (MD)
- Zero tomado en el fondo de la herramienta al nivel de la mesa rotaria
- Se toman 7 puntos de presión de los cuales 1 sella, 3 pierden sello, 3 no estabilizaron
- No se realiza repetición de los puntos por orden del cliente
- Última circulación del pozo 01 de Diciembre del 2012 a las 02:00 AM
- Datos mostrados en el diagrama del pozo corresponden a los proporcionados por el cliente en la locación

- Datos del lodo de perforación disponibles en sitio:
Compañía: Baker Hughes
Tipo de lodo: PER-FLEX
Densidad: 10 lb/gal
PV: 18 cp
YP: 19 lb/100 ft²
Sólidos corregidos: 11.99%
Arena: 0.25%
- Se aplican las correcciones ambientales a todos los sensores bajados al pozo al momento mismo del registro
- Escalas, curvas y presentaciones según requerimientos del cliente
- Todas las profundidades presentadas corresponden a profundidad medida (MD)

4.3.2.4. Pozo Sacha 362D

Corrida FOCUS:

- Registro Primario del Pozo
- Desviación Máxima: 27.69 @ 3894.90 ft (MD)
- Zero tomado en el fondo de la herramienta al nivel de la mesa rotaria
- HDIL/ML/RTEX/DAL/ZDL/CN/GR/CAL/SP/JAR & Enhancer corridos en combinación como se muestra en el diagrama de herramientas
- Última circulación del pozo 10 de Enero del 2013 a las 05:00 AM
- Datos mostrados en el diagrama del pozo corresponden a los proporcionados por el cliente en la locación
- Datos del lodo de perforación disponibles en sitio:
Compañía: Baker Hughes
Tipo de lodo: PER-FLEX
Densidad: 10 lb/gal
PV: 17 cp

YP: 20 lb/100 ft²

Sólidos corregidos: 7.48%

Arena: 0.25%

- Se aplican las correcciones ambientales a todos los sensores bajados al pozo al momento mismo del registro
- CN corrido en matriz Caliza 2.71 gr/cc
- HDIL presentado en 2ft Match Resolution Resistivity
- Escalas, curvas y presentaciones según requerimientos del cliente
- Todas las profundidades presentadas corresponden a profundidad medida (MD)
- Volúmenes integrados basados en la curva de Caliper de la densidad:

Volumen Total (BVOL) desde 10858 ft hasta 9385 ft = 566.21 ft³

Volumen anular (CVOL) desde 10858 ft hasta 9385 ft = 178.56 ft³

Diámetro promedio (CALX) 8.93 IN desde 10858 ft hasta 9385 ft

4.3.3. TOPES Y BASES DE LOS POZOS A EVALUAR

Los topes formacionales fueron colocados tomando en consideración los registros GR, SP y la litología que ayudan a delimitar los intervalos de las formaciones de interés en este análisis: en la siguiente tabla se muestra la profundidad (MD) en la que se colocó cada tope para cada pozo:

Pozo	Tope Formacional	Profundidad ft (MD)
Sacha 265D	Tope U Superior	10961'
Sacha 265D	Tope U Inferior	10983'
Sacha 265D	Base U Inferior	11033'
Sacha 265D	Tope T Superior	11204'
Sacha 265D	Tope T Inferior	11245'
Sacha 265D	Base T Inferior	11315'
Sacha 267D	Tope U Superior	10020'

Sacha 267D	Tope U Inferior	10067'
Sacha 267D	Base U Inferior	10112'
Sacha 267D	Tope T Superior	10210'
Sacha 267D	Tope T Inferior	10249'
Sacha 267D	Base T Inferior	10316'
Sacha 361D	Tope U Superior	10307'
Sacha 361D	Tope U Inferior	10330'
Sacha 361D	Base U Inferior	10385'
Sacha 361D	Tope T Superior	10525'
Sacha 361D	Tope T Inferior	10544'
Sacha 361D	Base T Inferior	10582'
Sacha 362D	Tope U Superior	10175'
Sacha 362D	Tope U Inferior	10215'
Sacha 362D	Base U Inferior	10264'
Sacha 362D	Tope T Superior	10364'
Sacha 362D	Tope T Inferior	10450'
Sacha 362D	Base T Inferior	10485'

Tabla 4.10 Topes formacionales de los pozos a evaluar

Elaborado: (Orrala R.J.C; Tomalá R.J.C)

4.3.4. Análisis Petrofísico

De la información que se obtuvo de los registros se produjeron los siguientes resultados para cada pozo evaluado:

4.3.4.1. Pozo Sacha 265D

Evaluación básica de formaciones

Parámetros Petrofísicos: Porosidad, Litología, Saturación de agua

Análisis

- Volumen de arcilla calculado a partir del GR
- Porosidad y mineralogía a partir del gráfico cruzado de densidad – neutrón
- Saturación de agua calculada utilizando ecuación de Indonesia
- Valores de salinidad de agua de formación otorgados por el cliente

Formación	Salinidad ppm NaCl	a	M	n
T	40000	1	1.7	1.8
U	60000	1	1.7	1.8

Tabla 4.11 Análisis Petrofísico del Pozo Sacha 265D

Elaborado: (Orrala R.J.C; Tomalá R.J.C)

- Sw en formación Hollín calculado a partir de resistividad del Registro RTEX.
- Datos adicionales usados en la evaluación:
Rmf = 1.1583 ohm.m @ 78.11 grados F
Temperatura de fondo = 204.2 grados F
- Cutoffs usados:
Netsand
Porosidad > 10%
Vsh < 40%
Netoil
Netsand
So > 40%

4.3.4.2. Pozo Sacha 267D

Evaluación básica de formaciones

Parámetros Petrofísicos: Porosidad, Litología, Saturación de agua

Análisis

- Volumen de arcilla calculado a partir del GR
- Porosidad y mineralogía a partir del gráfico cruzado de densidad – neutrón
- Saturación de agua calculada utilizando ecuación de Indonesia

Formación	Rw ohm.m	Salinidad ppm Cl-	Salinidad ppm NaCl
T	0.06	25000	41250
U	0.06	25000	41250

Tabla 4.12 Análisis Petrofísico del Pozo Sacha 267D
Elaborado: (Orrala R.J.C; Tomalá R.J.C)

- Datos adicionales usados en la evaluación:
Rmf = 1.51 ohm.m @ 74.9 grados F
Temperatura de fondo = 196 grados F
- Cutoffs usados:
Netsand
Porosidad > 10%
Vsh < 40%
Netoil
Netsand
So > 40%

4.3.4.3. Pozo Sacha 361D

Evaluación básica de formaciones

Parámetros Petrofísicos: Porosidad, Litología, Saturación de agua

Análisis

- Volumen de arcilla calculado a partir del GR
- Porosidad y mineralogía a partir del gráfico cruzado de densidad – neutrón
- Saturación de agua calculada utilizando ecuación de Indonesia

Formación	Rw ohm.m	Salinidad ppm Cl-	Salinidad ppm NaCl
T	0.10	15152	25000
U	0.04	49090	81000

Tabla 4.13 Análisis Petrofísico del Pozo Sacha 361D
Elaborado: (Orrala R.J.C; Tomalá R.J.C)

- Datos adicionales usados en la evaluación:
Rmf = 1.466 ohm.m @ 74.05 grados F
Temperatura de fondo = 197 grados F
- Cutoffs usados:
Netsand
Porosidad > 10%
Vsh < 40%
Netoil
Netsand
So > 40%

4.3.4.4. Pozo Sacha 362D

Evaluación básica de formaciones

Parámetros Petrofísicos: Porosidad, Litología, Saturación de agua

Análisis

- Volumen de arcilla calculado a partir del GR
- Porosidad y mineralogía a partir del gráfico cruzado de densidad – neutrón
- Saturación de agua calculada utilizando ecuación de Indonesia

Formación	Rw ohm.m	Salinidad ppm Cl-	Salinidad ppm NaCl
T	0.09	15152	25000
U	0.03	49090	81000

Tabla 4.14 Análisis Petrofísico del Pozo Sacha 362D
Elaborado: (Orrala R.J.C; Tomalá R.J.C)

- Datos adicionales usados en la evaluación:
Rmf = 1.1947 ohm.m @ 80.815 grados F
Temperatura de fondo = 210.94 grados F
- Cutoffs usados:
Netsand
Porosidad > 10%
Vsh < 40%
Netoil
Netsand
So > 40%

4.3.5. REGISTROS ELÉCTRICOS

En las figuras 4.1, 4.2, 4.3, 4.4, 4.5, 4.6, 4.7 y 4.8 se muestran los registros eléctricos en los cuales constan los topes formacionales y los registros obtenidos del análisis petrofísico realizado, para la Arena U entre el Tope de U Superior y el Tope de U Inferior se encuentra el intervalo de la Arena U Superior, entre el Tope de U Inferior y la Base de U Inferior el intervalo de Arena corresponde a U Inferior; de igual manera para el Tope de T Superior y el Tope de T Inferior el intervalo presente es de T Superior y entre el Tope de T Inferior y la Base de T Inferior se muestra la arena T Inferior.

4.3.5.1. Pozo Sacha 265D – Arena U

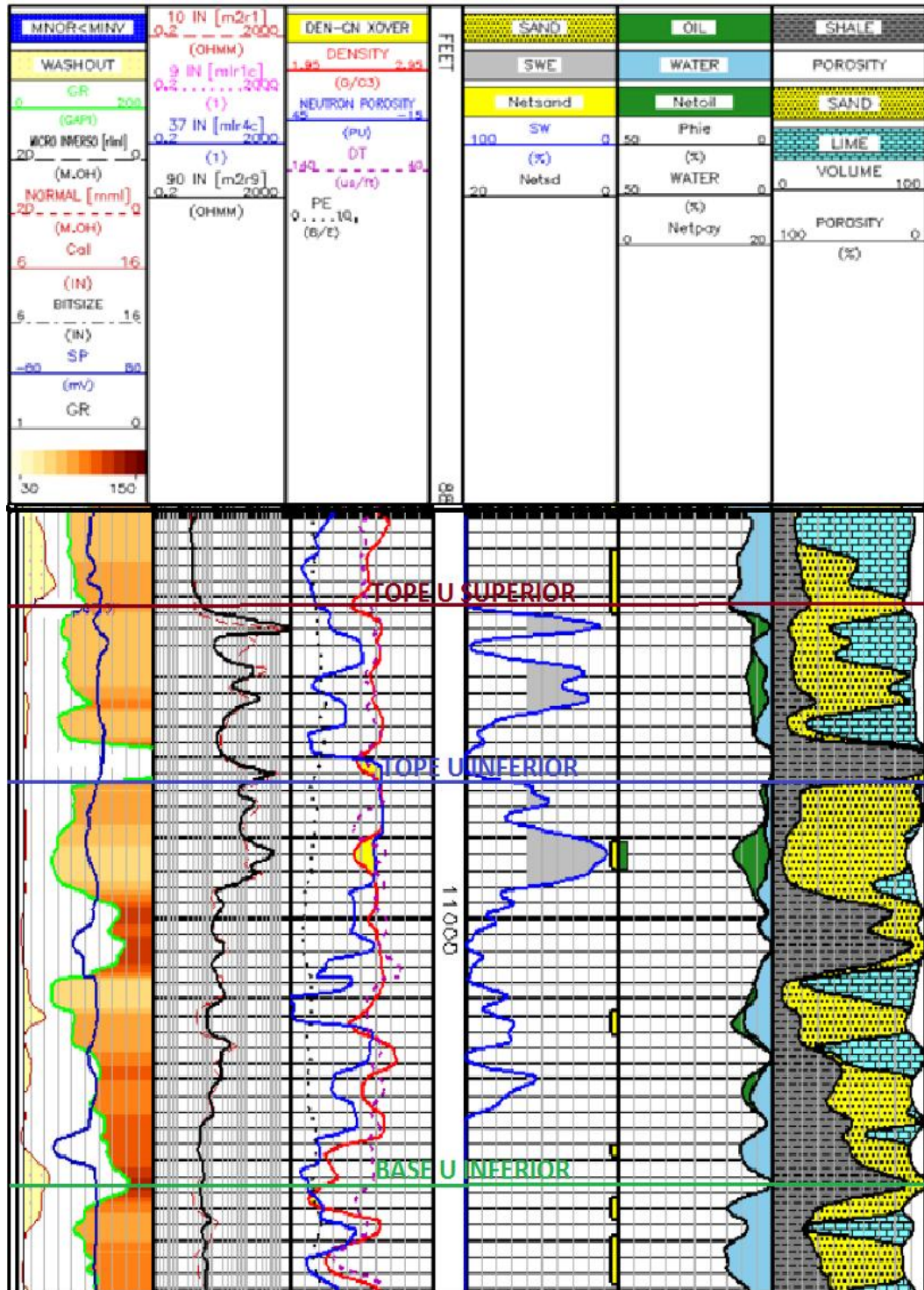


Figura 4.1 Registros Eléctricos – Pozo Sacha 265D Arena U
Elaborado: (Orrala R.J.C; Tomalá R.J.C)

4.3.5.2. Pozo Sacha 265D – Arena T

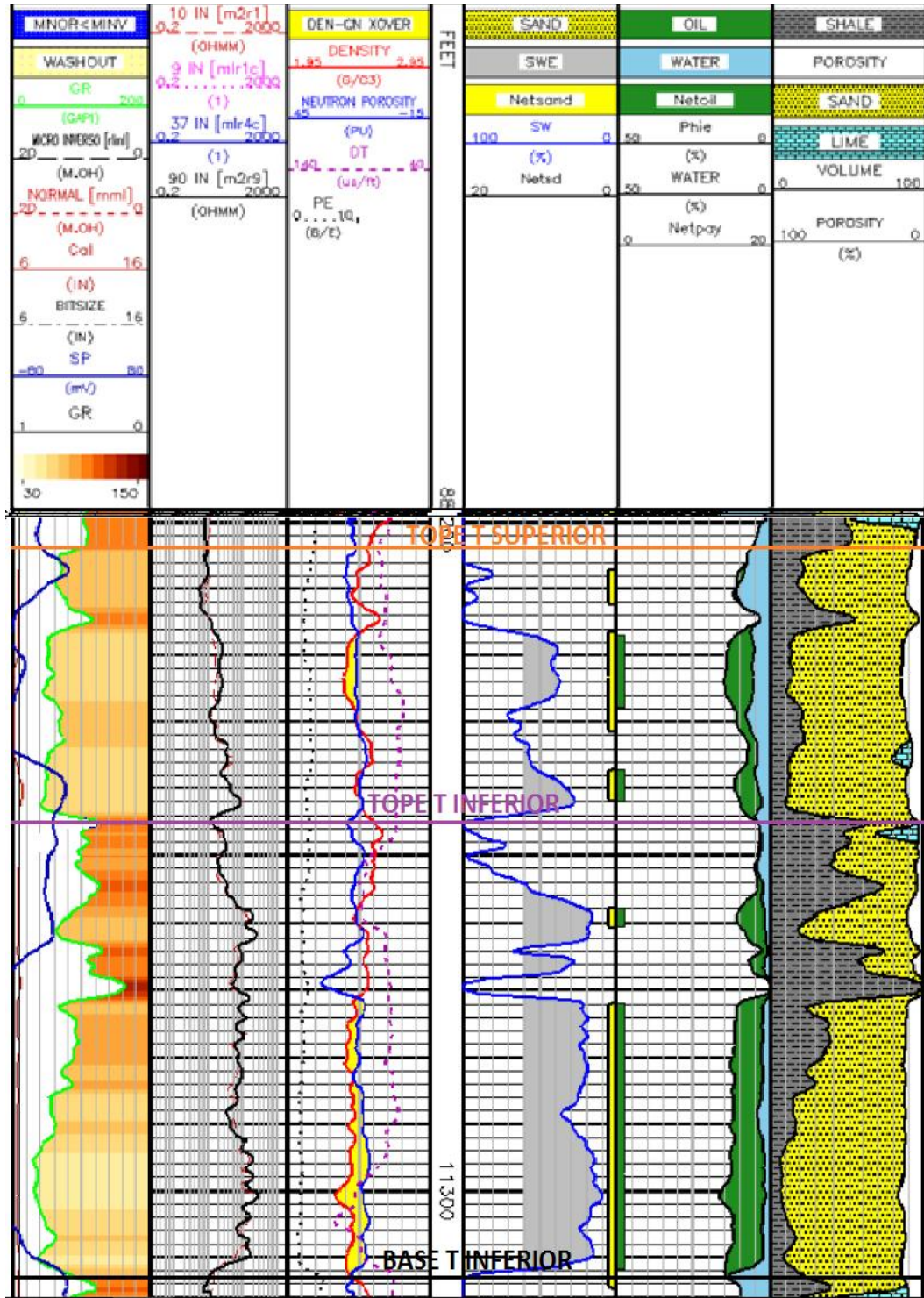


Figura 4.2 Registros Eléctricos – Pozo Sacha 265D Arena T
Elaborado: (Orrala R.J.C; Tomalá R.J.C)

