

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
CENTRO UNIVERSITARIO DEL NORTE
CARRERA DE GEOLOGÍA

TRABAJO DE GRADUACIÓN



DETERMINACIÓN DEL PETRÓLEO Y GAS ORIGINAL EN SITIO
EN EL CAMPO OCULTÚN, LA LIBERTAD PETÉN, MEDIANTE
ANÁLISIS DEL POZO OCULTÚN-2X

JOSÉ MIGUEL ALBERTO OXOM RAMIREZ

COBAN, ALTA VERAPAZ, ABRIL DE 2 016.

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
CENTRO UNIVERSITARIO DEL NORTE
CARRERA DE GEOLOGÍA

TRABAJO DE GRADUACIÓN

DETERMINACIÓN DEL PETRÓLEO Y GAS ORIGINAL EN SITIO
EN EL CAMPO OCULTÚN, LA LIBERTAD PETÉN, MEDIANTE
ANÁLISIS DEL POZO OCULTÚN-2X

PRESENTADO AL HONORABLE CONSEJO DIRECTIVO DEL
CENTRO UNIVERSITARIO DEL NORTE

POR

JOSÉ MIGUEL ALBERTO OXOM RAMIREZ
CARNÉ No. 200740123

COMO REQUISITO PREVIO A OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO GEÓLOGO

COBÁN, ALTA VERAPAZ, ABRIL DE 2 016

AUTORIDADES UNIVERSITARIAS

RECTOR MAGNÍFICO

Dr. Carlos Guillermo Alvarado Cerezo

CONSEJO DIRECTIVO

PRESIDENTE:	Lic. Zoot. Erwin Gonzalo Eskenasy Morales
SECRETARIO:	Ing. Geól. César Fernando Monterroso Rey
REPRESENTANTE DE DOCENTES:	Lcda. T.S. Floricelda Chiquín Yoj
REPRESENTANTE EGRESADOS:	Lic. Admón. Fredy Fernando Lemus Morales
REPRESENTANTES ESTUDIANTILES:	Br. Fredy Enrique Gereda Milián PEM. Cesar Oswaldo Bol Cu

COORDINADOR ACADÉMICO

Lic. Zoot. Erwin Fernando Monterroso Trujillo

COORDINADOR DE LA CARRERA

Ing. Geól. Sergio David Morán Ical

COMISIÓN DE TRABAJOS DE GRADUACIÓN

COORDINADOR:	Ing. <i>M.Sc.</i> Osmín Jared Vásquez Hernández
SECRETARIA:	Inga. Geól. Silvia Friné Cortez Bendfeldt
VOCAL:	Ing. Geól. Ricardo Enrique Milián de la Cruz

REVISORA DE REDACCIÓN Y ESTILO

Inga. Verónica Beatriz Juárez Jiménez

REVISOR DE TRABAJO DE GRADUACIÓN

Ing. *M.Sc.* Osmín Jared Vásquez Hernández

ASESOR

Ing. Geól. Luis Gustavo Chiquín Marroquín

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



07 de septiembre de 2015

**CENTRO UNIVERSITARIO
DEL NORTE – CUNOR –
CARRERA GEOLOGÍA**

Código Postal 16001 – Cobán, Alta Verapaz
Telefax: 7952-1064 y 7956-6600 Ext. 209
Guatemala, C. A.
E-mail: geologiausac@gmail.com


Señores
Comisión Trabajos de Graduación
Carrera Geología
CUNOR

Respetables Señores:

Por este medio informo a ustedes que he procedido a la **ASESORÍA** del informe final de Trabajo de Graduación del T.U. **GEOL. JOSÉ MIGUEL ALBERTO OXOM RAMIREZ**, carné No. **200740123**, titulado: **“DETERMINACIÓN DEL PETRÓLEO Y GAS ORIGINAL EN SITIO EN EL CAMPO OCULTÚN, LA LIBERTAD PETÉN, MEDIANTE ANÁLISIS DE POZO OCULTÚN-2X”**, el cual considero llena los requisitos establecidos para su aprobación, por lo que someto a consideración de ustedes dicho informe.

Atentamente

“ID Y ENSEÑAD A TODOS”


Ing. Geol. Luis Gustavo Chiquín Marroquín
Docente Asesor
Carrera Geología, CUNOR



c.c. archivo

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



**CENTRO UNIVERSITARIO
DEL NORTE – CUNOR –
CARRERA GEOLOGÍA**

Código Postal 16001 – Cobán, Alta Verapaz
Telefax: 7952-1064 y 7956-6600 Ext. 209
Guatemala, C. A.
E-mail: geologiausac@gmail.com

Ref. 15-CG-64/2016
22 de febrero de 2016

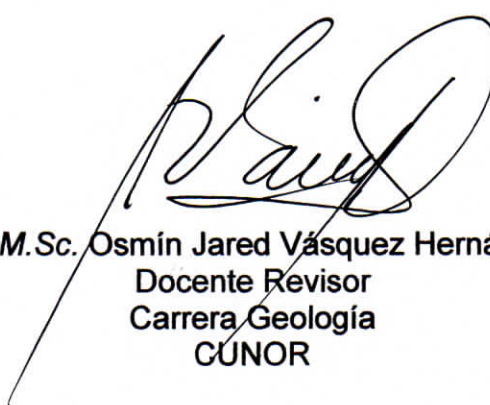
Señores
Comisión Trabajos de Graduación
Carrera Geología
CUNOR

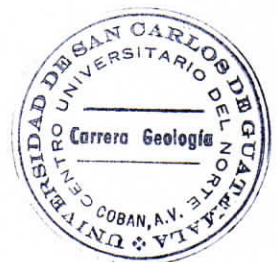
Respetables Señores:

Por este medio informo a ustedes que he procedido a la **REVISIÓN** del informe final de Trabajo de Graduación del T.U. **GEOL. JOSÉ MIGUEL ALBERTO OXOM RAMIREZ**, carné No. **200740123**, titulado: **“DETERMINACIÓN DEL PETRÓLEO Y GAS ORIGINAL EN SITIO EN EL CAMPO OCULTÚN, LA LIBERTAD PETÉN, MEDIANTE ANÁLISIS DE POZO OCULTÚN-2X”**, el cual considero llena los requisitos establecidos para su aprobación, por lo que someto a consideración de ustedes dicho informe.

Atentamente

“ID Y ENSEÑAD A TODOS”


Ing. M.Sc. Osmin Jared Vásquez Hernández
Docente Revisor
Carrera Geología
CUNOR



c.c. archivo

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



**CENTRO UNIVERSITARIO
DEL NORTE (CUNOR)
CARRERA GEOLOGÍA**

Código Postal 16001 – Cobán, Alta Verapaz

PBX: 79 566 600 Ext. 209

Guatemala, C. A.

E-mail: geologiausac@gmail.com

Ref. 15-CG-108/2016

04 de abril de 2 016.

Señores
Comisión Trabajos de Graduación
Carrera Geología
CUNOR

Respetables Señores:

Por este medio remito el informe Final de Trabajo de Graduación a nivel de grado titulado: **“DETERMINACIÓN DEL PETRÓLEO Y GAS ORIGINAL EN SITIO EN EL CAMPO OCULTÚN, LA LIBERTAD PETÉN, MEDIANTE ANÁLISIS DE POZO OCULTÚN-2X”**, realizado por el (la) T.U. **GEÓL. JOSÉ MIGUEL ALBERTO OXOM RAMIREZ**, carné No. **200740123**, el cual ya fue revisado por la **COMISIÓN DE REDACCIÓN Y ESTILO** de la Carrera de Geología, quienes consideramos llena los requisitos establecidos para su aprobación.

“ID Y ENSEÑAD A TODOS”



Inga. Verónica Beatriz Juárez Jiménez
Comisión Redacción y Estilo
Carrera Geología, CUNOR



c.c. archivo

HONORABLE COMITÉ EXAMINADOR

En cumplimiento a lo establecido por los estatutos de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a consideración de ustedes el trabajo de graduación titulado “DETERMINACIÓN DEL PETRÓLEO Y GAS ORIGINAL EN SITIO EN EL CAMPO OCULTÚN, LA LIBERTAD PETÉN, MEDIANTE ANÁLISIS DEL POZO OCULTÚN-2X”, como requisito previo a optar al título profesional de Ingeniero Geólogo.



JOSÉ MIGUEL ALBERTO OXOM RAMIREZ

Carné No. 200740123

RESPONSABILIDAD

“La responsabilidad del contenido de los trabajos de graduación es: Del estudiante que opta al título, del asesor y del revisor; la Comisión de Redacción y Estilo de cada carrera, es la responsable de la estructura y la forma”.

Aprobado en punto SEGUNDO, inciso 2 .4, subinciso 2.4.1 del Acta No. 17-2012 de Sesión extraordinaria de Consejo Directivo de fecha 18 de julio del año 2012.

AGRADECIMIENTOS A:

Dios, por ser el eje de mi vida y darme luz en los momentos de oscuridad.

Mis padres, Vilma Yolanda (QEPD) y Miguel Ángel, por el sacrificio, amor, consejos, comprensión y enseñanzas brindadas para que nunca dejara de luchar y triunfara en la vida.

Mi hermano, Daniel Fernando por todos los momentos que hemos pasado juntos, darme ejemplo de fortaleza y humildad.

A los ingenieros Luis Chiquín y Herberth Bal, por brindarme asesoría en la elaboración de esta investigación.

Mis amigos, por la confianza y el apoyo en momentos de buenos y malos.

La Universidad de San Carlos de Guatemala, especialmente al Centro Universitario del Norte, por permitirme la formación profesional.

La carrera de Geología y cada uno de los catedráticos que la conforman, por las enseñanzas y conocimientos impartidos.

Al Ministerio de Energía y Minas y la Dirección General de Hidrocarburos por darme la oportunidad de crecer como profesional, brindarme apoyo y las facilidades otorgadas para realización de este proyecto.