4.3.5.3. Pozo Sacha 267D – Arena U

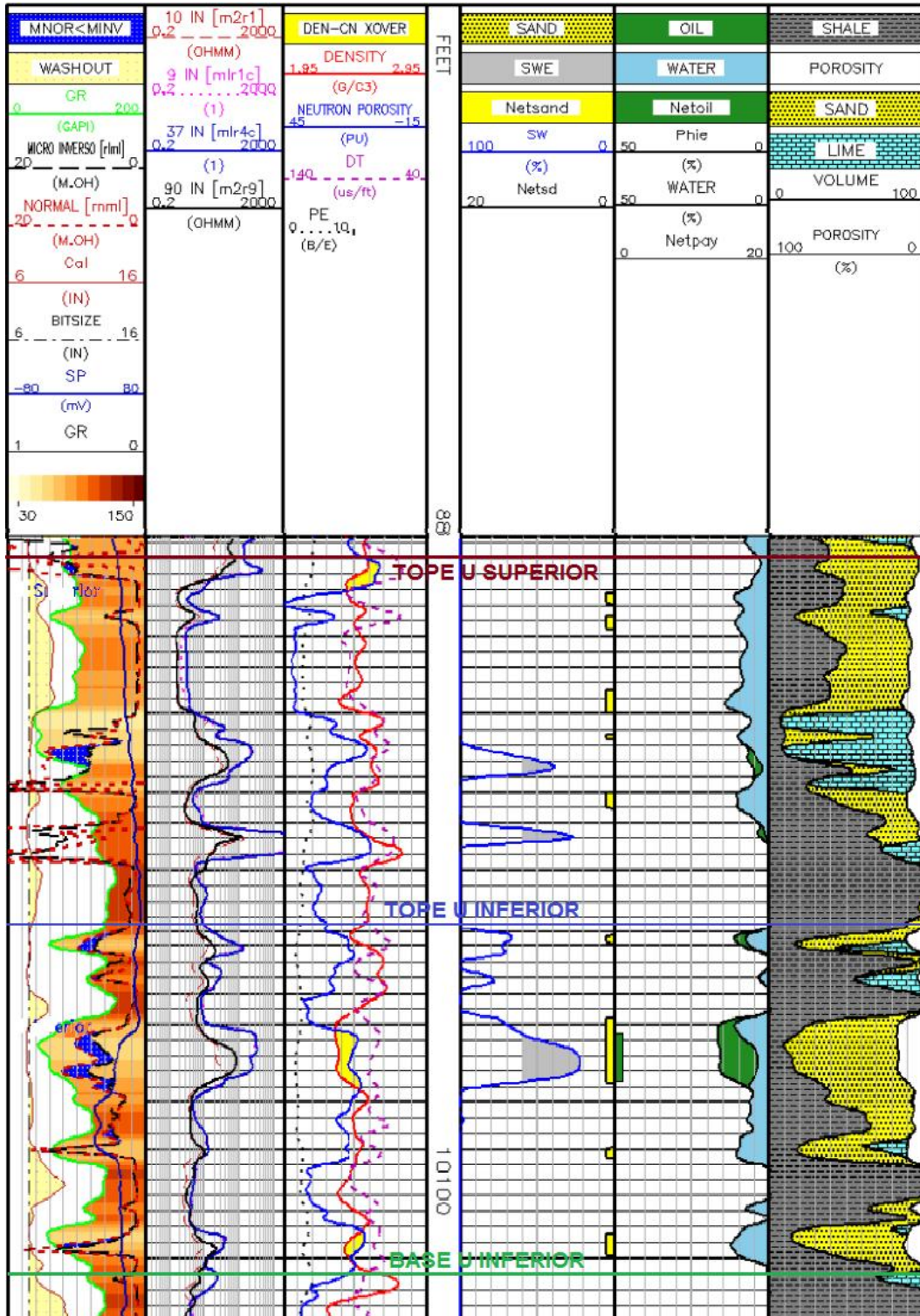


Figura 4.3 Registros Eléctricos – Pozo Sacha 267D Arena U
Elaborado: (Orrala R.J.C; Tomalá R.J.C)

4.3.5.4. Pozo Sacha 267D – Arena T

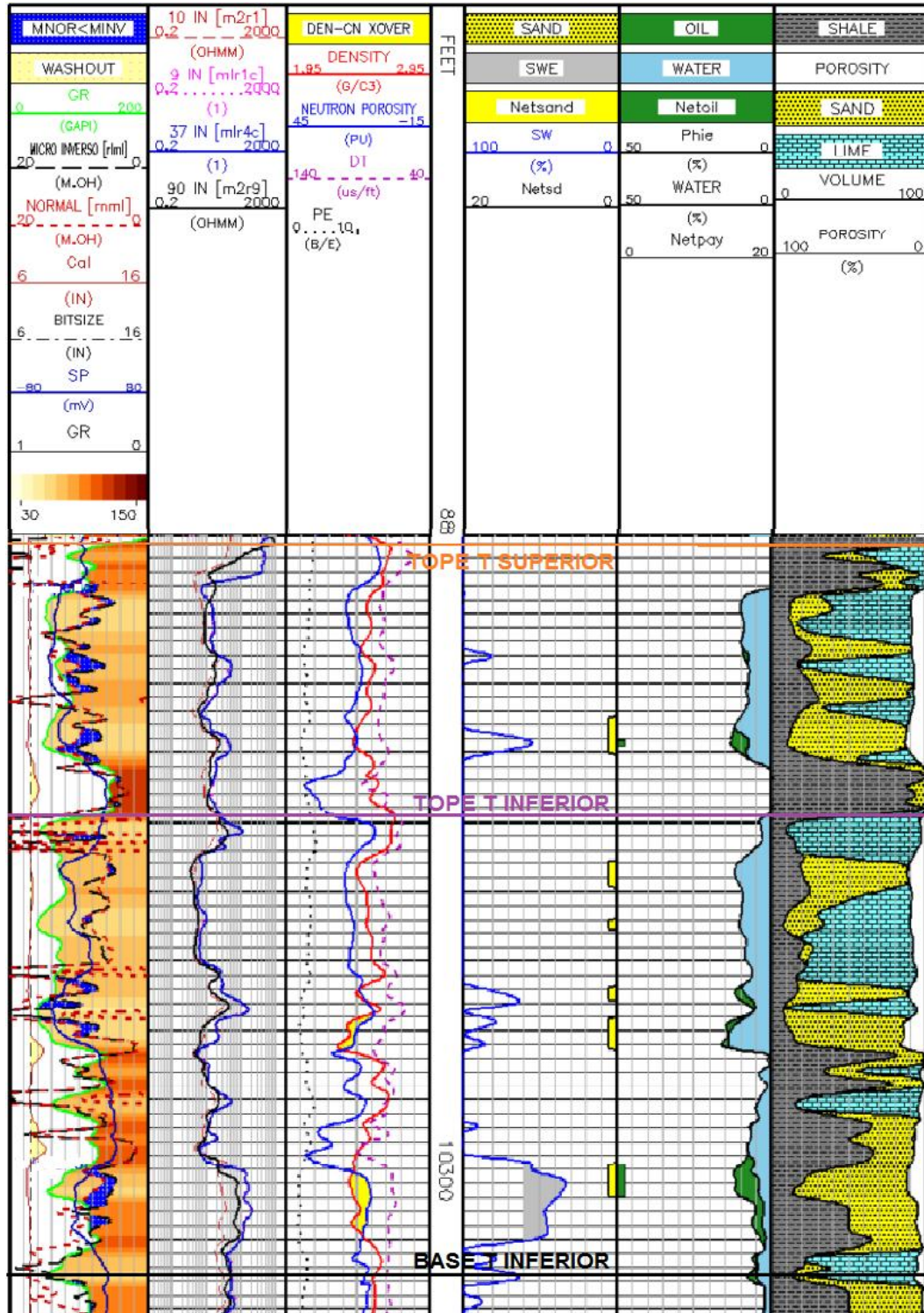


Figura 4.4 Registros Eléctricos – Pozo Sacha 267D Arena T
Elaborado: (Orrala R.J.C; Tomalá R.J.C)

4.3.5.5. Pozo Sacha 361D – Arena U

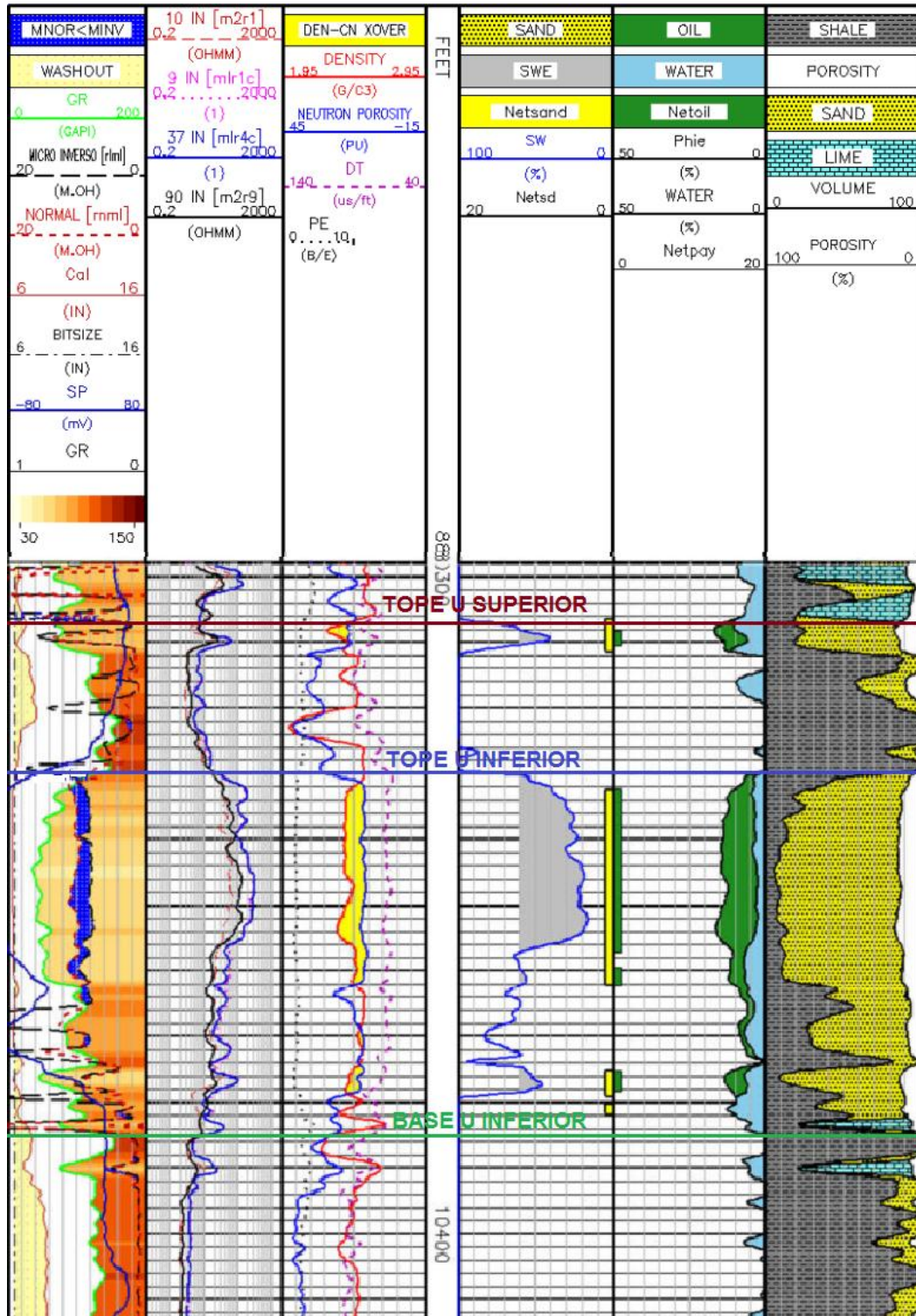


Figura 4.5 Registros Eléctricos – Pozo Sacha 361D Arena U
Fuente: (Orrala J., Rodríguez J.)

4.3.5.6. Pozo Sacha 361 D – Arena T

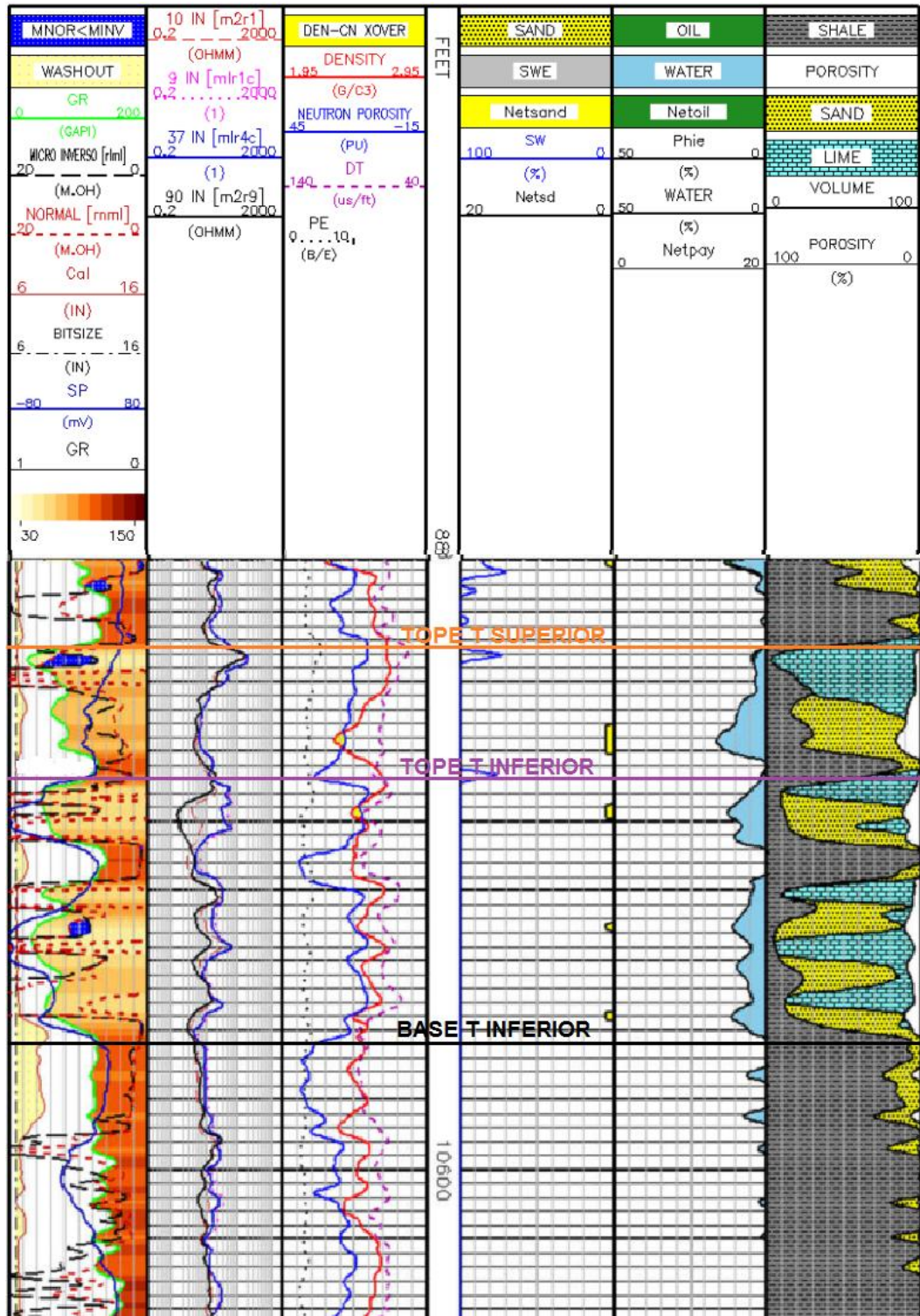


Figura 4.6 Registros Eléctricos – Pozo Sacha 361D Arena T
Elaborado: (Orrala R.J.C; Tomalá R.J.C)

4.3.5.7. Pozo Sacha 362D – Arena U

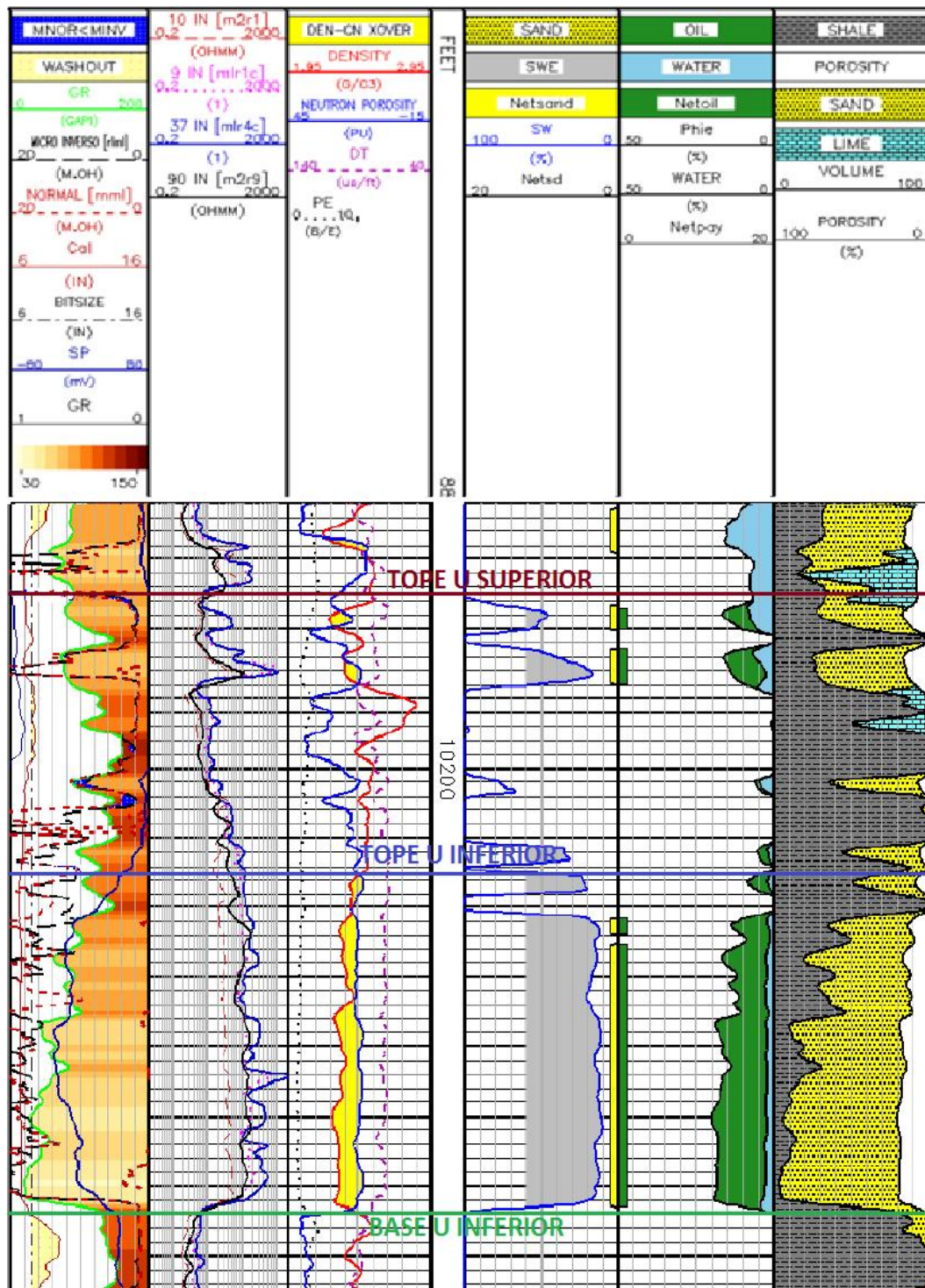


Figura 4.7 Registros Eléctricos – Pozo Sacha 362D Arena U
Elaborado: (Orrala R.J.C; Tomalá R.J.C)

4.3.5.8. Pozo Sacha 362D – Arena T

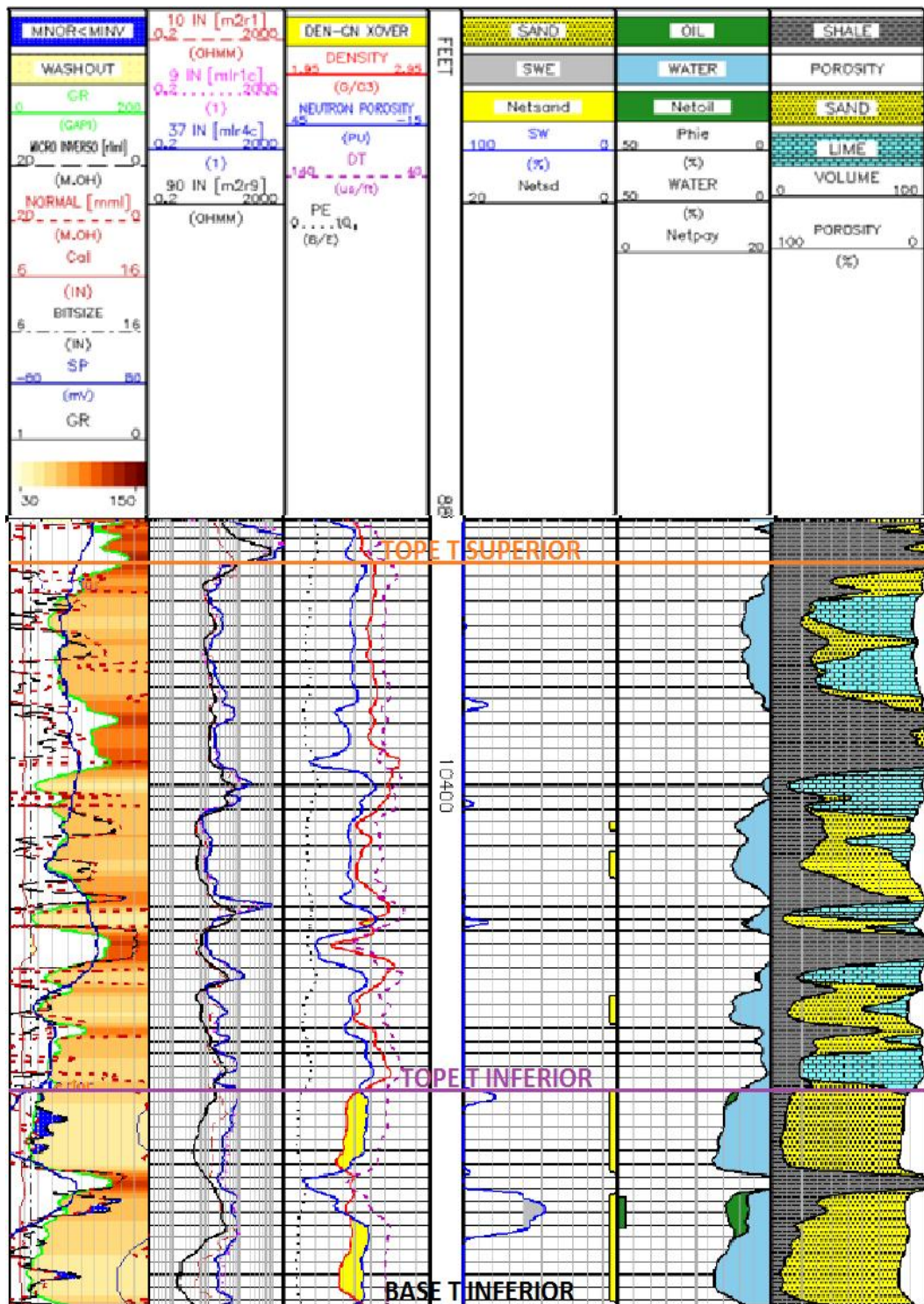


Figura 4.8 Registros Eléctricos – Pozo Sacha 362D Arena T
Elaborado: (Orrala R.J.C; Tomalá R.J.C)

4.3.6. INCERTIDUMBRE DE LOS DATOS PARA LA EVALUACIÓN

Generalmente el hecho de no contar con una mayor cantidad de pozos cercanos para el análisis en este trabajo dificulta la evaluación realizada en los intervalos de arenas propuesta, por aquello se puede corroborar el análisis con información de pozos vecinos que se puede visualizar en los anexos al final de este libro, gracias a que pudimos contar con estos registros digitalizados.

Otro motivo que genera incertidumbre puede ser el análisis petrofísico realizado, ya que este no cuenta con cálculos de porosidad efectiva y saturación de agua utilizando un algoritmo diferente para cada litología, de ser así la construcción de estas curvas que se visualizan en las figuras pueden ser más exactas.

CAPÍTULO V

5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1. INTRODUCCIÓN

El presente capítulo muestra el análisis de los registros primarios corridos y de los registros obtenidos del análisis petrofísico presentado en el capítulo anterior, lo cual permite encontrar posibles zonas productoras de hidrocarburos.

Es importante la utilización de cada uno de los Registros Eléctricos disponibles, puesto que facilitará la interpretación de la manera más correcta y permitirá escoger los intervalos adecuados para realizar los trabajos de cañoneo en los intervalos de arena más productores, lo cual incrementará la producción.

También se muestra una correlación entre registros que permite visualizar de cierto modo como se distribuye la litología en el yacimiento, lo cual puede servir para predecir posibles zonas donde perforar nuevos pozos dependiendo de la ubicación de los que se muestran en los registros, y de información adicional que se pueda contar como los wellheaders, surveys, historiales de producción, etc.

5.2. ANÁLISIS DEL POZO SACHA 265D

En la figura 5.1 se muestra el intervalo de la formación U Superior separado por el Tope de U Superior y el Tope de U Inferior y en el cual se observa que el Registro Gamma Ray (línea verde de la primera columna o track) muestra valores un poco bajos, las resistividades son altas también en este intervalo como lo muestran los registros de la segunda columna, pero al no presentarse un cruce entre los registros de densidad – neutrón (tercera columna), no se puede afirmar la presencia de hidrocarburos en esta sección, por lo tanto no es recomendable la producción de esta arena, esto a pesar de que el intervalo de 10961' – 10965' muestra una

saturación de agua (S_w) de 0.15 y una porosidad efectiva (PHIE) de 0.7; otro intervalo de interés podría ser el de 10967' – 10976' que contiene un S_w de 0.30 y una PHIE de 0.8.

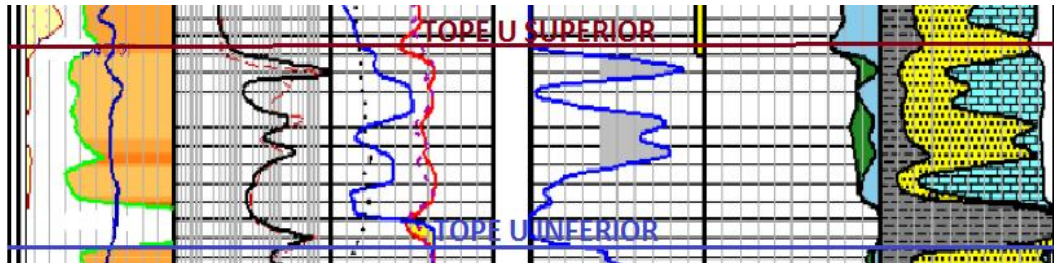


Figura 5.1 Registros Pozo Sacha 265D Intervalo U Superior
Fuente: (Orrala J., Rodríguez J.)

En el intervalo de U Inferior se presenta un espesor de interés entre 10989' – 10995' que se muestra en la figura 5.2, ya que esta zona presenta resistividades altas (segunda columna), además se observa en el tercer track o columna del registro un cruce entre los registros density – neutrón (pintado de color amarillo) lo que significa presencia de hidrocarburo, también se observa el registro de saturación (línea azul de la quinta columna) con un valor aproximado de 10% que la zona es neta de arena (barra amarilla) y de petróleo (barra verde), y una porosidad efectiva (línea negra pintada de verde sexto track) de 17%.

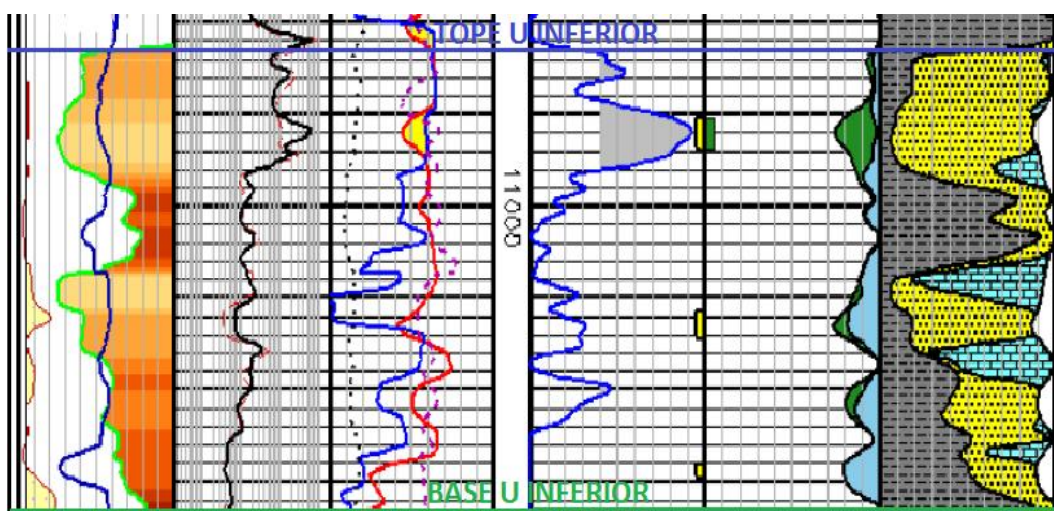


Figura 5.2 Registros Pozo Sacha 265D Intervalo U Inferior
Fuente: (Orrala J., Rodríguez J.)