A todos, muchas gracias,
José Miguel.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE CONTENIDOS	i
ÍNDICE DE CUADROS	iv
ÍNDICE DE FIGURAS	v
ÍNDICE DE GRÁFICAS	vi
RESUMEN	vii
INTRODUCCIÓN	1

CAPÍTULO 1 MARCO TEÓRICO

1.1. Ubicación	3
1.2. Vías de acceso	4
1.3. Geología regional	5
1.3.1. Geología estructural regional	10
1.3.2. Estratigrafía	12
a. Grupo Santa Rosa	14
b. Formación Todos Santos	15
c. Formación Cobán	17
1. Cobán A	19
2. Cobán B	20
3. Cobán C	21
4. Cobán D	23
d. Formación Campur	25
1.4. Geología del petróleo	28
1.4.1. Roca madre	28
1.4.2. Roca almacén	30
1.4.3. Roca sello	31
1.4.4. Trampa	33
a. Trampas estructurales	33
b. Trampas estratigráficas	36
c. Trampas mixtas	38

1.5.	Propiedades físicas de las rocas	41
1.5.1.	Porosidad	41
1.5.2.	Permeabilidad	42
1.5.3.	Saturación	43
	a. Fórmula de Archie	44
1.5.4.	Resistividad de la formación	45
1.6.	Geofísica de pozos	45
1.6.1.	Registros de diámetros	46
1.6.2.	Registros eléctricos	46
	a. Potencial Espontaneo (<i>Spontaneity Potencial: SP</i>)	46
	b. Resistividad (<i>Resistivity</i>)	47
1.6.3.	Registros radiactivos	50
	a. Rayos gamma (<i>Gamma ray: GM</i>)	51
	b. Registro de espectrometría (NGS)	51
	c. Registro neutrónico (CNL)	52
	d. Registro de densidad (FDC)	53
1.6.4.	Registro sísmico (BHC)	54
1.7.	Reservas de hidrocarburos	54
1.7.1.	Reservas probadas	55
1.7.2.	Reservas probables	56
1.7.3.	Reservas posibles	57
1.8.	Yacimientos de gas	58
1.8.1.	Yacimientos de gas seco	59
1.8.2.	Yacimientos de gas húmedo	60
1.8.3.	Yacimientos de gas condensado	60

CAPÍTULO 2 METODOLOGÍA

2.1.	El problema	63
2.2.	Planteamiento del problema	63
2.3.	Hipótesis	64
2.4.	Antecedentes	64
2.5.	Justificación	67
2.6.	Alcances y Límites	68
	2.6.1. Alcances	68
	2.6.2. Límites	68
2.7.	Objetivos	68
	2.7.1. General	68
	2.7.2. Específicos	69
2.8.	Método investigativo	69
	2.8.1. Área y espesor del yacimiento	70
	2.8.2. Tipo de roca	71
	2.8.3. Densidad	72
	2.8.4. Porosidad	73
	2.8.5. Saturación de agua	74

2.8.6. Determinación volumétrica de gas y petróleo original en sitio	76
a. Factor volumétrico de gas	79
b. Fracción molar de gas	80
c. Proporción molar-peso	81
d. Gas en sitio en moles/acre-pie	82

CAPÍTULO 3

DESCRIPCIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

3.1. Volumen del yacimiento	85
3.2. Secuencia estratigráfica	88
3.2.1. Anhidrita	88
3.2.2. Caliza	89
3.2.3. Dolomía	89
3.3. Análisis de los registros de pozo	92
3.3.1. Determinación de la porosidad	92
3.3.2. Determinación de la resistividad	98
3.4. Determinación de la saturación de agua	104
3.5. Determinación volumétrica de hidrocarburos	106
3.5.1. Determinación del factor volumétrico de gas	106
3.5.2. Cálculo del gas original en sitio	107
3.5.3. Cálculo del petróleo original en sitio	113
Conclusiones	115
Recomendaciones	117
Bibliografía	119
Anexos	123

ÍNDICE DE CUADROS

1	Coordenadas del área de contrato 1-2006	3
2	Distancia entre ciudades	5
3	Apreciación cualitativa de la porosidad en yacimientos	42
4	Registros para medir la resistividad de la roca	48
5	Clasificación de las reservas	55
6	Densidades de matriz generalmente utilizadas	73
7	Valores del factor de tortuosidad y exponente de cementación	75
8	Áreas utilizadas para la determinación del volumen del yacimiento	87
9	Volúmenes individuales entre isópacas y volumen total del yacimiento	88
10	Registros utilizados medir la resistividad de la roca	98
11	Resistividad de la formación (<i>HLLD</i>)	100
12	Valores utilizados para el cálculo de la saturación de agua en rocas carbonáticas	105
13	Valores utilizados en la determinación del factor volumétrico del gas	107
14	Valores utilizados para realizar el cálculo volumétrico del gas original en sitio	108
15	Valores de producción determinados en pruebas del pozo Ocultún-2X	110
16	Gas original en sitio, a partir de las composiciones del gas y petróleo condensado en el separador	113

ÍNDICE DE FIGURAS

1	Mapa de ubicación del contrato 1-2006	4
2	Terrenos tectonoestratigráficos	6
3	Mapa de cuencas hidrocarburíferas de Guatemala	8
4	Marco tectónico regional	12
5	Sección estratigráfica en tiempo, Cuenca Petén	13
6	Sección estratigráfica, Cuenca Petén Norte	28
7	Trampa estructural formada por pliegue anticlinal	34
8	Trampa formada por interacción de fallas	35
9	Trampa formada por pliegue y fallas	36
10	Esquema de los principales tipos de trampas estratigráficas	38
11	Corte esquemático de un domo de sal	40
12	Registros de resistividad por medio de inducción	50
13	Mapa isópaco del campo Ocultún	86
14	Columna litológica del pozo Ocultún-2X	90
15	Columna estratigráfica del pozo Ocultún-2x en la parte del Hillbank superior	91
16	Registro de porosidad y densidad	97
17	Registros de resistividad corridos a agujero abierto en el pozo Ocultún-2X	99
18	Corrección de la resistividad <i>HLLD</i>	101
19	Gráfica para la determinación de <i>Rt/Rxo</i>	102

ÍNDICE DE GRÁFICAS

1	Variación de la porosidad de densidad vs profundidad	93
2	Porosidad de densidad vs porosidad neutrón	95
3	Porosidad de la formación vs profundidad	96
4	Proceso del cálculo para la determinación de la fracción molar de gas	111

RESUMEN

La presente investigación titulada “DETERMINACIÓN DEL PETRÓLEO Y GAS ORIGINAL EN SITIO EN EL CAMPO OCULTÚN, LA LIBERTAD PETÉN, MEDIANTE ANÁLISIS DEL POZO OCULTÚN-2X”, se realizó tomando en cuenta las condiciones actuales del campo Ocultún y el pozo Ocultún-2X, y por medio de los registros eléctricos del este pozo y los parámetros obtenidos durante las pruebas de producción, se determinó el volumen contenido de gas y petróleo en sitio, en el miembro Cobán D superior.

El método de evaluación utilizado en la presente investigación es el método volumétrico, con el cual se obtuvo la cantidad de petróleo y gas en sitio, mediante los parámetros que definen el yacimiento: volumen del yacimiento, porosidad, resistividad y saturación de agua en la roca almacén, los factores volumétricos y datos de producción.

Se diferenció la litoestratigrafía del yacimiento, el cual está conformado por dolomías pertenecientes al miembro “D” de la formación Cobán. La porosidad promedio del yacimiento es de 14,9% considerada entre el rango de media a buena y saturación inicial de agua promedio de 28%.

El volumen total de gas calculado por medio de las propiedades petrofísicas y la geometría del yacimiento es de 933 084 740 546,00 pies cúbicos estándar. Al involucrar en el cálculo del gas los parámetros de pruebas de producción, se determinó que el gas original en sitio es de 853 171 093 870,97 pies cúbicos estándar.

El petróleo original en sitio es de 111 009 121,82 barriles estándar. Estos valores se pueden clasificar como reservas probables ya que han sido probadas pero no desarrolladas.

INTRODUCCIÓN

La exploración de hidrocarburos y por consiguiente la explotación de los mismos en Guatemala son de importancia para la generación de fuentes de trabajo para muchos guatemaltecos profesionales, técnicos y obreros, además genera mano de obra indirecta en el área de transporte terrestre, aéreo y marítimo, contribuye a la construcción de infraestructura, capacitación del personal y la generación de ingresos del Estado, que forman parte del presupuesto general de la nación y que son necesarios para la ejecución de los proyectos de desarrollo del país.

Esta investigación se realizó con el fin de determinar el petróleo y gas original en sitio, que es el contenido volumétrico de hidrocarburos almacenados en el yacimiento definido por los parámetros: volumen del yacimiento, porosidad, resistividad y saturación de agua en la roca almacén, los factores volumétricos y valores obtenidos durante las pruebas de producción del pozo Ocultún-2X.

Para la investigación se necesitó establecer el área del miembro Cobán D superior que es la zona productora actual en el campo Ocultún y que ha probado hidrocarburos en el intervalo de 10 454 pies a 10 589 pies, esto se hizo utilizando el límite estructural y el mapa isópaco de la zona.

Se diferenció la litoestratigrafía, porosidad y resistividad mediante el análisis e interpretación de los registros de litodensidad, densidad-neutrón y resistividad. Asimismo se estimó la saturación de agua mediante la fórmula de Archie y cuyos valores correspondientes al factor de tortuosidad (a), y los exponentes de cementación (m) y de saturación (n), fueron utilizados en base a los valores estándar en la interpretación de carbonatos.

La porosidad de la formación dentro de la dolomía, que es la roca que sirve de almacén de hidrocarburos en el campo Ocultún, muestra una variabilidad desde 4,6% hasta 36,32%. Esta promedia 14,9% lo que se considera en el rango de porosidad media a buena.

CAPÍTULO 1

MARCO TEÓRICO

1.1. Ubicación

La investigación se llevó a cabo en el área de contrato 1-2006, ubicado en el municipio de La Libertad del departamento de El Petén. Éste departamento es el más grande de Guatemala y se encuentra en el extremo norte del país. Limita al norte y oeste con México, al sur con los departamentos de Alta Verapaz e Izabal y al este con Belice.

El municipio de La Libertad, se encuentra a una altura promedio de 191 msnm y colinda al norte con el municipio de San Andrés, al sur con Las Cruces y al este con los municipios de San Benito y San Francisco.

La extensión del área de contrato es de 39 541,99 hectáreas (395,4 km²). Las coordenadas del área se muestran en el cuadro 1.

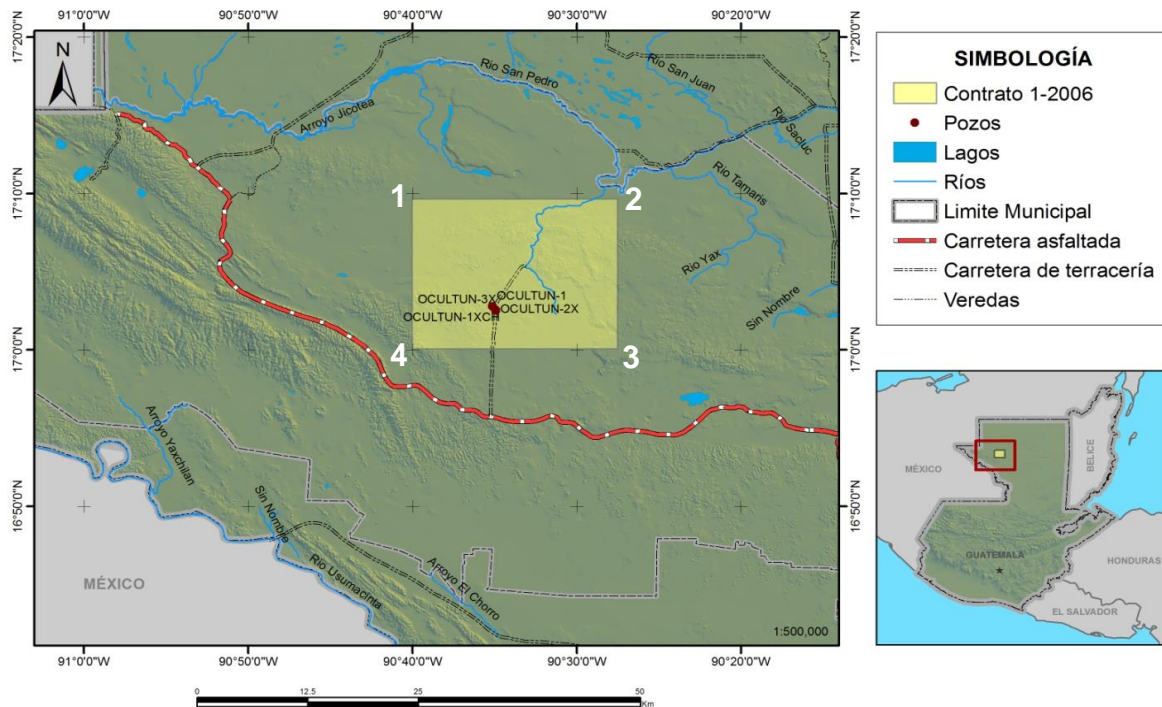
CUADRO 1
COORDENADAS DEL ÁREA DE CONTRATO 1-2006

VERTICE	GEOGRÁFICAS		UTM	
	LONGITUD	LATITUD	X	Y
1	90° 40' 00"	17° 09' 37"	748416	1898861
2	90° 27' 29"	17° 09' 37"	770637	1898861
3	90° 27' 29"	17° 00' 00"	770637	1881118
4	90° 40' 00"	17° 00' 00"	748416	1881118

Fuente: investigación de campo, 2 014.

En la figura 1 se muestra la ubicación espacial del contrato 1-2006.

FIGURA 1
MAPA DE UBICACIÓN DEL CONTRATO 1-2006



Fuente: investigación de campo, 2014.

1.2. Vías de acceso

Para acceder al área de contrato 1-2006 y por consiguiente al campo Ocultún, se toma la carretera que va de Ciudad de Guatemala al Atlántico, Jacobo Arbenz Guzmán (CA-9N) y CA-14, pasando por los departamentos de El Progreso, Baja Verapaz y Alta Verapaz llegando al municipio de Cobán a 212 km, luego se toma la carretera C-9 hasta la Franja Transversal del Norte, de ésta, se dirige rumbo Este hasta el cruce que va al Norte, al municipio de Sayaxché en El Petén, de allí se continua Norte sobre la carretera C-5 para llegar a la cabecera municipal de La Libertad.

De ésta última, se toma la carretera C-13, 68,5 km al Oeste, hasta el cruce de la aldea la Casaca, luego se toma la carretera de terracería, 15 km al Norte hasta el campamento Ocultún. En el cuadro 2 se indica la

distancia en kilómetros existente de las ciudades mencionadas, hasta el campo Ocultún.

CUADRO 2
DISTANCIA ENTRE CIUDADES

DESDE	HASTA	DISTANCIA (km)
Ciudad de Guatemala	Cobán, A. V.	212
Cobán, A. V.	Chisec, A. V.	71,9
Chisec, A. V.	Sayaxché, E. P.	119
Sayaxché, E. P.	La Libertad, E. P.	32,9
La libertad, E. P.	Campo Ocultún	83,5
	TOTAL	519,3

Fuente: investigación de campo, 2 014.

1.3. Geología Regional

Guatemala ha sido dividida en 7 terrenos tecnoestratigráficos: Bloque Maya, Terreno Achí, Terreno Jacalteco, Terreno Motagua, Terreno Sula, Terreno Yoro y Bloque Chortí. Estos se encuentran delimitados por fallas regionales y tienen estratigrafía diferenciable entre ellos.¹

Las fallas regionales que limitan dicho terrenos son: falla Polochic, zona de falla de Baja Verapaz, cabalgamiento de Tuncaj, zona de falla del Motagua, falla Jocotan-Chamelecón y la falla Aguan. Los criterios que se utilizan para delimitar los terrenos tecnoestratigráficos son el paleomagnetismo, el grado metamórfico y la deformación que han sufrido las rocas.

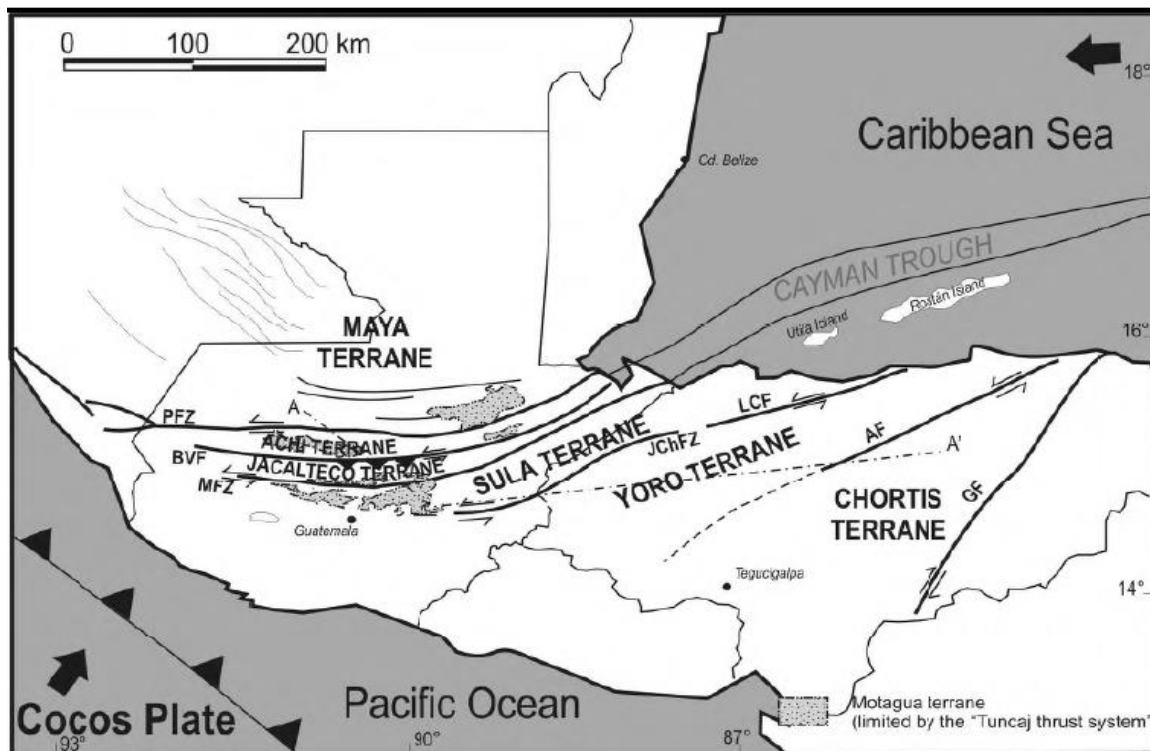
Donnelly cita al respecto de los bloques:

¹Fernando Ortega Gutiérrez, *The Maya-Chortís boundary: a tectonostratigraphic approach*, Universidad Nacional Autónoma de México, México: Instituto de Geología, 2 007.

“Los bloques Maya y Chortís son especialmente importantes para la geología caribeña debido a su extensa estratigrafía del pre - Cretácico y sus basamentos metamórficos del pre - Paleozoico tardío. Estos terrenos basamentales son litológicamente diferentes en los dos bloques. Aunque existen paralelos estratigráficos para la serie sedimentaria sobrebasamental”.²

En la figura 2 se muestra la distribución de los terrenos tectonoestratigráficos.

FIGURA 2
TERRENOS TECTONOESTRATIGRÁFICOS



Fuente: Fernando Ortega Gutiérrez, The Maya-Chortís boundary: a tectonostratigraphic approach, Universidad Nacional Autónoma de México, México: Instituto de Geología, 2 007.

² Thomas Donnelly, Et. Al., *Northern Central America; The Maya and Chortís Block*. United States of America: The Geological Society of America, 1 990. Traducción libre, Mauricio Chiquín.

En el estudio realizado por Pompa Mera se indica que el Terreno Maya o Bloque Maya:

“...es un bloque cortical que comprende la Península de Yucatán, parte de la planicie costera del Golfo de México y el sureste de México, Belice y Guatemala hacia el Sistema de Fallas Polochic-Motagua, el cual representa el límite entre la Placa de Norteamérica con la Placa del Caribe”.³

Asimismo hace referencia a rocas que afloran en la parte sur del terreno Maya, las cuales indica son de edad pre-Mesozoicas. Haciendo referencia a las rocas que se extienden al este del bloque cita:

“...estas rocas se encuentran cubiertas por formaciones mesozoicas y cenozoicas. Sólo en el área de Chicomuselo en Chiapas, las Montañas Maya en Belice, el Macizo de Chiapas y en el corazón de los Altos Cuchumatanes en Guatemala, existen afloramientos de rocas cristalinas pre-mesozoicas y unidades sedimentarias del Paleozoico. Las unidades que lo constituyen son: la Formación Santa Rosa, la Formación Chochal, y el Macizo de Chiapas”.⁴

En general la composición geológica de la Península de Yucatán está formada esencialmente de carbonatos autigénicos y anhidritas, precipitados desde el Cretácico Medio-Aptiano hasta el Mioceno.⁵

³ Valerie Pompa Mera, *Geoquímica y geocronología de los complejos intrusivos en el sureste de Chiapas, México*. Universidad Nacional Autónoma de México, México: Instituto de Geofísica, 2 009, p. 16.

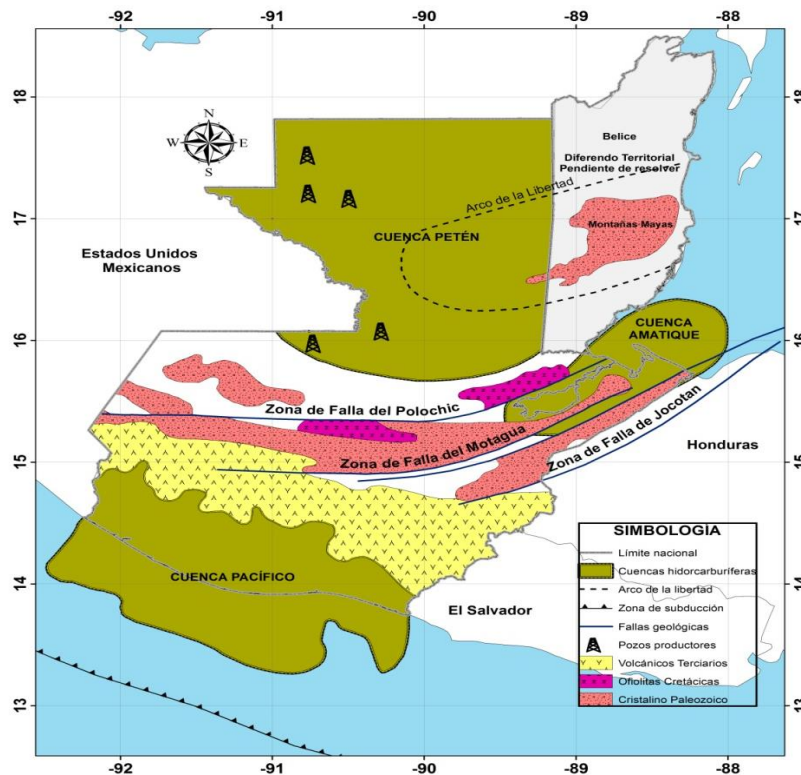
⁴Ibíd.