En el set de registros del intervalo de T Superior mostrado en la figura 5.3 se presentan dos zonas de interés, la primera está entre 11217' – 11228' en la que se observa el cruce entre los registros densidad – neutrón (pintado de color amarillo en el tercer track), con valores de saturación de agua de 38% y porosidad efectiva de 15%, lo que lo convierte en un buen intervalo para producir.

La segunda zona con presencia de petróleo está entre 11237' – 11241' con Sw de 35% y PHIE de 12%, además se observa en el registro Gamma Ray (primera columna) y la columna litológica (último track) gran presencia de arena en esta zona.

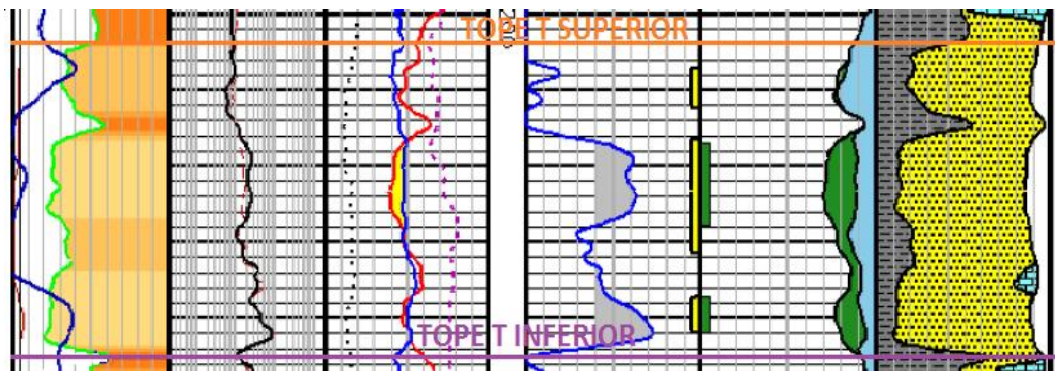


Figura 5.3 Registros Pozo Sacha 265D Intervalo T Superior
Fuente: (Orrala J., Rodríguez J.)

La formación T Inferior muestra un intervalo entre 11258' – 11260' como zona neta de arena y neta de petróleo, con una saturación de agua promedio de 18% y porosidad efectiva de 12%, también se muestra un gran espesor entre 11271' – 11313' donde se visualiza claramente el cruce de los registros neutrón y densidad (pintado de color amarillo), con valores de Gamma Ray bajos y resistividades que se mantienen altas, el registro Sw muestra un valor promedio de 15% y la PHIE un valor de 12% en promedio, que lo transforma en la zona de mayor producción de todo el pozo, la figura 5.4 muestra el set de registros de la Arena T Inferior.

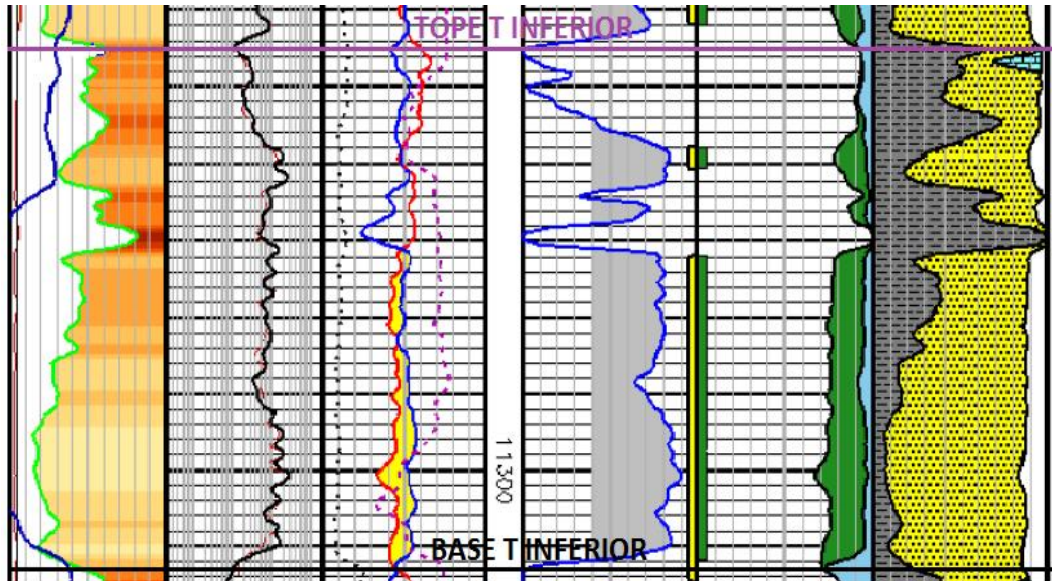


Figura 5.4 Registros Pozo Sacha 265D Intervalo T Inferior

Fuente: (Orrala J., Rodríguez J.)

5.3. ANÁLISIS DEL POZO SACHA 267D

En el intervalo de U Superior se puede observar que el registro Gamma Ray defleca mostrando presencia de arena en algunas zonas, sin embargo de la correlación entre los registros Neutrón y Density de la tercera columna o track, se muestra un pequeño espesor de 4 pies pintado de color amarillo que corresponde a la presencia de petróleo en esa zona, pero en cambio el quinto track muestra que está saturado de agua al 100% la línea de color azul, con esto, además que no se muestra el registro de porosidad efectiva en la siguiente columna, no es recomendable cañonear en esa sección.

Más debajo de la misma arena U Superior el registro de Saturación de Agua muestra dos secciones donde está saturado con petróleo pero en cambio la correlación de los registros neutrón y density en ningún momento se cruzan a pesar de que las resistividades son altas en esas zonas, además los valores de porosidad efectiva en esas zonas son muy

bajos y por lo tanto tampoco es recomendable cañonear en esas secciones.

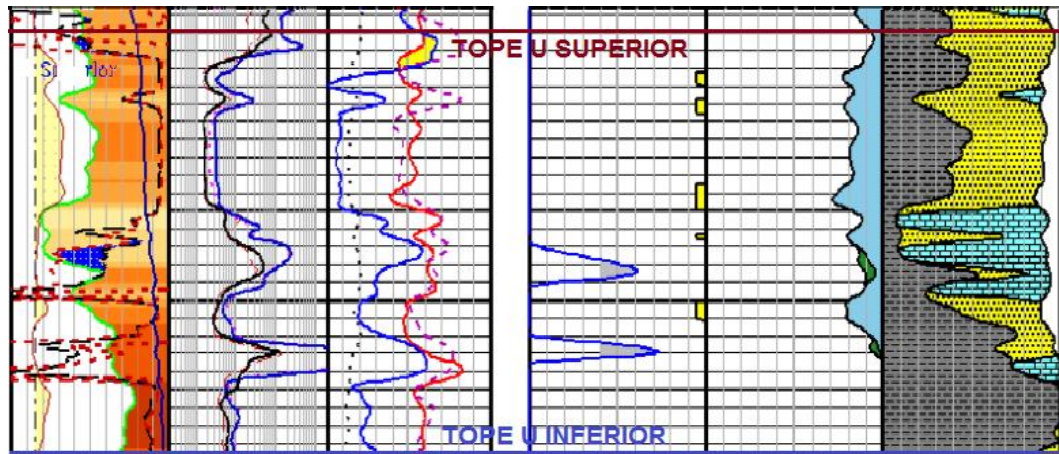


Figura 5.5 Registros Pozo Sacha 267D Intervalo U Superior
Elaborado: (Orrala R.J.C; Tomalá R.J.C)

Para el intervalo de U Inferior que se muestra en la figura 5.6 se observa que de 10080' a 10088' hay buena presencia de arena, incluso por la deflexión del Gamma Ray y las altas resistividades que se observan, además la correlación del Neutrón y density se observa que ambas curvas se cruzan (se pinta de color amarillo), y el registro de saturación de agua muestra poca saturación en ese espacio (llega a 20%), también se visualiza que el intervalo es neto de petróleo y neto de arena leyéndose una porosidad efectiva de 16 -17%.

También en el mismo intervalo se observa que de 10106' a 10110' hay buena presencia de arena, en la segunda columna del registro se observa que las resistividades aumentan y el Gamma Ray disminuye en esa pequeña sección, los registros density – neutrón también se cruzan entre sí, pero el registro de saturación muestra que está saturado de agua al 100%, la porosidad primaria arroja un valor alrededor de 10% pero no existe dato de porosidad efectiva en esa región, lo cual hace suponer que en esta sección hay invasión de agua en la zona, lo cual no hace muy recomendable la producción en esa zona.

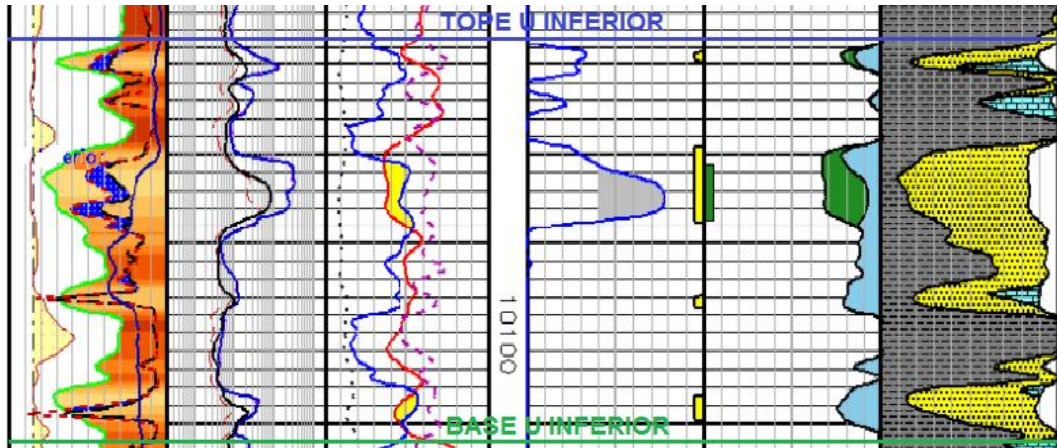


Figura 5.6 Registros Pozo Sacha 267D Intervalo U Inferior
 Elaborado: (Orrala R.J.C; Tomalá R.J.C)

Para la Arena T Superior que se visualiza en la figura 5.7, el último track de los registros no muestra gran porcentaje de arena en esta sección, además los registros neutrón y density casi no se cruzan, solo en 10238' – 10240' estos registros se cruzan, la saturación de agua que se muestra ahí es de 55%, porosidad efectiva de 14%, pero al ser el espesor de apenas 2 pies no es tan recomendable la producción en este intervalo.

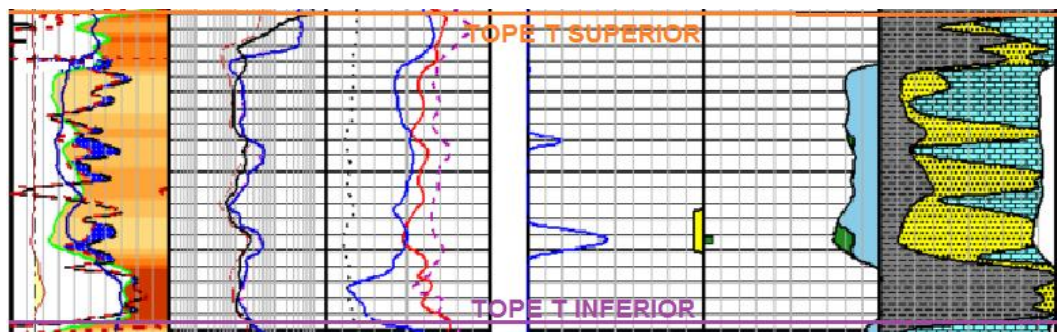


Figura 5.7 Registros Pozo Sacha 267D Intervalo T Superior
 Elaborado: (Orrala R.J.C; Tomalá R.J.C)

En la región de T Inferior a 10277' – 10283' hay presencia de hidrocarburo mostrado por el cruce de los registros Density – Neutrón, la saturación de agua es alta en esta zona, con un promedio de 88%, la porosidad efectiva tiene en promedio 15%, se presenta un alto nivel de agua en esta zona,

pero en la sección de 10300' a 10310' también se presenta buena zona de arena con una saturación de agua de 40% en promedio y una porosidad efectiva de 13%, lo que hace que sea más recomendable producir por este pequeño intervalo, como se muestra en la figura 5.8.

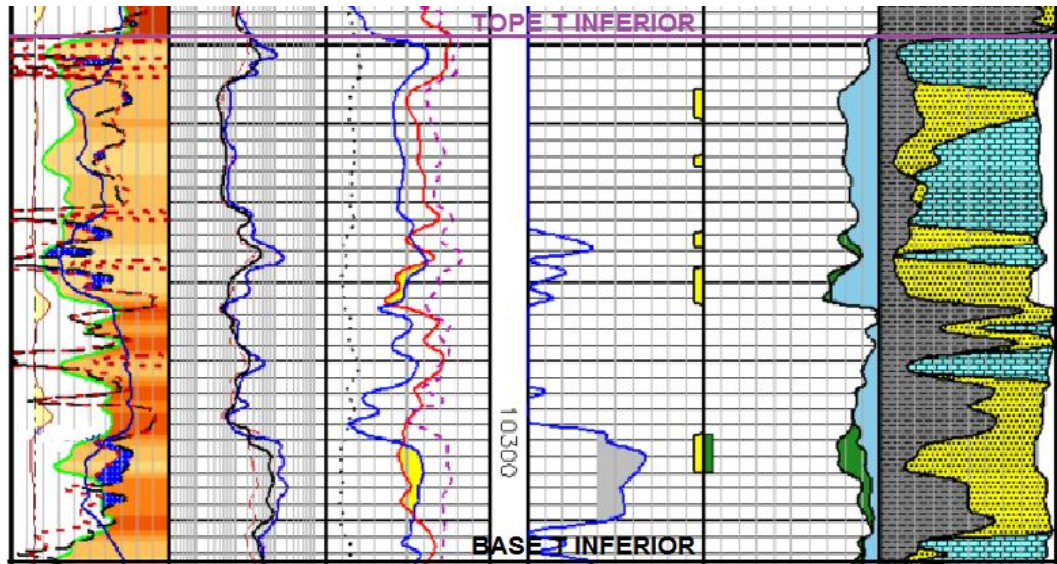


Figura 5.8 Registros Pozo Sacha 267D Intervalo T Inferior
Elaborado: (Orrala R.J.C; Tomalá R.J.C)

5.4. ANÁLISIS DEL POZO SACHA 361D

En el intervalo de la Arena U Superior que se muestra en la figura 5.9, se observa presencia de petróleo solo en la sección de 10307' a 10310', el valor del Gamma Ray es menor en relación al resto de la arena, también se muestra alta resistividad en esta zona y la correlación muestra el cruce de los registros Density – Neutrón (color amarillo). La saturación de agua en esta zona alcanza un valor de 40% y una porosidad efectiva de 18%, además hay buena presencia de arena en esa pequeña sección.