⁵ E., Lopez Ramos. *Estudio geológico en la península de Yucatán*. México: Gerencia de exploración Pemex, 1 988, p. 25.

En Guatemala se han definido 3 cuencas hidrocarburíferas: cuenca Petén, cuenca Amatique y cuenca Pacífico. De éstas la única que es productora actualmente de hidrocarburos es la cuenca Petén, la que a su vez se divide en dos sub cuencas: cuenca Petén Norte o Paso Caballos y cuenca Petén Sur o Chapayal, esto se puede observar en la figura 3.

En el terreno Maya se identifica la cuenca Petén, la cual ocupa un área aproximada de 60 000 km², cubriendo la mayor parte del área continental del norte de Guatemala, aunque geológicamente dicha cuenca se extiende hacia el norte y oeste de México y la parte norte de Belice en su extensión continental, delimitada por la zona de las montañas Mayas.⁶

FIGURA 3
MAPA DE CUENCAS HIDROCARBURÍFERAS DE GUATEMALA



Fuente: modificado del Programa para el Desarrollo de las Naciones Unidas, *Geología petrolera de Guatemala, introducción a la cuenca Peten*, Guatemala: -PNUD-, Norconsult, A.S., 1 988.

⁶ <http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2012/05/1.-Cuenca-Peten.pdf>. 20/10/2014.

La cuenca Petén tiene más de 7 000 metros de sedimentos de edad Jurásico tardío a Terciarios, y la mayor parte de estos fueron depositados en un ambiente de plataforma carbonática restringida. Los principales tipos de roca son calizas, dolomías, anhidritas y sal⁷.

A lo anterior, el autor indica:

“Los clásticos se restringen a las capas de arcilla roja basales y a los depósitos Cretácico superior – Terciarios del margen sur de la cuenca Petén sur. La depositación en la cuenca Petén fue contigua a la sedimentación de Reforma y Campeche, áreas productoras en el sur de México donde se encuentra el borde del banco Cretácico y Terciario y las facies basales”.⁸

El límite sur de la cuenca Petén se focaliza con la zona de Falla del Polochic, una de las tres zonas de falla mayores de movimiento lateral izquierdo, que atraviesan el país. Asociadas al sistema de fallas Polochic-Motagua, se genera una serie de sub-cuencas que agrupadas forman la cuenca Amatique.

Al respecto de la cuenca Amatique se indica que:

“La cuenca Amatique incluye el litoral del Atlántico donde los carbonatos Cretácicos comparables con los de la cuenca Petén se encuentran sobreyacidos por una secuencia clástico/carbonática Terciaria de un espesor variable”.⁹

⁷Programa para el Desarrollo de las Naciones Unidas, *Geología petrolera de Guatemala, introducción a la cuenca Peten*, Guatemala: -PNUD-, Norconsult, A.S., 1 988, p. 13.

⁸ *Ibíd.*

⁹ *Ibíd.*

Al sur del cinturón volcánico de Guatemala se ubica la cuenca del Pacífico que según Norconsult contiene más de 10 000 metros de sedimentos clásticos de edad Jurásica ζ - Terciaria. Se cree que ha existido en un marco de antearco desde el Jurásico y que a pesar de su simplicidad superficial ha tenido cambios significativos debido al movimiento tectónico.¹⁰

1.3.1. Geología estructural regional

Guatemala tectónicamente se encuentra asociada a tres placas principales: la del Caribe que subduce a la placa de Cocos y la Norteamericana, que choca con la del Caribe generando un movimiento sinistral, cuyo límite entre las dos es la zona de sutura de Motagua, la cual divide a los bloques Maya y Chortís.

Para el efecto Morán cita:

“Guatemala, está controlada tectónicamente por la interacción de las placas de Norte América, Caribe y Cocos. Las posiciones actuales de estas placas son las siguientes: la Placa Caribe esta insertada entre las dos Placas de Norteamérica y Sudamérica. Estas tres placas tienen en su límite Oeste la subducción Este-Pacífico, en esta zona (fosa), la Placa Pacífico (o placa secundaria de Cocos) subduce bajo las tres placas”.¹¹

¹⁰Programa para el Desarrollo de las Naciones Unidas, *Geología petrolera de Guatemala, introducción a la cuenca Peten*, p. 14.

¹¹ Sergio D. Morán I., Et Al., *Mapeo geológico de superficie del cuadrángulo Granados*, escala 1:50,000, Universidad de San Carlos de Guatemala, Cobán, A.V.: Centro Universitario del Norte, Carrera de Geología, 2 001, p. 6.

Guatemala se sitúa entre los límites noroeste de la placa Caribe y sureste de la placa Norteamericana, definiendo así el sistema de fallas Polochic-Motagua.

Morán refiriéndose a este sistema de fallas regionales de Guatemala, indica:

“Este sistema corresponde a una zona activa de desplazamiento sinistral orientado Este-Oeste, caracterizado por grandes fallas principales: las fallas de Polochic, Motagua y Jocotán/Chamelecón”.¹²

El Bloque Maya comienza a extenderse desde el sur de México en Yucatán y abarca la parte norte de Guatemala hasta llegar a la traza de falla de Motagua; el Bloque Chortís se extiende desde el centro del territorio nicaragüense hasta la zona de sutura del Motagua. El choque de estos dos bloques ha generado la creación de cinturones montañosos en ambas partes y también la obducción de cuerpos rocosos de peridotitas y rocas metamórficas del grupo Chuacús, los cuales son alóctonos.

Simultáneamente con el sistema de fallas Motagua - Chixoy - Polochic se desarrollaron otros sistemas de gran importancia, a nivel regional, tal es el caso de la falla de Jocotán y el de la falla de Jalpatagua, esta última con sentido de movimiento dextral.

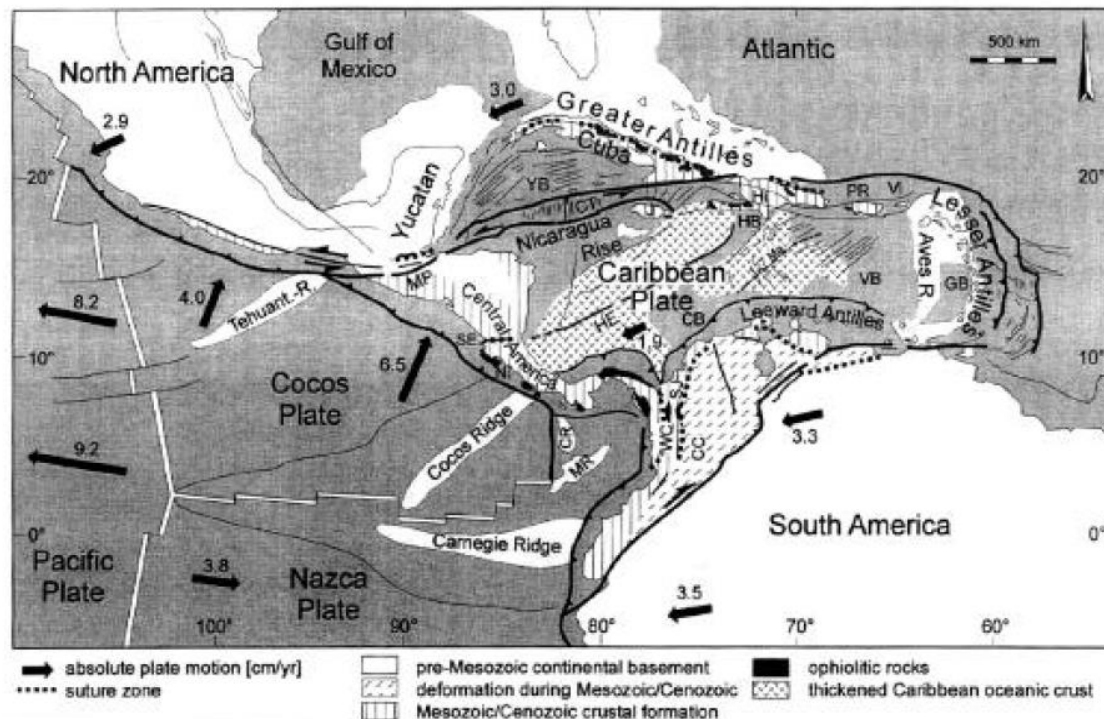
De la interacción de las tres placas tectónicas que afectan a Guatemala se han generado esfuerzos tensionales dentro de la

¹² Morán, Et. Al., *Mapeo geológico de superficie del cuadrángulo Granados*, escala 1:50,000, p. 6.

placa del Caribe, lo que provoca grandes fallas normales que producen un sistema de *grabens* y *horst* de orientación norte - sur, como el de la ciudad de Guatemala.

En la figura 4 se observa el marco tectónico regional de Guatemala.

FIGURA 4
MARCO TECTÓNICO REGIONAL



Fuente: Raik Bachmann, *The Caribbean plate and the question of its formation*, University of Mining and Technology, Freiberg Department of Technophysics, Germany: Institute of Geology 2 001, p.5.

1.3.2. Estratigrafía

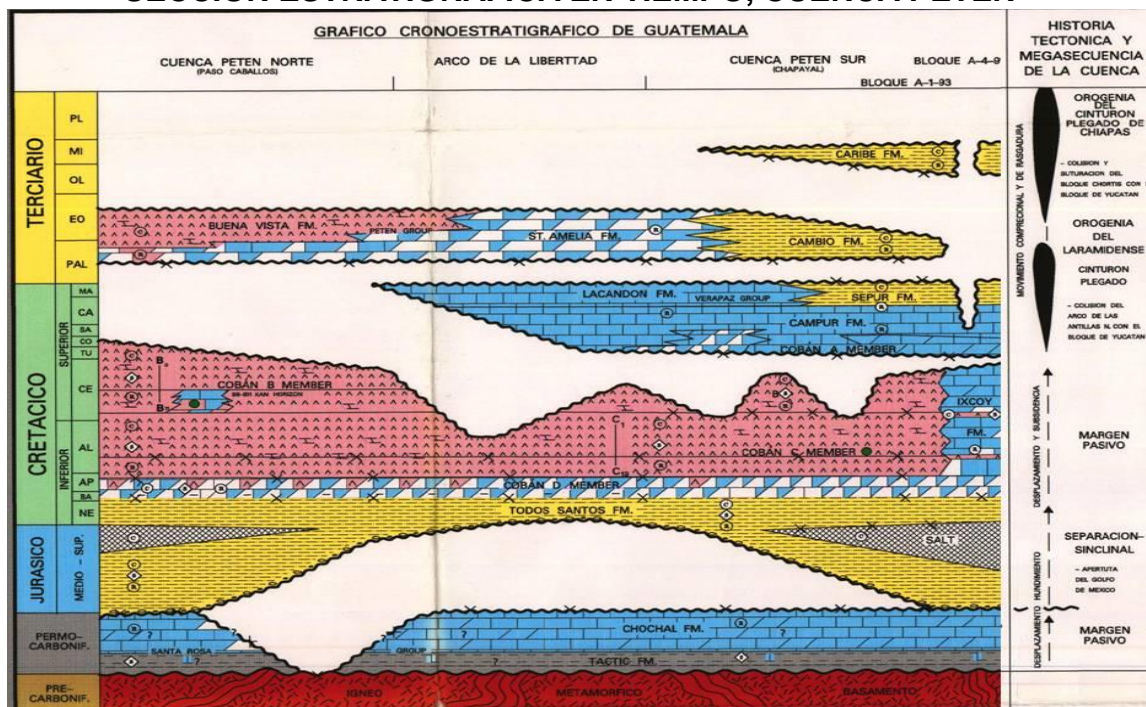
La estratigrafía de la cuenca Petén ha sido objeto de estudio por diversos personajes entre ellos Sapper (1937), Vinson (1962),

Clemons (1971), Anderson (1973) y Millan (1979), los cuales basaron sus estudios en base a afloramientos y pozos.¹³

Las rocas que se pueden encontrar en la cuenca Petén varían significativamente en edad, siendo las más antiguas pertenecientes al Pérmico-Carbonífero, teniendo involucradas a las formaciones de Grupo Santa Rosa.