En la parte inferior de la Arena U Superior no se presencia mucha arena y no existen hidrocarburos, por lo que cañonear este intervalo no es tan recomendable.



Figura 5.9 Registros Pozo Sacha 361D Intervalo U Superior
Elaborado: (Orrala R.J.C; Tomalá R.J.C)

Para la arena U Inferior se visualiza una gran presencia de arena, especialmente en la parte superior, en el intervalo de 10330' a 10362' los correlación de los registros density – neutrón muestra presencia de hidrocarburos en esta zona, la resistividad es alta y el valor del Gamma Ray es bajo, se observa también que este espesor es neto en arena y en petróleo, los valores de saturación de agua promedio son de 20% y la porosidad efectiva es de 15%, lo que la convierte en una zona muy buena para la producción.

En la sección de 10374' – 10378' también se visualiza en la figura 5.10 una pequeña zona de hidrocarburo neto, con una saturación de agua de 50% y una porosidad efectiva de 13% que se podría explotar.

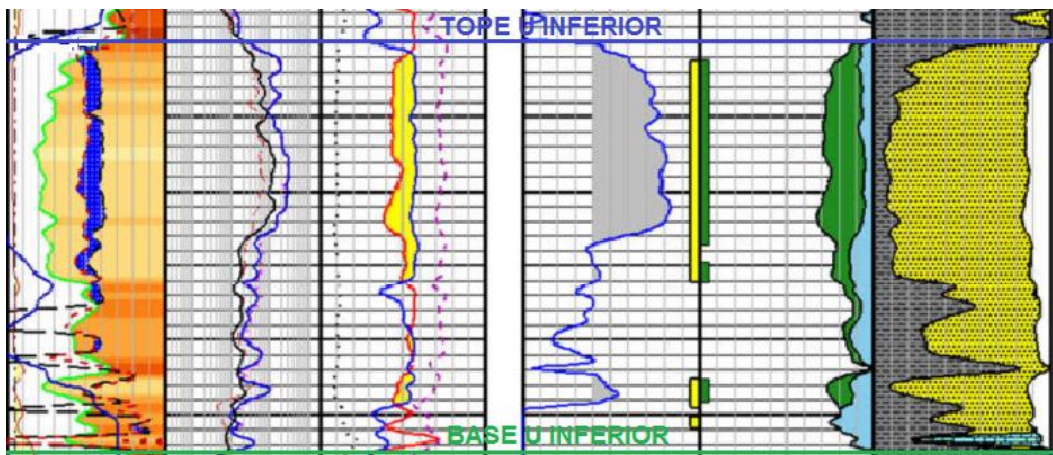


Figura 5.10 Registros Pozo Sacha 361D Intervalo U Inferior
Elaborado: (Orrala R.J.C; Tomalá R.J.C)

El set de registros de la arena T Superior de la figura 5.11 no muestra ninguna zona de petróleo en este intervalo, donde los registros neutrón y density se cruzan, se muestra un espesor neto de arena, pero el registro de saturación de agua muestra que está saturado al 100%, además los valores de resistividades son bajos.



Figura 5.11 Registros Pozo Sacha 361D Intervalo T Superior
Elaborado: (Orrala R.J.C; Tomalá R.J.C)

La arena T Inferior para este pozo tampoco muestra presencia de hidrocarburos, el registro de saturación de agua para todo el espesor del estrato está saturado al 100% y en las zonas donde hay presencia de arena los valores de resistividad no son tan altos.

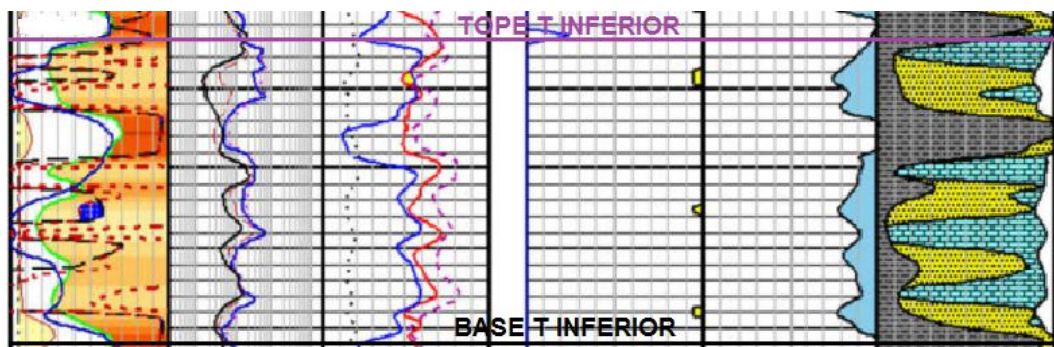


Figura 5.12 Registros Pozo Sacha 361D Intervalo T Inferior
Elaborado: (Orrala R.J.C; Tomalá R.J.C)

5.5. ANÁLISIS DEL POZO SACHA 362D

El intervalo de U Superior muestra una zona neta de petróleo entre 10177' – 10180' en la que se observa una variabilidad de la resistividad (segunda columna) en esa sección, también en la tercera columna se presenta el

cruce de los registros density – neutrón y valores de $S_w = 48\%$ y $PHIE = 16\%$; otra zona donde existe el cruce de los registros Density – Neutrón y resistividades altas es entre 10184' – 10188' con una porosidad efectiva de 15% y saturación de agua de 20%.

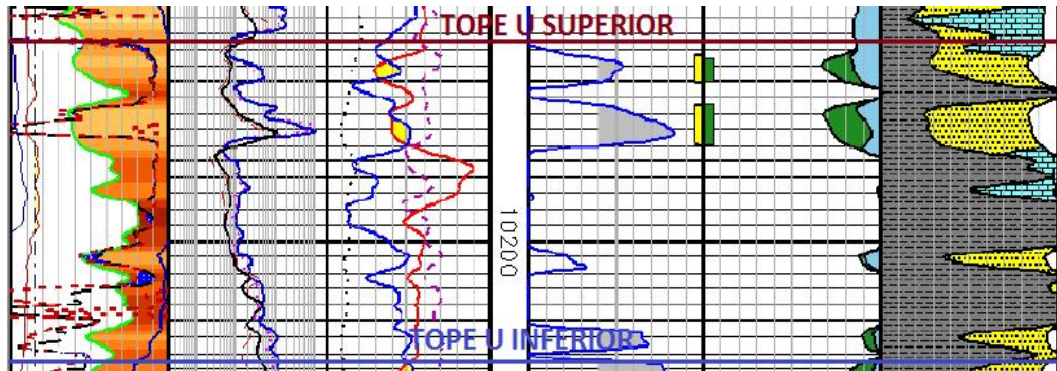


Figura 5.13 Registros Pozo Sacha 362D Intervalo U Superior
Elaborado: (Orrala R.J.C; Tomalá R.J.C)

En el set de registros del Pozo Sacha 362D Arena U Inferior se observa claramente dos intervalos de arena, el primero está entre 10215' – 10220', en la que no se observan valores bajos de Gamma Ray, la proporción de arena no es tan alta en esta zona como se observa en la última columna correspondiente a la litología, se tiene una saturación de agua de 20% y una porosidad efectiva de 9%.

El intervalo de 10221' – 10264' es el que muestra mejor rendimiento en todo el pozo, ya que posee un espesor neto de 43 pies, en la última columna se observa mayor proporción de arena fina (amarillo) que de lutita (plomo), también se visualiza que en toda esta sección existe el cruce de los registros Density – Neutrón y la resistividad se mantiene alta, la saturación de agua promedio es de 15% y de la porosidad efectiva promedio es de 17% como se observa en la figura 5.14.

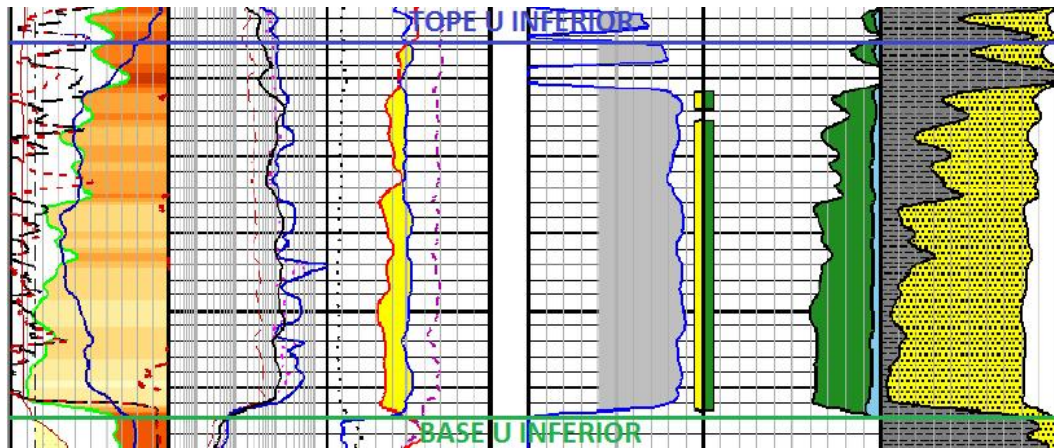


Figura 5.14 Registros Pozo Sacha 362D Intervalo U Inferior
Elaborado: (Orrala R.J.C; Tomalá R.J.C)

La arena T Superior no contiene zona de interés por lo que se observa en el set de registros mostrados en la figura 5.15, la curva de saturación de agua (quinta columna) no muestra zona donde exista saturación de hidrocarburos, igualmente en ningún momento se produce una correlación entre los registros Density – Neutrón, solo en 10422' – 10423' se presenta este caso, pero la litología (última columna) no muestra buena proporción de arena fina, por lo tanto no es recomendable producir por esta formación.

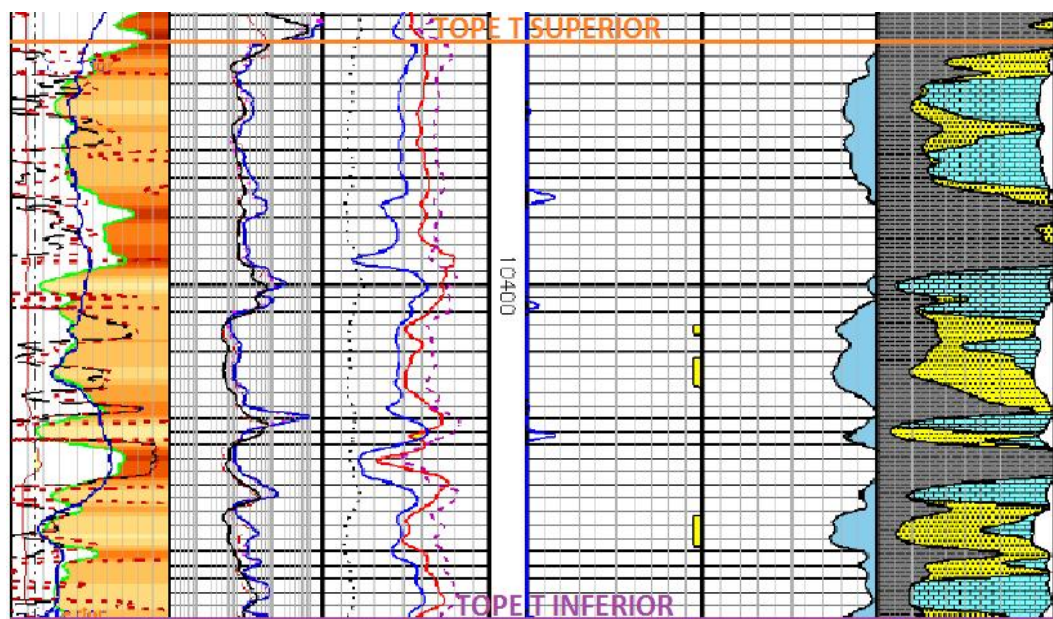


Figura 5.15 Registros Pozo Sacha 362D Intervalo T Superior
Elaborado: (Orrala R.J.C; Tomalá R.J.C)

Finalmente en la arena T Inferior se muestran dos posibles intervalos productores, ya que la correlación entre density – neutrón (color amarillo tercera columna) afirma que entre 10450' – 10463' y entre 10471' – 10484' existe presencia de hidrocarburos, la última columna muestra buena proporción de arena en estos intervalos, pero el registro de saturación de agua en la primera sección arroja un valor de 80% con una porosidad de 15% y en la segunda sección un Sw de 75% con PHIE de 15%, lo que hace suponer que ha habido invasión de agua en estas zonas.

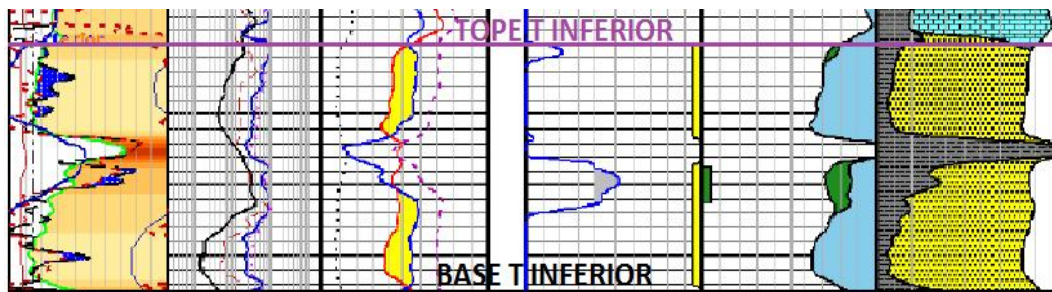


Figura 5.16 Registros Pozo Sacha 362D Intervalo T Inferior
Elaborado: (Orrala R.J.C; Tomalá R.J.C)

5.6. CORRELACIÓN DE LOS REGISTROS

La correlación entre registros permite obtener la secuencia estratigráfica de la formación, las figuras 5.17 y 5.18 muestran esta secuencia en los cuatro pozos evaluados para la arena U y T respectivamente del Campo Sacha.

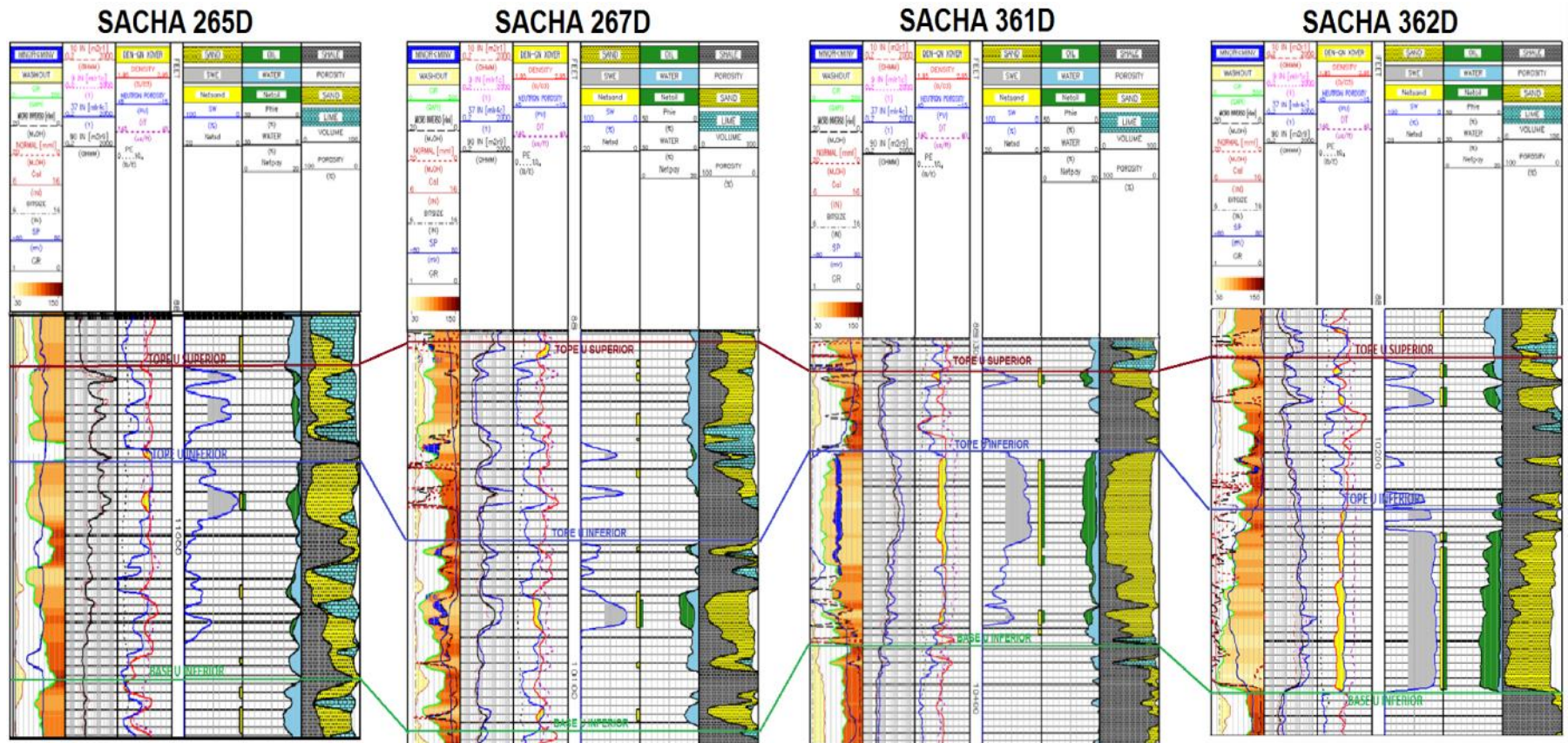


Figura 5.17 Correlación de Registros para la Arena U
Fuente: (Orrala J., Rodríguez J.)

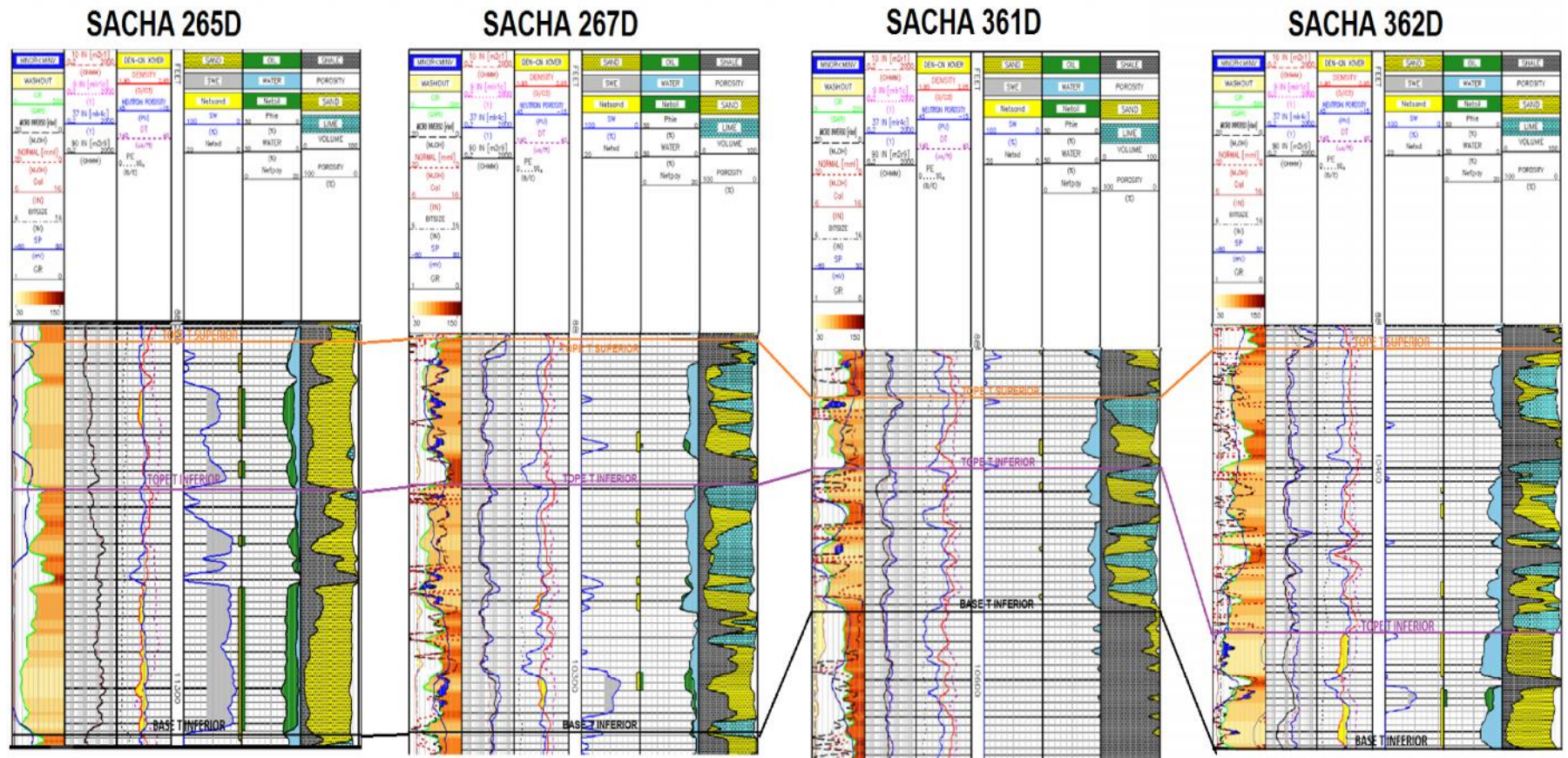


Figura 5.18. Correlación de Registros para la Arena T
Elaborado: (Orrala R.J.C; Tomalá R.J.C)

5.7. RESULTADOS FINALES DEL ESTUDIO

Para complementar el análisis se presentan las siguientes tablas donde se aprecia en resumen todos los parámetros petrofísicos obtenidos del análisis de cada intervalo de arena y en cada pozo del campo.

En ella también se muestran los posibles intervalos de interés de zonas netas de arena donde es más factible realizar el punzado de las arenas para producir de dichos espesores de estratos.

Las tablas 5.1 y 5.2 muestran todos los resultados obtenidos de los registros evaluados en los cuatro pozos del Campo Sacha

Pozos	Arena Evaluada	Intervalo (ft)	Esp (ft)	Zona de Interés (ft)	Esp Neto (ft)	Propiedad Obtenida					
						Sw %	PHIE %	Rw ohm.m	Salinidad ppm NaCl	Rmf ohm.m	TF °F
Sacha 265D	U Superior	10961' – 10983'	22	10961' – 10965'	4	15	7		60000	1.1683	204.2
				10967' – 10976'	9	30	8				
				10980' – 10983'	3	100	0				
	U Inferior	10983' – 11033'	50	10989' – 10995'	6	8	13	40000			
	T Superior	11204' – 11245'	41	11217' – 11229'	12	40	15				
11237' – 11241'				4	30	12					
T Inferior	11245' – 11315'	70	11258' – 11260'	2	20	12					
			11271' – 11313'	42	15	13					
Sacha 267D	U Superior	10020' – 10067'	47	10020' – 10024'	4	100	0	0.06	25000	1.51	196
	U Inferior	10067' – 10112'	45	10080' – 10089'	9	21	16				
				10106' – 10110'	4	100	0				
	T Superior	10210' – 10249'	39	10237' – 10240'	3	55	13	0.06	25000		
T Inferior	10249' – 10316'	67	10277' – 10283'	6	85	15					
			10300' – 10309'	9	36	13					

Tabla 5.1 Propiedades de los yacimientos Pozos: Sacha 265D y Sacha 267D

Elaborado: (Orrala R.J.C; Tomalá R.J.C)

Pozos	Arena Evaluada	Intervalo (ft)	Esp (ft)	Zona de Interés (ft)	Esp Neto (ft)	Propiedad Obtenida					
						Sw %	PHIE %	Rw ohm.m	Salinidad ppm NaCl	Rmf ohm.m	TF °F
Sacha 361D	U Superior	10307' – 10330'	23	10307' – 10310'	3	40	17	0.04	81000	1.466	197
	U Inferior	10330' – 10385'	55	10332' – 10362'	30	20	15				
				10368' – 10378'	10	50	14				
	T Superior	10525' – 10544'	19	10537' – 10540'	3	100	0	0.1	25000		
T Inferior	10544' – 10582'	38	10548' – 10550'	2	100	0					
Sacha 362D	U Superior	10175' – 10215'	40	10177' – 10180'	3	50	17	0.03	81000	1.1947	210.9
				10184' – 10188'	4	20	16				
	U Inferior	10215' – 10264'	49	10215' – 10220'	5	23	8				
				10221' – 10263'	42	15	18				
	T Superior	10364' – 10450'	86	10422' – 10423'	1	84	9	0.09	25000		
T Inferior	10450' – 10485'	35	10450' – 10463'	13	80	14					
			10471' – 10484'	13	60	13					

Tabla 5.2 Propiedades de los yacimientos Pozos: Sacha 361D y Sacha 362D
Elaborado: (Orrala R.J.C; Tomalá R.J.C)

CAPÍTULO VI

6. Conclusiones y Recomendaciones

6.1. CONCLUSIONES

- El estudio del Campo Sacha, considerado como uno de los de mayor importancia debido a las grandes cantidades de reservas encontradas es de vital aporte para mantener o incrementar la producción en el país, por esto el análisis sirve para optimizar el rendimiento en las zonas productoras de las arenas U y T, validándonos de los datos petrofísicos ya obtenidos.

FORMACION	PARAMETROS							
	DATUM (ft)	ESPESOR (ft)	POROSIDAD (%)	SATURACION (S _{wi})	PERMEABILIDAD (md)	S _o (%)	P actual	Ty (°F)
U	-8530	30	14	20 – 25	425	67,2	1411	211
T	-8765	20	14,5	15 – 20	240	80	1460	216

Tabla 6.1. Datos Petrofísicos
Elaborado: (Orrala J., Tomalá, J.b)

- La utilización de registros eléctricos permite determinar las zonas donde se encuentran los diferentes estratos productores, en este caso del Campo Sacha de la Cuenca Oriente, ya arriba detallado, con un total de 403 pozos perforados.
- La información obtenida corresponde a cuatro pozos del Campo Sacha, los estudiados son Sacha 265D, Sacha 267D, Sacha 361D y Sacha 362D que permiten calcular las propiedades petrofísicas utilizando parámetros detallados en este estudio.
- Los registros primarios corridos en estos pozos son Laterolog (RTEX), Potencial Espontáneo (SP), Sónico (DAL), Density (ZDL), Neutrón (CN), Gamma Ray (GR), Caliper (CAL), Minilog (ML), Inducción (HDIL), Microlaterolog (MLL) que se explica en los primeros tracks de los gráficos de los registros que se encuentran detallados tanto en el 2do capítulo como el tercer capítulo.

- En el grafico se detalla los topes formacionales que permiten delimitar los diferentes estratos o unidades productoras de la zona NAPO U y T colocando de acuerdo a la lectura que se observaron de los diferentes registros interpretados, los cuales son Sacha 265D, Sacha 267D, Sacha 361D y Sacha 362D.
- El set de registros primarios junto con los perfiles obtenidos de la interpretación petrofísica permite concluir que los mejores intervalos de arena para producir son: Sacha-265D Arena T Inferior; Sacha-267D Arena U Inferior; Sacha-361D Arena U Inferior; Sacha-362D Arena U Inferior.
- Los resultados finales muestran los diferentes intervalos netos de arena donde se podría punzar la formación de acuerdo a los parámetros petrofísicos leídos.

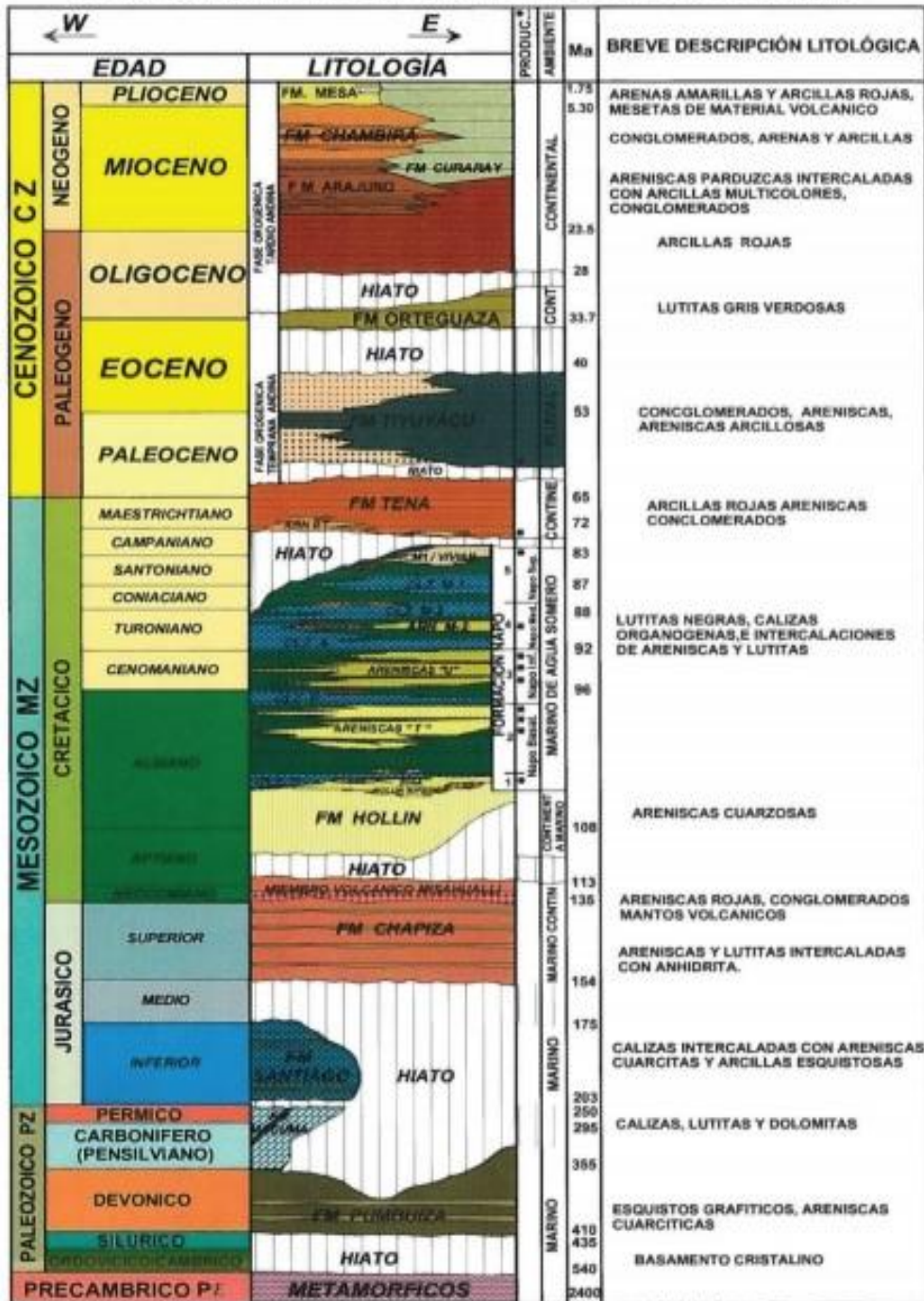
6.2.RECOMENDACIONES

- Aislar ciertos espacios con cintas de protección para evitar radiaciones emitidas por los rayos Gamma y Neutrón.
- Revisar los historiales de Producción previo a la evaluación petrofísica de permeabilidades y de saturación para así optimizar tiempo y recursos en la disposición de obtención del hidrocarburo de las arenas U y T, mediante las corridas con la buena interpretacion y análisis de los registros de perfiles en los pozos seleccionados.