En la figura 5 se muestra una sección estratigráfica de la cuenca Petén.

FIGURA 5
SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA EN TIEMPO, CUENCA PETÉN



Fuente: Programa para el Desarrollo de las Naciones Unidas, *Geología petrolera de Guatemala, introducción a la cuenca Peten.*

¹³Programa para el Desarrollo de las Naciones Unidas, *Geología petrolera de Guatemala, introducción a la cuenca Peten*, p. 7.

Además de las rocas concernientes al Grupo Santa Rosa, se encuentran las Formaciones Todos Santos, Cobán y Campur, sobreyaciendo a éstas se define el Grupo Verapaz de edad Cretácica superior, el Grupo Petén perteneciente al Terciario, así como las Formaciones Lacantún, Desempeño, Caribe y Depósitos Cuaternarios.

A continuación se describen los Grupos y Formaciones rocosas que han sido definidas en la cuenca Petén:

a. Grupo Santa Rosa

El Grupo Santa Rosa comprende varias formaciones clásticas y carbonáticas en un rango de edad entre el Pérmico y el Carbonífero. El término Santa Rosa fue inicialmente utilizado por Dollfus y Mont-Serrat (1968) para describir ésta secuencia sedimentaria.¹⁴

Las variaciones estratigráficas son significantes lateralmente en los afloramientos que van del oeste al este (Sierra de los Cuchumatanes – Montañas Mayas). Norconsult cita al respecto:

“Carbonatos marinos de aguas someras son abundantes en las exposiciones del oeste, mientras que clásticos de grano fino y rocas ígneas predominan en el este. En todos los casos, el Grupo Santa Rosa parece haber estado moderado a fuertemente deformada y

¹⁴ S M., Millan, *Léxico estratigráfico preliminar del norte de Guatemala*, Guatemala: Usac/Cunor., 1985, p. 4.

moderadamente metamorfizado antes de la deposición de la sobreyacente Fm. Todos Santos".¹⁵

Donnelly indica en su documento que Sapper (1899) hizo 2 divisiones, siendo la una unidad clásica subyacente "Santa Rosa Schichten" y una carbonática sobreyacente "Karbonkalke" perteneciente al Pérmico y conocida por otros autores como Caliza Chóchal.¹⁶

Autores como Vinson (1962), Anderson (1969) ayudaron a definir las Formaciones que componen el grupo Santa Rosa, éstas son en orden correlativo de la base al tope: Chicol, Sacapulas, Lutita Tactic y Esperanza. Excluida del grupo queda la Caliza Chóchal.¹⁷

Norconsult indica que en la cuenca Petén la penetración subsuperficial está restringida por el Arco de La Libertad y que varios pozos han encontrado lutitas y cuarcitas endurecidas.

b. Formación Todos Santos

Está definida como una secuencia de capas clásicas rojas asociadas con evaporitas, las cuales sobreyacen al Grupo Santa Rosa y subyace a los carbonatos y evaporitas

¹⁵Programa para el Desarrollo de las Naciones Unidas, *Geología petrolera de Guatemala, introducción a la cuenca Peten*, p. 8.

¹⁶ Donnelly, Et. Al., *Northern Central America; The Maya and Chortís Block*, p. 9.

¹⁷ *Ibíd.*

pertenecientes a la Formación Cobán. La edad de esta formación oscila entre el Jurásico y el Cretácico Temprano.

En su localidad tipo (Altos Cuchumatanes, Huehuetenango) consiste en arenisca conglomerática, limolita y lutita terrosa roja, con un cuerpo lenticular de estratos de caliza marina presente localmente en la parte superior de la secuencia.¹⁸

Esta Formación se extiende al oeste en el área de México y al este, en Belice reconociendo su equivalencia con la Formación Margaret Creek. Tiene contacto discordante con las rocas subyacentes del Grupo Santa Rosa, pero con la sobreyacente Formación Cobán el contacto es aparentemente concordante y gradacional.¹⁹

Las facies evaporíticas de la Formación Todos Santos se evidencian en la cuenca Petén Norte, en el tramo perforado por el pozo Paso Caballos-1, anhidritas y sal. Así mismo, por estudios sísmicos se infiere que estas evaporitas se encuentran debajo de la parte occidental de la cuenca Petén Sur.²⁰

Desde el punto de vista sedimentario, el autor del *WebSite* establece que:

¹⁸Millan, *Léxico estratigráfico preliminar del norte de Guatemala*, p. 7.

¹⁹ Programa para el Desarrollo de las Naciones Unidas, *Geología petrolera de Guatemala, introducción a la cuenca Peten*, p. 9.

²⁰ *Ibíd.*

“...la falta de fauna, la presencia de evaporitas y la inmadurez litológica, la definen como depósitos continentales de origen fluvial, lacustre y de desbordamiento, que bordearon una cuenca de evaporitas hipersalina en la parte del oeste”.²¹

c. Formación Cobán

Sapper (1989) diferenció dos unidades carbonáticas en el departamento de Alta Verapaz, las cuales se diferenciaban por el tipo de carbonatos y la presencia de fósiles, pero sin definir secciones tipo. En 1962 Vinson definió la Formación Campur con contenidos de Rudistas y además designó una sección tipo a la Formación Cobán.²²

Donnelly apunta a que la división de Sapper y Vinson de la sección Cretácica de dolomita gruesa sobreyacida por caliza delgada prevalece en la parte este y norte de Guatemala, como en Belice, no obstante en el oeste de Guatemala la diferenciación de estas litologías es más difícil, por lo que Termer (1932) introdujo el nombre de Formación Ixcoy a la sección de carbonatos aflorados en esta parte del país y que la relación con los paquetes ya definidos por Sapper y Vinson generaba cierta incertidumbre.

²¹ <http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2012/05/1.-Cuenca-Peten.pdf>. 20/10/2014.

²² Donnelly, Et. Al., *Northern Central America; The Maya and Chortís Block*, p. 12.

Dengo (1 983) incluyó las Formaciones Cobán y Campur en un Grupo denominado Ixcoy, para la combinación de dichas unidades, en donde no pueden ser distinguidas.²³

Donnelly indica que existen lugares donde la Formación Cobán se depositó directamente sobre roca basamental o rocas del Pérmico, pero que comúnmente se encuentra sobreyaciendo a la Formación Todos Santos.

En el enfoque de Donnelly:

“...El cambio de facies de arenas y conglomerados predominantemente continentales a carbonatos dolomíticos es gradual y corresponde a un intervalo evaporítico. El contacto basal es probablemente diacrónico, transgresionando desde el noroeste al sudeste”.²⁴

Al identificarla en afloramientos superficiales ubicados en el sur del Bloque Maya, la Formación Cobán es una caliza dolomítica masiva altamente cristalizada, la cual presenta usualmente brechas intraformacionales en su mayoría dolomíticas pero que involucra calizas silíceas y escasas lutitas y limolitas, además que en el tope de la Formación se han identificado secciones de calizas delgadas con poca dolomía así como también brechas de solución evaporíticas y varias ocurrencias de yeso secundario cercano a los afloramientos.

²³ Donnelly, Et. Al., *Northern Central America; The Maya and Chortís Block*, p. 12.

²⁴ *Ibíd.*

Al referirse a la edad y la división sub superficial de la Formación Cobán, Norconsult señala:

“Tiene una edad entre Cretácica temprana (Barremiana?) a Senoniana y alcanza un espesor máximo que excede los 16 000’ (5 000 m). En la subsuperficie puede dividirse en cuatro miembros los cuales se conocen formalmente como Cobán A, B, C y D. Los miembros Cobán A, B y C fueron definidos inicialmente por Leigh y Buis (1976) del campo Rubelsanto”.²⁵

1) Cobán A

Está conformado en su totalidad por dolomías y calizas y aflora en la cuenca Petén, en los flancos de las estructuras. Superficialmente su morfología es kárstica al igual que la sobreyacente Formación Campur a excepción de donde está cubierta por los clastos de la Formación Sepur.

Consiste en caliza peletoidal y calizas dolomíticas, masivas, grises, con contenido de miliólidos. Su espesor es de hasta 1 800 metros, pero lateralmente variable.²⁶

Este miembro se encuentra ausente en la cuenca Petén Norte y en la cuenca Petén Sur, su base es discordante con unidades de los miembros Cobán B y C.

²⁵Programa para el Desarrollo de las Naciones Unidas, *Geología petrolera de Guatemala, introducción a la cuenca Peten*, p. 10.

²⁶ *Ibíd.*, p. 16.

2) Cobán B

Este es el miembro que termina con el gran ciclo evaporítico y excede los 1 800 metros de espesor. Está definido por la presencia de anhidritas masivas, cuya sedimentación cíclica se divide en tres paquetes de anhidrita-carbonato, comenzando en la base con carbonatos masivos con incremento hacia el techo en anhidritas masivas. Los fósiles hallados en algunas calizas son *Glomospira sp.* y *Nummoloculina hemi* lo cual indica una edad Albiano-Cenomaniano.²⁷

Se divide en doce unidades que van del B-0 (techo) al B-11 (base), aunque inicialmente eran reconocidas solo del B-1 al B-11 en el campo Rubelsanto. Posteriormente se determinó una unidad más (B-0) en los pozos Xalbal-1, La Felicidad-1A y San Román-1 y 2.²⁸

Estas unidades fueron establecidas por la compañía Shenandoah Guatemala Inc. por medio del registro de rayos gamma y neutrón compensado, existiendo en este último, una excelente correlación entre la curva de velocidad de avance del pozo y el registro, efecto que no ocurre en el Cobán C.²⁹

Este miembro se encuentra ausente en partes de la cuenca Petén Sur y en la mayor parte del Arco de la Libertad, debido a la erosión sufrida antes de la deposición del Cobán A,

²⁷ Programa para el Desarrollo de las Naciones Unidas, *Geología petrolera de Guatemala, introducción a la cuenca Peten*, p. 14.

²⁸ *Ibíd.*

²⁹ *Ibíd.*

sin embargo en la cuenca Petén Norte la sección de este miembro se nota muy bien preservada debajo de una capa de sedimentos del Terciario Inferior.

La edad del miembro no está claramente definida, pero probablemente corresponda del Cenomaniano a Turoniano (B-1 – B-11) y Senoniano para el B-0. Las calizas frecuentemente están dolomitizadas, muestran buena porosidad, abundancia en algas y en ocasiones conteniendo rudistas en las unidades del B-1 al B-3. El Cobán B-0 tiene espesores que varían entre 65 y 650 metros, es una unidad muy carbonatada y diagenetizada haciéndose dolomítica hacia el techo.³⁰

Actualmente es la zona que aporta mayor producción en Guatemala, los campos ubicados en la cuenca Petén Norte que producen de las unidades del miembro Cobán B, son Xan y Chocop.

3) Cobán C

Este miembro es el más estudiado en Guatemala y está constituido por un 80% de anhidritas y 20% de carbonatos interestratificados por lutitas. Los carbonatos son principalmente dolomías. Ha sido dividido en 19 unidades que van desde el C-1 al C-19, siendo techo y base respectivamente. El espesor de este miembro puede exceder los 2 100 metros.³¹

³⁰Programa para el Desarrollo de las Naciones Unidas, *Geología petrolera de Guatemala, introducción a la cuenca Peten*, p. 16.

³¹Ibíd., p. 13.

Es el principal productor de hidrocarburos en la cuenca Petén Sur, en Guatemala. Siendo los campos Rubelsanto, Chinajá, Tierra Blanca, Caribe, Yalpemech y Atzam los que actualmente extraen los hidrocarburos a ese nivel.

La unidad C-11 es la de mayor espesor y es un buen marcador sísmico debido a que contiene delgadas capas de lutitas, lo cual permite seguirlo a lo largo de las secciones sísmicas en toda la Cuenca Petén. Otro importante es el C-13, también conocido con el nombre de Caliza Mactún, en la Cuenca Petén Norte, el cual constituye el mayor paquete de carbonatos en relación a las demás unidades que conforman el miembro.³²

El ciclo de sedimentación de cada unidad se inicia en la base con anhidritas y termina en el techo con carbonatos. Además de las lutitas del C-11, otra litología reconocida es la sal, la cual se encuentra interestratificada en capas muy delgadas. La edad no está claramente definida debido a la escasez de fauna, pero se cree pueda ser del Aptiano-Cenomaniano.³³

Petrográfica y sedimentológicamente, con base a los pozos La Felicidad 1A, San Roman-2, Caribe-1, Chinaja Oeste-

³² Programa para el Desarrollo de las Naciones Unidas, *Geología petrolera de Guatemala, introducción a la cuenca Peten*, p. 13.

³³ *Ibíd.*, p. 14.

4 y otros, se ha llegado a caracterizar en cuatro grandes secuencias, denominadas de la base al techo como:³⁴

- C Alfa (C-19 – C-16)
- C Beta (C-15 – C-11)
- C Gamma (C-10 – C-7)
- C Delta (C-7 – C-1)

4) Cobán D

Es el miembro relativamente más profundo de la Formación Cobán, el cual está formado litológicamente por carbonatos, anhidritas, halita y lutitas. En base a registros eléctricos de pozo, este miembro se ha subdividido en cuatro litofacies, las primeras 3 reconocidas en la cuenca Petén Sur por Hispanoil (1 983).³⁵

Cobán D Superior:

Está formado por dolomías y calizas microcristalinas a criptocristalinas. En la Cuenca Petén Norte, supera los 226 metros de espesor, Norconsult (1 988) denomina a este miembro como Facies Hillbank, que en Belice y sobre el Arco

³⁴ Millan, *Léxico estratigráfico preliminar del norte de Guatemala*, p. 13.

³⁵ Programa para el Desarrollo de las Naciones Unidas, *Geología petrolera de Guatemala, introducción a la cuenca Peten*, p. 11.

La Libertad se compone principalmente de dolomías, mientras que más al sur y oeste predominan las calizas.³⁶

Cobán D Medio:

Es conocido como Facies Escondido, por el pozo que lleva el mismo nombre ubicado al noroeste de la cuenca Petén Norte. Está compuesto principalmente por anhidrita y delgadas intercalaciones de dolomía, caliza y halita, siendo la primera la que se utiliza como guía durante la perforación de los pozos para definir el avance que se tiene dentro del miembro.³⁷

Cobán D Inferior:

Está formado por lutitas con intercalaciones mayoritarias de caliza micritica y dolomías así como anhidritas en menor cantidad. La secuencia sedimentaria se inicia en la base con lutitas que disminuyen hacia el tope indicando el decremento gradual del aporte clástico y la consecuente transgresión posterior con que finalizó la depositación de la Formación Todos Santos. También es conocido como facies Cancuen.³⁸

Sal Chisec:

Consiste primordialmente en halita masiva con intercalaciones menores de anhidrita. El espesor es difícil de establecerlo, aunque 1 500 metros han sido perforados por el pozo Nueve Cerros-1, en el área oeste de la cuenca Petén Sur

³⁶Programa para el Desarrollo de las Naciones Unidas, *Geología petrolera de Guatemala, introducción a la cuenca Peten*, p. 12.

³⁷ *Ibíd.*

³⁸ *Ibíd.*

y cuya variación lateral es muy abrupta ya que hacia el este, el pozo San Diego-1 no la evidenció sin embargo los pozos Yalpemech-1 y Chinajá Oeste-1 sí.³⁹

Según Norconsult (1 988) esta sal podría no ser intrusiva debido a que se ha hallado directamente debajo de la unidad C-19 del miembro Cobán C. La edad que se le ha datado es Barremiana-Aptiana, coincidiendo con la de otras facies del Cobán D. Asimismo estos autores indican que la sal Chisec podría estar relacionada a un engrosamiento del Cobán D en ciertas partes de la cuenca Petén Sur.

No obstante en la cuenca Petén Norte también se ha indicado la presencia de sal por arriba y debajo del Cobán D Superior, en los pozos Escondido-1 y La Pita-1, perdiéndole el rastro a estos horizontes hacia el este, en el pozo Paso Caballos-1.

d. Formación Campur

El nombre de ésta Formación fue propuesto formalmente por Vinson (1962). Estas rocas cubren conformable y gradualmente a la Formación Cobán en el área de Alta Verapaz.

Millan cita al respecto de la localidad tipo:

³⁹ Programa para el Desarrollo de las Naciones Unidas, *Geología petrolera de Guatemala, introducción a la cuenca Peten*, p. 12.

“La sección tipo ocurre a lo largo de la carretera Cobán – Sebol (Aproximadamente 90°08’W y 15°34’N; elevación 5000 pies) aproximadamente 3 – 6 km al sur de la finca Campur. En la sección tipo, se expone un intervalo casi completo pero fallado de 808 metros. Secciones completas de referencia cerca de la localidad tipo pueden ser medidas sobre los flancos de la Montaña Chinajá, hacia el norte, sur y este del pozo Chinajá No.1. El espesor de la Formación en Chinajá es aproximadamente 850 m”.⁴⁰

Dicha Formación está compuesta esencialmente de calizas color café grisáceo a pardo, gris, las cuales fueron depositadas en ambientes asociados a arrecifes. Tiene cantidades menores de dolomía y localmente tiene interestratificaciones delgadas de lutita, limonita y brecha de caliza y conglomerado.

En Norconsult (1988) se indica que el límite inferior es transicional en todas partes, a excepción, posiblemente en los afloramientos de las montañas Mayas, en donde el contacto de la base de la Formación Campur es discordante.⁴¹

Para diferenciar la Formación Campur de la Formación Cobán se utiliza principalmente el contenido fosilífero que cada una de estas formaciones posee. La Formación Campur es rica en miliólidos y rudistas, sus capas son delgadas y se pueden definir en los afloramientos, asimismo la textura es mucho más fina y comúnmente sublitográfica de las calizas.

⁴⁰ Millan, *Léxico estratigráfico preliminar del norte de Guatemala*, p. 13.

⁴¹ Programa para el Desarrollo de las Naciones Unidas, *Geología petrolera de Guatemala, introducción a la cuenca Peten*, p. 17.

Al referirse al ambiente deposicional de la Formación Campur, Norconsult cita:

“El mapeo de campo y la información sísmica sugiere que una tendencia arrecifal pudo haber existido inmediatamente al nor-oeste del lugar donde se prueba la región de ocurrencia, pasando a través del área de La Soledad - Nueve Cerros. DE hecho, la información sísmica sugiere que esta tendencia arrecifal pudo haber existido ya durante los tiempos del Cobán B0 y Cobán A”.⁴²

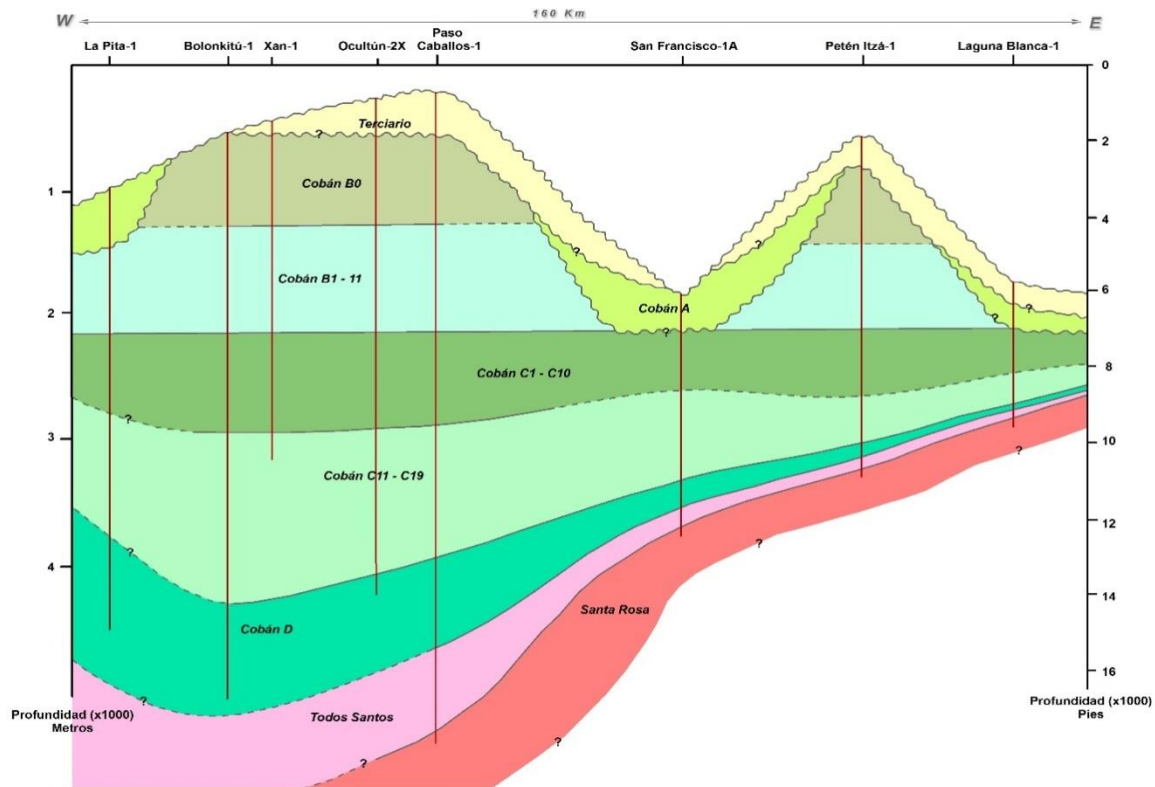
En base al contenido foraminífero, está formación se data Coniaciano a Campaniano y puede llegar a tener hasta 1 200 metros de espesor. Se restringe a la cuenca Petén Sur y se encuentra mejor desarrollada al norte de Alta Verapaz y suroeste de Petén.