ANEXOS

ANEXO 1

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA CUENCA ORIENTE



MODIFICADO DE DASHWOOD Y ABBOTTS

Colaboración: Pierre Kummert

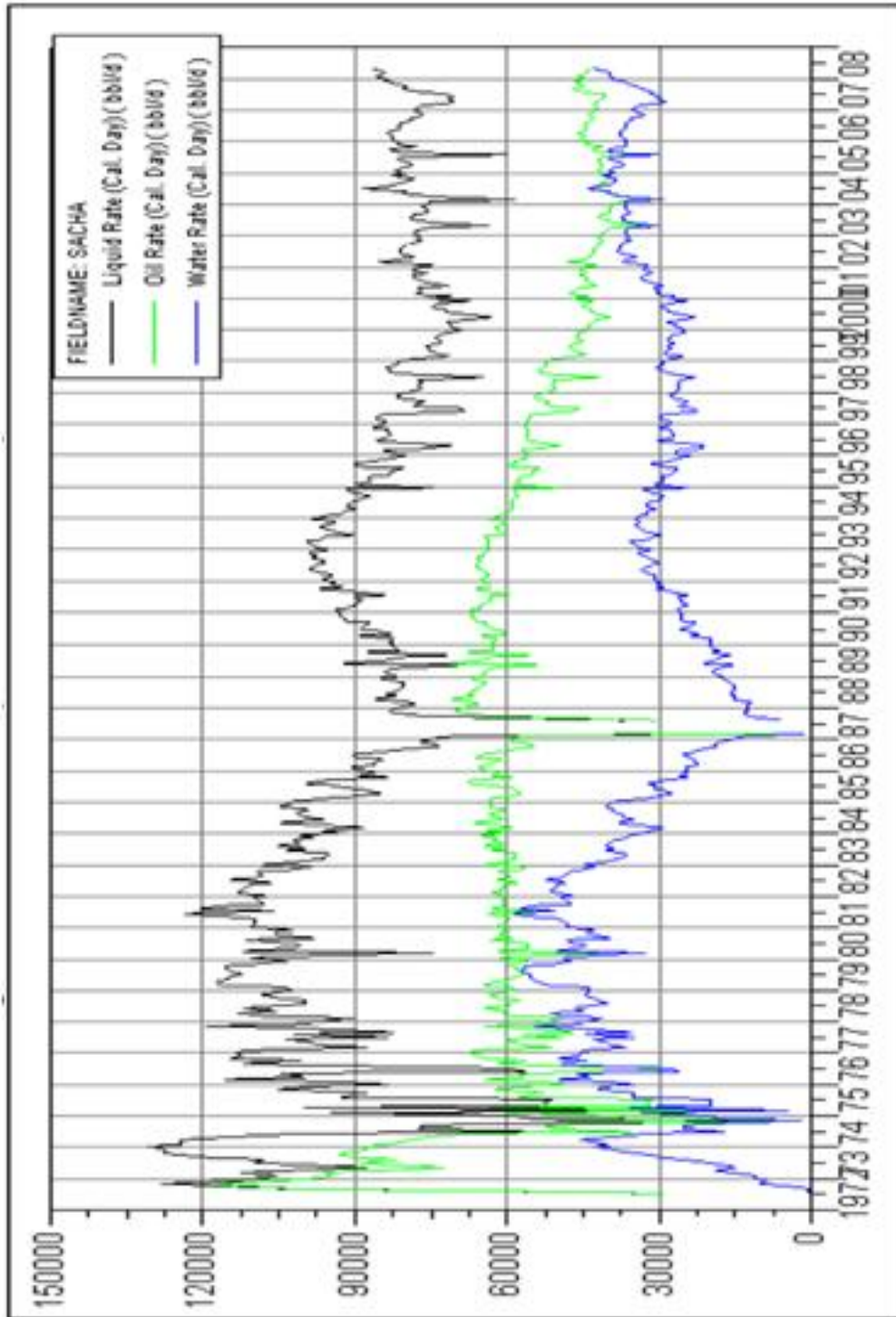
Realizado por:
Juan Chiribosa / Omar Cornejo

Fuente: Archivos ARCH.

ANEXO 2

ERA	REGISTRO	LITOLOGIA	DESCRIPCIÓN	
CENOZOICO	PALEOGENO	ORTEGUASA	MARINO SOMERO	LUTITAS SEMIDURAS, SEMIDISILES, GRIS A GRIS VERDE CLARO. LIMOLITAS BLANQUECINAS.
		TIYUYACU	CONTINENTAL	ARENISCAS CUARZOSAS, TRANSLUCIDA A TRANSPARENTES, FRIABLE, GRANO FINO A MEDIO. ARENISCAS CUARZOSAS, TRANSLUCIDA, GRANO MUY FINO A FINO, CEMENTO SILICICO. ARENISCA CONGLOMERATICA, CLASTOS DE CUARZO. ARCILLOLITAS GRISAS, CAFÉ LADRELLO, MOTEADO DE BLANCO. CONGLOMERADOS CON CLASTOS DE CUARZO, CEMENTO ARCILLOSO.
			CONTINENTAL	VARIETADES DE ARCILLOSIDADES: ROJIZO CAFÉ, GRIS MOTEADO DE BLANCO, LIMOLITA MULTICOLOR CAFÉ, ROJEZA, AMARILLA, MARROÓN, VERDE CLARO, MODERADAMENTE SUAVE.
		MEZOZOICO	CRETACICO	TENA
NAPO	MARINO SOMERO			LUTITA GRIS, OSCURA A NEGRA, LAMINAR, ASTILOSA. CALIZA GRIS A GRIS NEGRA. CALIZA BLANCA, CREMA, MASIVA, TIZOSA
	MARINO SOMERO			ARENISCA CUARZOSA TRANSLUCIDA, GRANO FINO A MEDIO. CALIZA GRIS OSCURA, MEDIO DURA A DURA, BLOCOSA, ARENISCA GRANO FINO. CALIZA DURA, GRIS CLARA A CREMA.
HOLLIN	MARINO SOMERO CONTINENTAL			ARENISCA CUARZOSA, GRIS CLARA, FRIABLE, GRANO FINO-MEDIO BIEN SELECCIONADO. LUTITA NEGRA DURA. CALIZA DURA, NEGRA, PIRTIZADA. ARENISCA CUARZOSA, GRANO FINO MEDIO, CEMENTO SILICICO, BUENA SATURACIÓN DE HIDROCARBUROS.

ANEXO 3



PERFIL DE PRODUCCIÓN CAMPO SACHA EN ANÁLISIS HASTA 2008

ANEXO 4

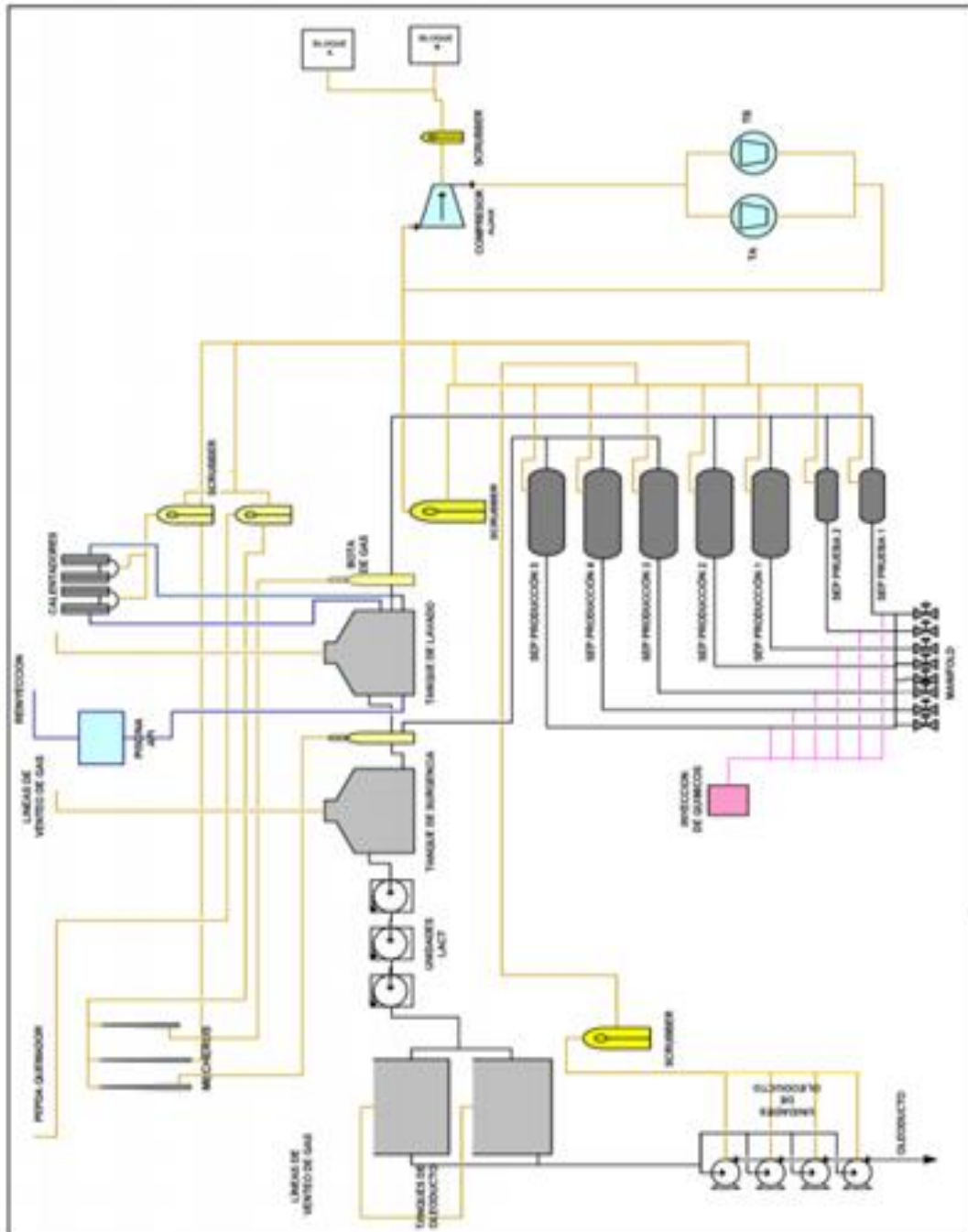
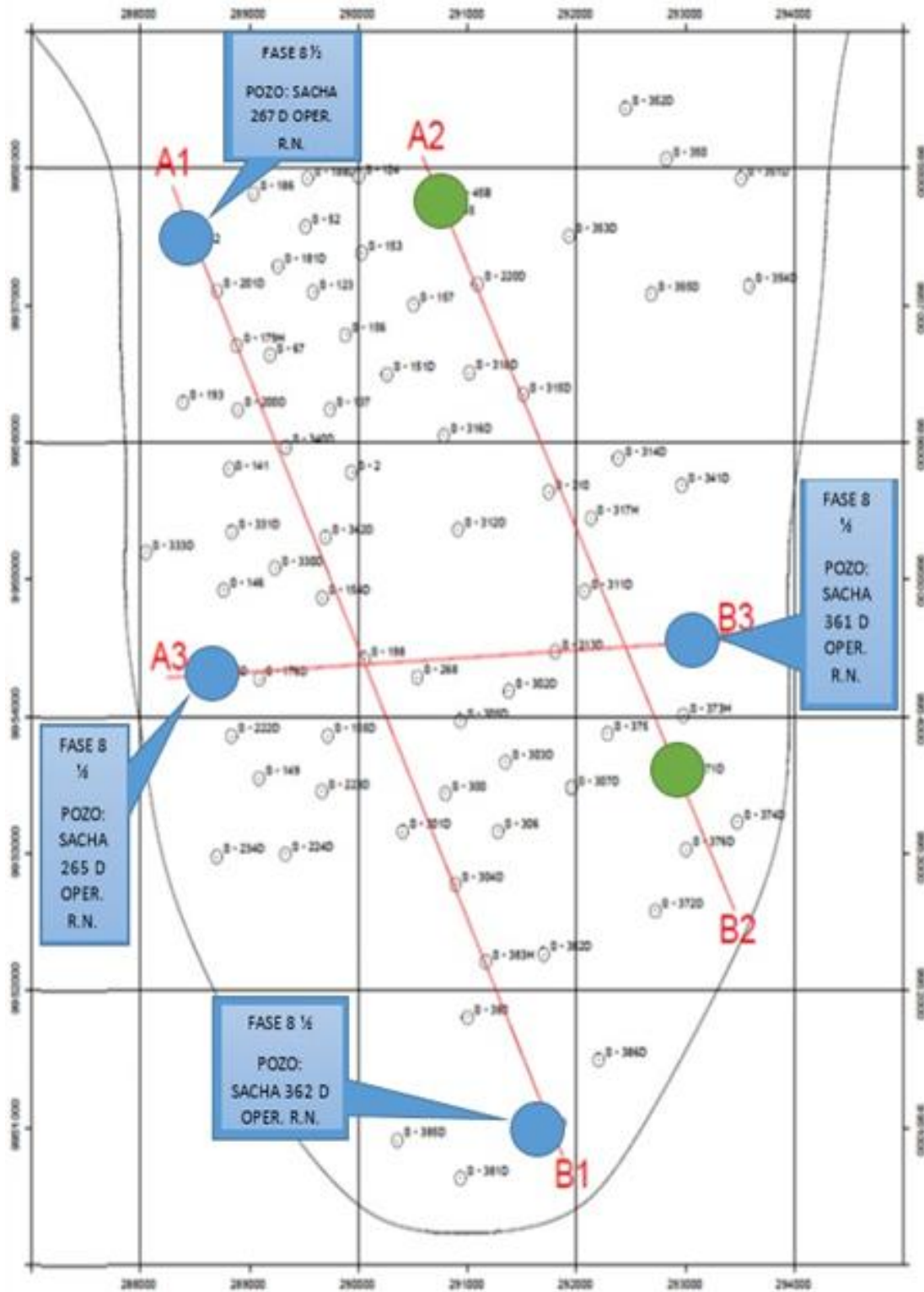