En la figura 6 se muestra una sección estratigráfica de la cuenca Petén Norte, la cual se basa en datos proporcionados por la perforación de pozos exploratorios en Guatemala, estos son: La Pita-1, Bolonkitú-1, Xan-1, Ocultún-2X, Paso Caballos-1, San Francisco-1A, Petén Itzá-1 y Laguna Blanca-1.

Esta sección estratigráfica realizada de Este a Oeste, indica que existe un adelgazamiento de las capas de roca pertenecientes a la Formación Todos Santos y Cobán en el Este de la Cuenca Petén Norte y sufren un engrosamiento hacia el Oeste de la misma.

⁴²Programa para el Desarrollo de las Naciones Unidas, *Geología petrolera de Guatemala, introducción a la cuenca Peten*, p. 17.

FIGURA 6
SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA, CUENCA PETÉN NORTE



Fuente: modificado de Programa para el Desarrollo de las Naciones Unidas, *Geología petrolera de Guatemala, introducción a la cuenca Peten*, Guatemala, 1988.

1.4. Geología del petróleo

1.4.1. Roca Madre

También denominada como roca generadora, depende estrechamente de la geoquímica y la geología regional, de esta es donde se originan los hidrocarburos y es indispensable para la formación de yacimientos en una cuenca sedimentaria.

Estas rocas se forman por la depositación de sedimentos con alto contenido de materia orgánica, las cuales son de textura muy fina cuyo ambiente deposicional debe ser anóxico.

Al respecto, Guillemot dice que:

“No todas las rocas que contengan una proporción importante de materia orgánica, hayan jugado necesariamente, el papel de rocas-madre. Pueden muy bien, no haber producido jamás una gota de petróleo, ya sea porque la materia orgánica no se transformó en hidrocarburos libres, o bien porque la evolución del sedimento, no permitió a los hidrocarburos desplazarse hacia horizontes-almacén”.⁴³

La geoquímica está enfocada a determinar la génesis de los hidrocarburos a partir de la materia orgánica original, garantizando que la transformación de ésta ha conducido a la formación de hidrocarburos libres, aunque los estudios son lentos y costosos relacionados con la escasa certidumbre de los resultados que aporta.⁴⁴

En base a la geología regional se logra determinar la historia de la cuenca sedimentaria, si las potenciales rocas madre contempladas desde el punto de vista geoquímico, se hallan en las condiciones adecuadas para que sus fluidos puedan migrar a una roca que sirva de almacén.⁴⁵

La determinación de las rocas madre basadas generalmente en la observación de las características petrográficas indica que estas pueden ser de una textura fina; con alto contenido de

⁴³ J. Guillemot, *Geología del Petróleo*, Madrid, España: Paraninfo, 1 982, p. 49.

⁴⁴ *Ibíd.*

⁴⁵ *Ibíd.*

material orgánico que ha sido protegido durante el proceso enterramiento; el medio debe ser anóxico cuyo ambiente deposicional puede ser marino, deltaico continental o lacustre, lo cual se determina por la presencia de minerales sulfurosos, el contenido fosilífero y la ausencia de trazas de animales excavadores bentónicos; el color debe ser oscuro a negro, gris o marrón.

1.4.2. Roca Almacén

Es la roca reservorio o también llamada yacimiento, es donde se pueden albergar las acumulaciones de hidrocarburos provenientes de la roca madre. Sus características físicas son de gran importancia para determinar el valor económico de los hidrocarburos que almacena.

Son considerados almacenes aquellas rocas con buena porosidad ya sea primaria o secundaria que se encuentren conectadas entre sí para permitir la movilidad de los fluidos que posee.

Las propiedades físicas que debe tener esta roca para que logre almacenar hidrocarburos, son la porosidad y la permeabilidad, la primera que condiciona además del volumen de hidrocarburos, factores propiamente de la litología como: la temperatura, presión del yacimiento y saturación. La segunda que es indispensable para que el yacimiento pueda ser explotado ya que sin esta propiedad los hidrocarburos contenidos en la roca no fluirán.⁴⁶

⁴⁶ Guillemot, *Geología del Petróleo*, p. 54.

Los principales tipos de roca que forman los almacenes de hidrocarburos y que se han determinado en base a trabajos de exploración indirecta y directa alrededor del mundo, son: las rocas detríticas (arenas y areniscas) y las rocas carbonáticas (calizas y dolomías), estas últimas son las que en Guatemala sirven de reservorio de hidrocarburos.

1.4.3. Roca Sello

Es un horizonte rocoso impermeable que se encuentra por encima de la roca almacén y que como su nombre lo indica genera un sello que impide que los fluidos que se almacenan en el reservorio se liberen hacia la superficie.

Guillemot refiere:

“El papel de las rocas de cobertura, es asegurar la estanqueidad de los almacenes, siendo la impermeabilidad su cualidad principal. No existe roca absolutamente impermeable, pero es suficiente que la impermeabilidad sea muy baja, asegurada solamente por poros de dimensión capilar, para que la roca sea capaz de jugar el papel de cobertura”.⁴⁷

A lo anterior cabe resaltar que la porosidad generada por fracturamiento es raramente capilar, por lo que la roca sello no debe poseerla, por lo tanto debe ser resistente a la fracturación, consecuentemente plástica.⁴⁸

⁴⁷ Guillemot, *Geología del Petróleo*, p. 92.

⁴⁸ *Ibíd.*

Los principales tipos de roca que sirven como sello y que son impermeables y tienen buena plasticidad son las arcillas, algunos carbonatos y rocas evaporíticas.

Al señalar las arcillas como roca sello, Guillemot explica:

“Las arcillas, o más generalmente las rocas que contienen un alto porcentaje de minerales arcillosos, constituyen la cobertura de la mayor parte de los yacimientos explotados, en particular, en las series detríticas. La impermeabilidad de las arcillas, es resultado a la vez, de la textura, ordenación de los elementos y naturaleza mineralógica”.⁴⁹

El otro tipo de roca que puede funcionar como sello en un yacimiento son las carbonáticas, que generalmente sirven como almacén, aunque hay excepciones ya que algunas calizas pueden contener una cantidad significativa de minerales arcillosos lo cual las hace impermeables, pueden también ser margas o incluso calizas muy finas y compactas.

Las rocas evaporíticas que sirven como roca sello son principalmente anhidritas y se encuentran asociadas a almacenes formados por carbonatos. Las propiedades que las favorecen son la textura cristalina, compactación y plasticidad.

⁴⁹ Guillemot, *Geología del Petróleo*, p. 92.

1.4.4. Trampa

La trampa es el elemento geológico base e indispensable para que pueda existir una acumulación de hidrocarburos y que esta puede a veces puede ser estéril y en su clasificación más sencilla se dividen en estructurales, estratigráficas y mixtas, cada una de ellas difieren evidentemente en sus reservas y la producción que puedan aportar.⁵⁰

a. Trampas estructurales

Las trampas estructurales pueden estar formadas por pliegues anticlinales, por una o un sistema de fallas y la combinación de ambas (pliegue-falla).⁵¹

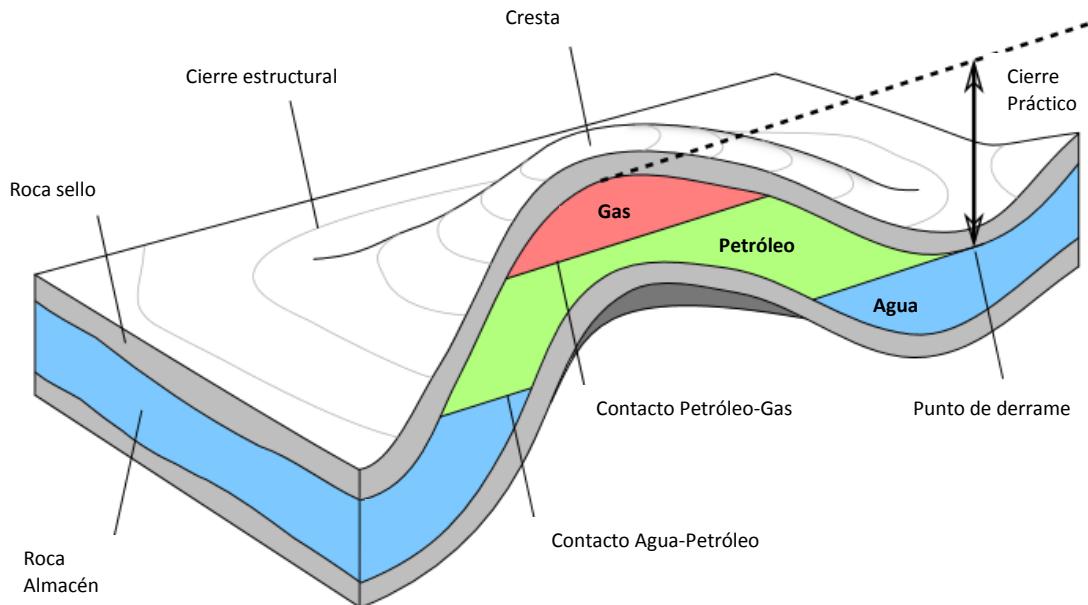
Las trampas formadas por pliegues anticlinales son formadas por la deformación de las capas rocosas por esfuerzos de compresión, esto genera buzamientos contrarios divergentes a partir del eje, provocando así la forma cóncava hacia la base, lo cual es un lugar propicio para el almacenamiento de hidrocarburos que migran desde la roca madre.

En la figura 7 se muestra un ejemplo de una trampa estructural formada por pliegue anticlinal.

⁵⁰ Guillemot, *Geología del Petróleo*, p. 107.

⁵¹ *Ibíd.*

FIGURA 7
TRAMPA ESTRUCTURAL FORMADA POR PLIEGUE ANTICLINAL



Fuente: Modificado de *Anticlinal trap*, disponible en: http://subsurfwiki.org/wiki/File:Anticlinal_trap.svg. 20/02/2015.