DIAGRAMA DE PRUDUCCION EN LA ESTACION SACHA

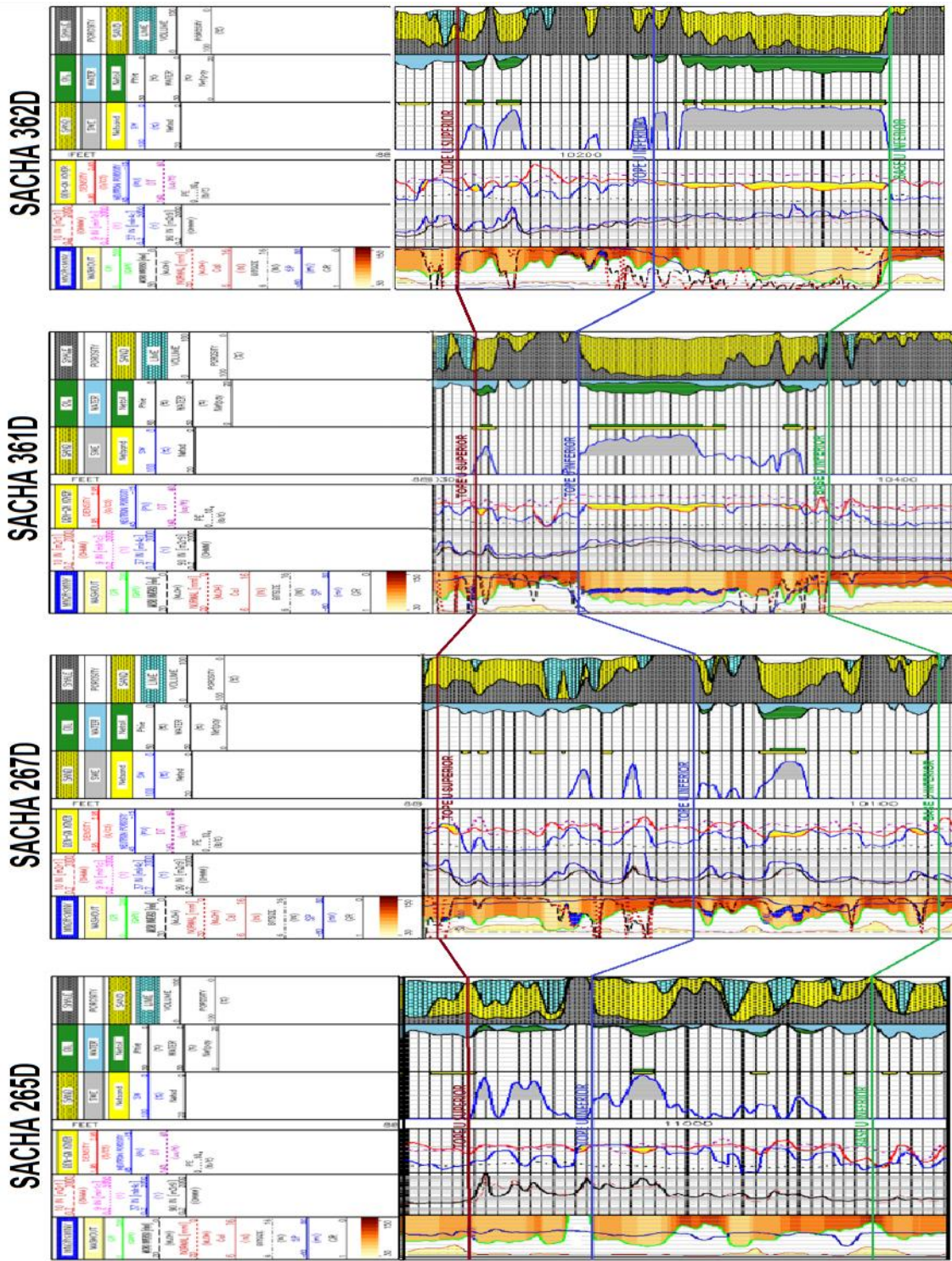
FUENTE: PETROPRODUCCION-DEPARTAMENTO DE PRODUCCION-SACHA

ANEXO 5



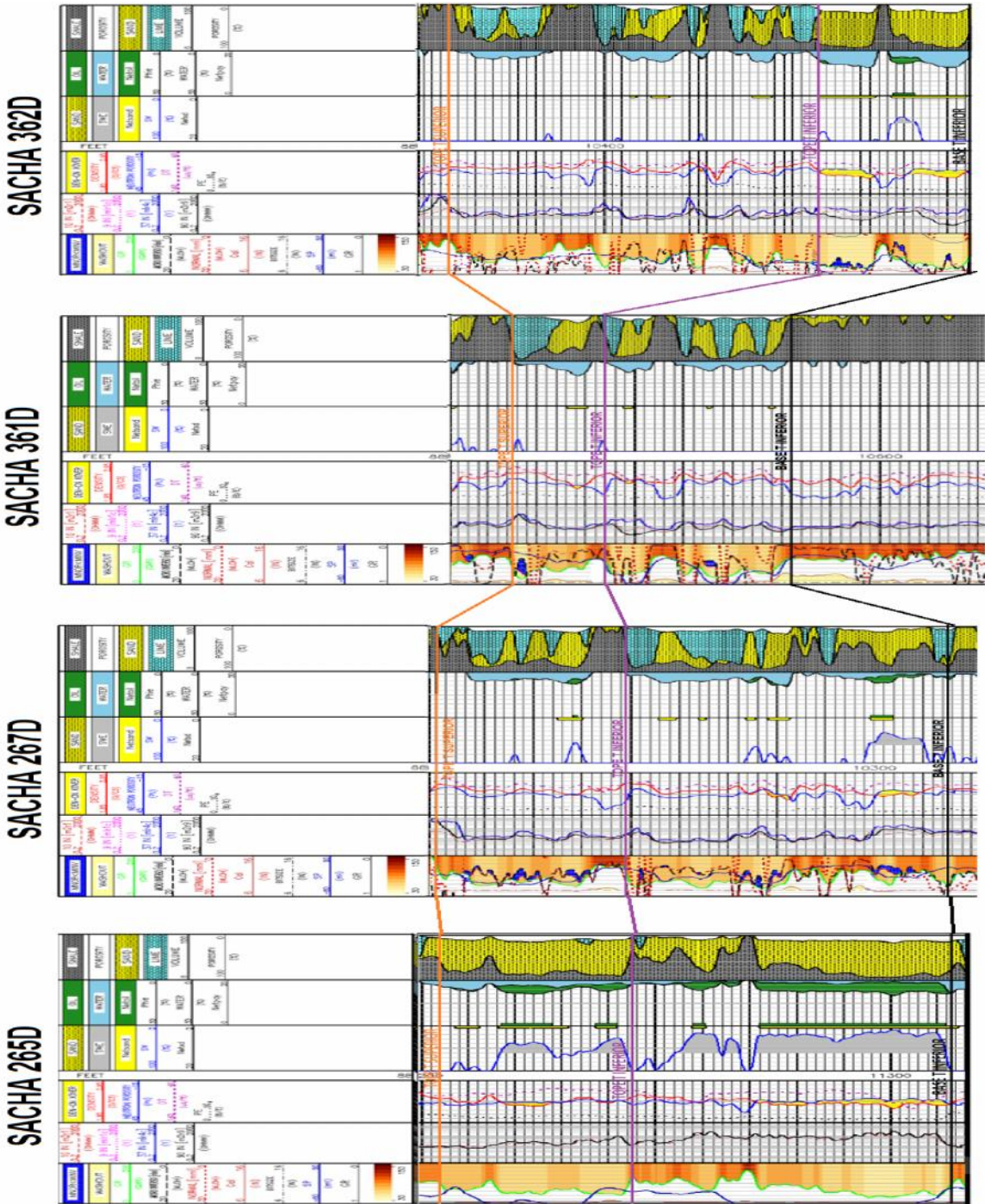
CORRELACION DE CORTES DE LOS REGISTROS YA MENCIONADOS

ANEXO 6



CORRELACIÓN DE REGISTROS PARA LA ARENA U

ANEXO 7



CORRELACIÓN DE REGISTROS PARA LA ARENA T

ANEXO 8

Servicio	Código del Producto	Intervalo MD (ft)	Velocidad y tiempo estimado de registro	Observaciones
Rtex (Dual Laterolog)	RTEX	9920' – 11713'	50 ft/min	4 Prof. Investigación
Spontaneous Potencial	SP	9920' – 11713'		Incluido en el HDIL
Servicio	Código del Producto	Intervalo MD (ft)	Velocidad y tiempo estimado de registro	Observaciones
Digital Acoustic Log	DAL	9920' – 11713'		
Compensated Z-Densilog	ZDL	9920' – 11713'		Incluye PEF
Compensated Neutron	CN	9920' – 11713'		
Gamma Ray OH -	GR	9920' – 11713'		
Caliper	CAL	9920' – 11713'		
Minilog	ML	9920' – 11713'		
Inducción	HDIL	9920' – 11713'		
Microlaterolog	MLL	9920' – 11713'		Incluido en el mapa de invasión
			Tiempo total: 8 horas	

REGISTROS CORRIDOS PARA EL POZO SACHA 265D

ANEXO 9

Servicio	Código del Producto	Intervalo MD (ft)	Velocidad y tiempo estimado de registro	Observaciones
Rtex (Dual Laterolog)	RTEX	8348' – 10400'	50 ft/min	4 Prof. Investigación
Spontaneous Potencial	SP	8348' – 10400'		Incluido en el HDIL
Servicio	Código del Producto	Intervalo MD (ft)	Velocidad y tiempo estimado de registro	Observaciones
Digital Acoustic Log	DAL	8348' – 10400'		
Compensated Z-Densilog	ZDL	8348' – 10400'		Incluye PE
Compensated Neutron	CN	8348' – 10400'		
Gamma Ray OH -	GR	8348' – 10400'		
Caliper	CAL	8348' – 10400'		
Minilog	ML	8348' – 10400'		
Inducción	HDIL	8348' – 10400'		
Microlaterolog	MLL	8348' – 10400'		Incluido en el mapa de invasión
			Tiempo total: 10 horas	

REGISTROS CORRIDOS PARA EL POZO SACHA 267D

ANEXO 10

Servicio	Código del Producto	Intervalo MD (ft)	Velocidad y tiempo estimado de registro	Observaciones
Rtex (Dual Laterolog)	RTEX	8348' – 10400'	50 ft/min	4 Prof. Investigación
Spontaneous Potencial	SP	8348' – 10400'		Incluido en el HDIL
Servicio	Código del Producto	Intervalo MD (ft)	Velocidad y tiempo estimado de registro	Observaciones
Digital Acoustic Log	DAL	8348' – 10400'		
Compensated Z-Densilog	ZDL	8348' – 10400'		Incluye PE
Compensated Neutron	CN	8348' – 10400'		
Gamma Ray OH -	GR	8348' – 10400'		
Caliper	CAL	8348' – 10400'		
Minilog	ML	8348' – 10400'		
Inducción	HDIL	8348' – 10400'		
Microlaterolog	MLL	8348' – 10400'		Incluido en el mapa de invasión
			Tiempo total: 10 horas	

REGISTROS CORRIDOS PARA EL POZO SACHA 361D

ANEXO 11

Servicio	Código del Producto	Intervalo MD (ft)	Velocidad y tiempo estimado de registro	Observaciones
Rtex (Dual Laterolog)	RTEX	9385' – 10848'	50 ft/min	4 Prof. Investigación
Spontaneous Potencial	SP	9385' – 10848'		Incluido en el HDIL
Digital Acoustic Log	DAL	9385' – 10848'		
Compensated Z-Densilog	ZDL	9385' – 10848'		Incluye PE
Compensated Neutron	CN	9385' – 10848'		
Gamma Ray OH -	GR	9385' – 10848'		
Caliper	CAL	9385' – 10848'		
Minilog	ML	9385' – 10848'		
Inducción	HDIL	9385' – 10848'		
Microlaterolog	MLL	9385' – 10848'		Incluido en el mapa de invasión
			Tiempo total: 7.5 horas	

REGISTROS CORRIDOS PARA EL POZO SACHA 362D

SIMBOLOGÍA

%	Porcentaje
Ø	Porosidad
Md	Milidarcys
BES	Bombeo electro sumergible
BH	Bombeo hidráulico
Bls	Barriles
Csg	Casing
FN	Flujo natural
FT	Pie
GAL/MIN	Galones por minutos
GLS	Galones
K	Permeabilidad
Km	Kilómetro
ID	Diámetro interno
INCH	Pulgadas
Mm	milimetro
M	Metro
OD	Diámetro externo
PPG	Gas Lift
PPS	Bombeo eléctrico
Psi	Libra por pulgada cuadrada
RW	Radio del pozo
Sw	Saturación de agua
TD	Profundidad total

ABREVIATURA

°API	Densidad del Petróleo (American Petroleum Institute)
ARCH	Agencia Reguladora de Control Hidrocarburífero
BAPD	Barriles de agua por día
BFPD	Barriles de fluido por día
BPPD	Barriles de petróleo por día
BSW	Agua, sólidos y sedimentos contenidos en el petróleo
BY	Barriles de yacimiento
BN	Barriles normales
HP	Horse Power (caballo de fuerza)
GOR	Relación Gas – Petróleo
PDVSA	Petrolera de Venezuela S.A.
pH	Potencial de hidrógeno
PPM	Partes por millón
RPM	Revoluciones por minutos
SOTE	Sistema de Oleoductos Trans- Ecuatoriano
VR	Volumen de roca
SOI	Saturación de petróleo
POES	Petróleo original in situ
RT	Resistividad total
RW	Resistividad de agua
P	Presión
V	Volumen
T	Temperatura
WO:	Workover (Trabajo a hueco abierto)

BIBLIOGRAFÍA

- BOURDON E., EISSEN J.-P., GUTSCHER M.-A., MONZIER M., HALL M. L. & COTTEN J., 2003 – Magmatic response to early aseismic ridge subduction: the Ecuadorian margin case (South America). *Earth and Planetary Science Letters*, 205: 123-138.
- GUILLIER B., CHATELAIN J.-L., JAILLARD É., YEPES H., POUPINET G., FELS J.-F., 2001– Seismological evidence on the geometry of the orogenic system in central-northern Ecuador (South America). *Geophysical Research Letters*, 28, 19: 3749-3752.
- CABEZAS FELIX, Roberto Ismael, NUÑEZ ARGUELLO, Wilson Patricio., Quito, 2011 Universidad Politecnica Salesiana, Capitulo 1, ubicación del Campo Sacha.
- ARCHER.J.S; WALL. C.G. **PETROLEUM ENGINEERING PRINCIPLES AND PRACTICE. USA. 1986**
- FIALLOS, Mario. Actualización de reservas del campo Sacha, Petropeducción.
- **Asquith**, (2006), Basic Well log Analysis, Oklahoma, Editorial The American Association of Petroleum Geologists.

- **Baby, Rivadeneira, Barragán,** (2004), La Cuenca Oriente Geología yPetróleo, Quito, Institucional.
- **Baker Hughes,** (2004), Surface Logging Systems Training Guide,Houston, Institucional.
- **Billings Marland,** (1992),Geología Estructural, Buenos Aires, Editorial Universitaria de Buenos Aires.
- **Chellotti L,** (2009),Geofísica, Milan, Editorial Hugony.
- **Darling T,** (2005),Well Logging and Formation Evaluation, Houston,Editorial Kindle.
- **Doveton,** (2002),Basics of Oil and Gas Log Analysis, Kansas, Editorial Evaned.
- **Enciclopedia De Perforación,** (2001),Manual para Ingenieros dePetróleos, Institucional.
- **Gorshcov G,** (1992),Geología general, Moscú, Editorial Anaya.
- Freire Proaño, Víctor; UTE, interpretación y uso de registros eléctricos a hueco abierto 2012
- SCHULUMBERGER WELL SERVICE, (2000), Book of Chart's, Houston, Institucional

- SCHULUMBERGER, (2002), Interpretación de Perfiles Eléctricos Guía de entrenamiento, Institucional
- SCHULUMBERGER, (2004), Tecnología de perforación, Institucional.
- Petroproduccion-Departamento de Yacimientos