Las trampas formadas por fallas o un sistema de fallas pueden generar sello a una roca de potencial almacén debido a que al momento del corrimiento puede sobreponer a la roca porosa una capa impermeable, esto puede ocurrir con fallas normales, inversas y transversales, las dos primeras con un desplazamiento principalmente vertical y las transversales de movimiento horizontal.⁵²

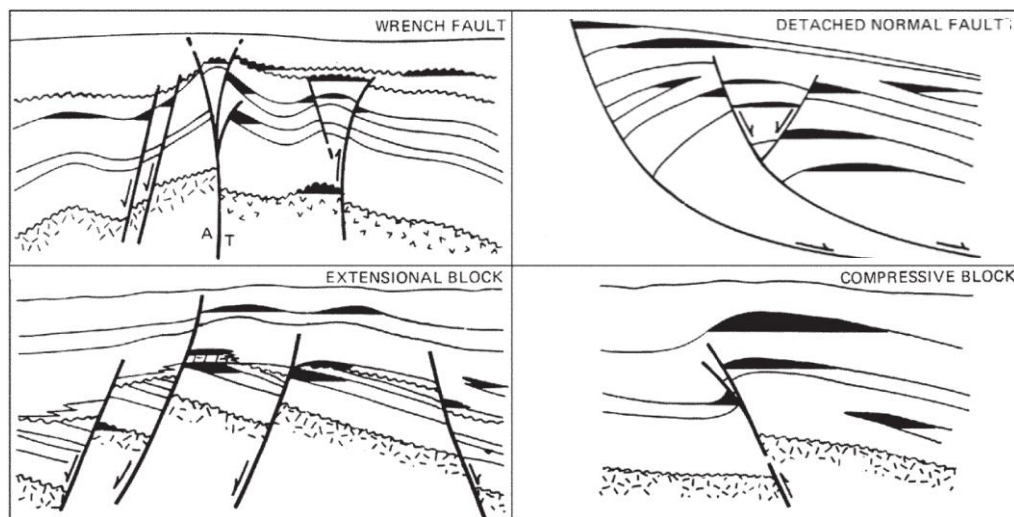
Generalmente la acumulación de hidrocarburos se presenta con mayor frecuencia en fallas de tipo normal, seguido por las fallas inversas y las transversales que necesariamente deben estar relacionadas a anticlinales.⁵³

⁵² Guillemot, *Geología del Petróleo*, p. 126.

⁵³ *Ibíd.*, p. 140.

En la figura 8 se muestra un ejemplo de trampas formadas por fallas normales e inversas.

FIGURA 8
TRAMPAS FORMADAS POR INTERACCIÓN DE FALLAS

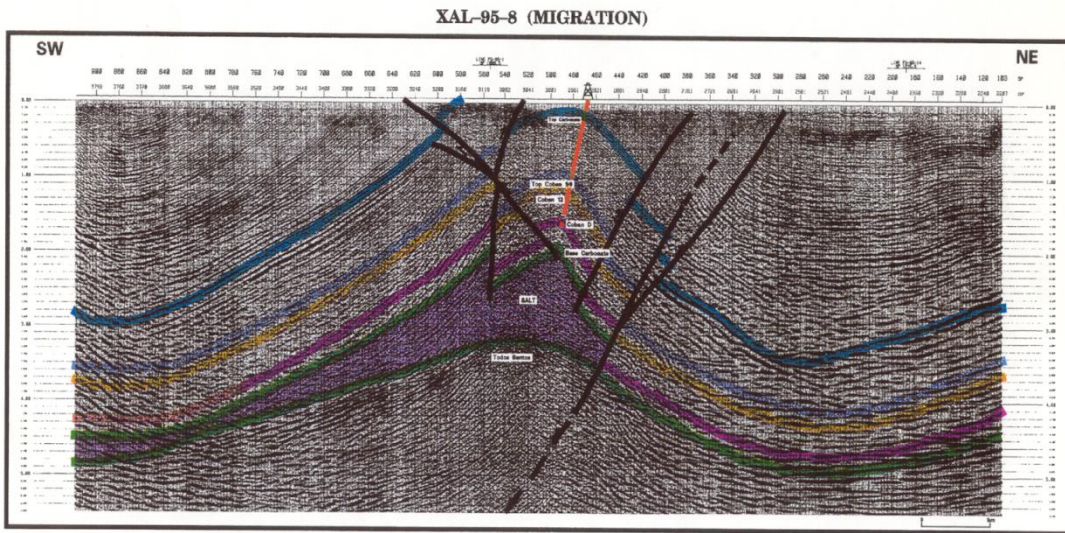


Fuente: *Estructural traps*, disponible en: http://wiki.aapg.org/File:Exploring-for-structural-traps_fig20-2.png. 20/02/2015.

La asociación de anticlinales y fallas puede generar trampas estructurales que sean potenciales para el almacenamiento de hidrocarburos y generalmente estos factores geológicos se encuentran agrupados y muchas veces pueden crear trampas muy complejas.

En la figura 9 se muestra un ejemplo de una trampa estructural formada por la asociación de pliegues y fallas, al oeste de la cuenca Petén Sur, en el área de Xalbal.

FIGURA 9 TRAMPA FORMADA POR PLIEGUE Y FALLAS



Fuente: *Cronoestratigrafía e historia tectónica de la cuenca Petén, Guatemala*: Tritón, 1 998.

b. Trampas estratigráficas

Este tipo de trampas son las que se han formado sin que exista deformación estructural y permiten que se almacenen hidrocarburos en las partes porosas.

Guillemot cita:

“Las trampas estratigráficas, son resultado de la presencia local de un cierto volumen de roca-almacén aislada por formaciones impermeables tanto vertical como lateralmente. Se deben a anomalías en la repartición de los sedimentos o a la naturaleza litológica de las formaciones”.⁵⁴

⁵⁴ Guillemot, *Geología del Petróleo*, p. 151, 152.

Estas trampas pueden ocurrir debido a factores geológicos como los son las variaciones de facies, variaciones de los caracteres petrográficos, por acuñamiento o por la aparición local de una zona porosa en un conjunto compacto debido a un por un proceso químico como la dolomitización o bien por una alteración como la karstificación.⁵⁵

La exploración de este tipo de trampas es necesario obtener a partir del estudio de la roca almacén, las modificaciones y variaciones de las características físicas y la ubicación dentro de la cuenca sedimentaria, en base a esto se definen dos tipos de trampas estratigráficas que son: las primarias y las secundarias.⁵⁶

Las primarias están condicionadas por la existencia de un cuerpo poroso y permeable de tamaño limitado, formado localmente en el interior de una serie impermeable durante la sedimentación, dentro de esta clasificación se encuentran los cuerpos arenosos lenticulares y los arrecifes calcáreos.

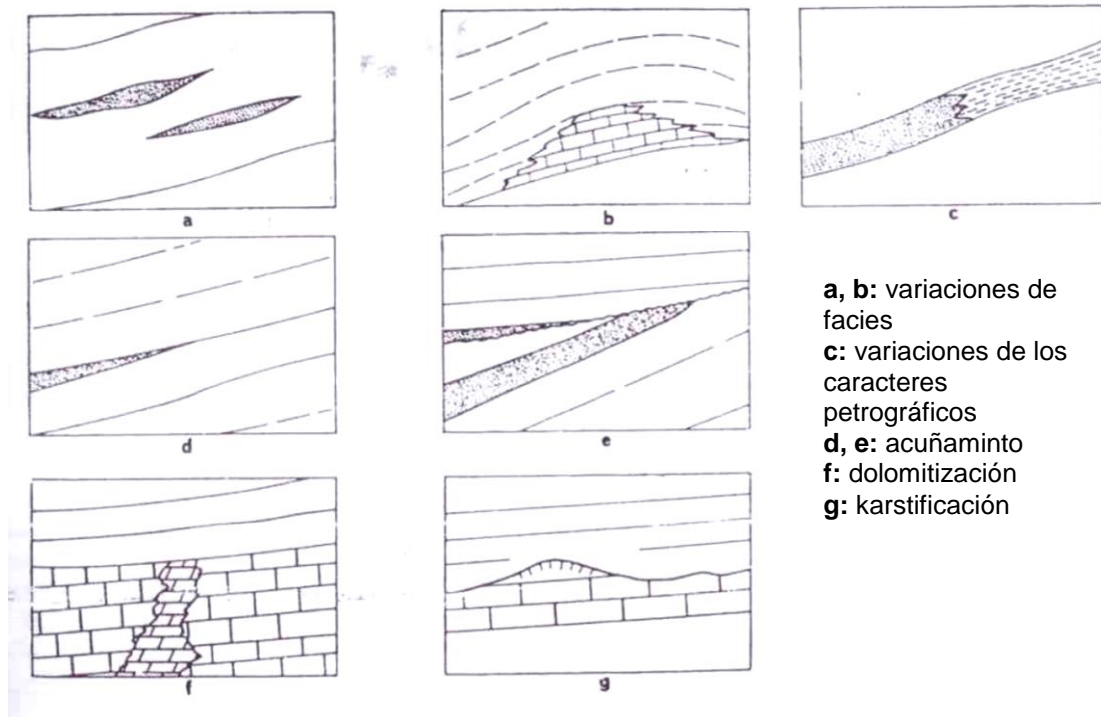
Las secundarias son producto de fenómenos posteriores a la sedimentación y en ocasiones a la diagénesis, estas incluyen las modificaciones y variaciones de las características físicas y químicas de las rocas como lo son la dolomitización y la karstificación.

En la figura 10 se muestra el esquema de los principales tipos de trampas estratigráficas.

⁵⁵Guillemot, *Geología del Petróleo*, p. 151, 152.

⁵⁶ *Ibíd.*

FIGURA 10
ESQUEMA DE LOS PRINCIPALES TIPOS DE TRAMPAS ESTRATIGRÁFICAS



Fuente: J. Guillemot, *Geología del Petróleo*, p. 154.

c. Trampas mixtas

Las trampas mixtas son todas aquellas en que se ven involucrados los factores de generación de trampas estructurales y estratigráficas, el mejor ejemplo de ello son los domos salinos.

Guillemot indica con respecto a la formación de los domos de sal:

“Cuando una capa de sal suficientemente potente se encuentra cubierta por un espesor considerable de sedimentos, puede encontrarse en desequilibrio, y si se

presentan condiciones favorables, ascender hacia la superficie, dando lugar a los domos de sal. Esta tectónica particular de la sal (halocinesis), independiente de la tectónica regional, motiva la aparición de un gran número de trampas, que pueden constituir yacimientos”.⁵⁷

La halocinesis se refiere a la tectónica salina. Se produce cuando un volumen considerable de sal se encuentra debajo de una potencia grande de sedimentos (estudios geológicos indican que hay halocinesis cuando una capa de sal de 300 m de potencial se encuentra cubierta por 1 000 m de sedimentos). Esto origina que haya un desequilibrio y por lo tanto un movimiento ascendente del cuerpo de sal, dependiendo de la plasticidad, temperatura, contenido de agua, presión y sobre todo de la densidad.⁵⁸

Terminado el proceso de ascensión se forma la “*cap-rock*” que es el complejo petrográfico que se encuentra en la parte superior del domo salino, resultando de la disolución de la sal y quedando los elementos menos solubles, arrastrados por ella durante la ascensión del domo y lavados por las aguas subterráneas.⁵⁹

Este proceso logra la porosidad y permeabilidad adecuadas para el almacenamiento de hidrocarburos, debido a

⁵⁷ Guillemot, *Geología del Petróleo*, p. 218.

⁵⁸ *Ibíd.*, p. 220.

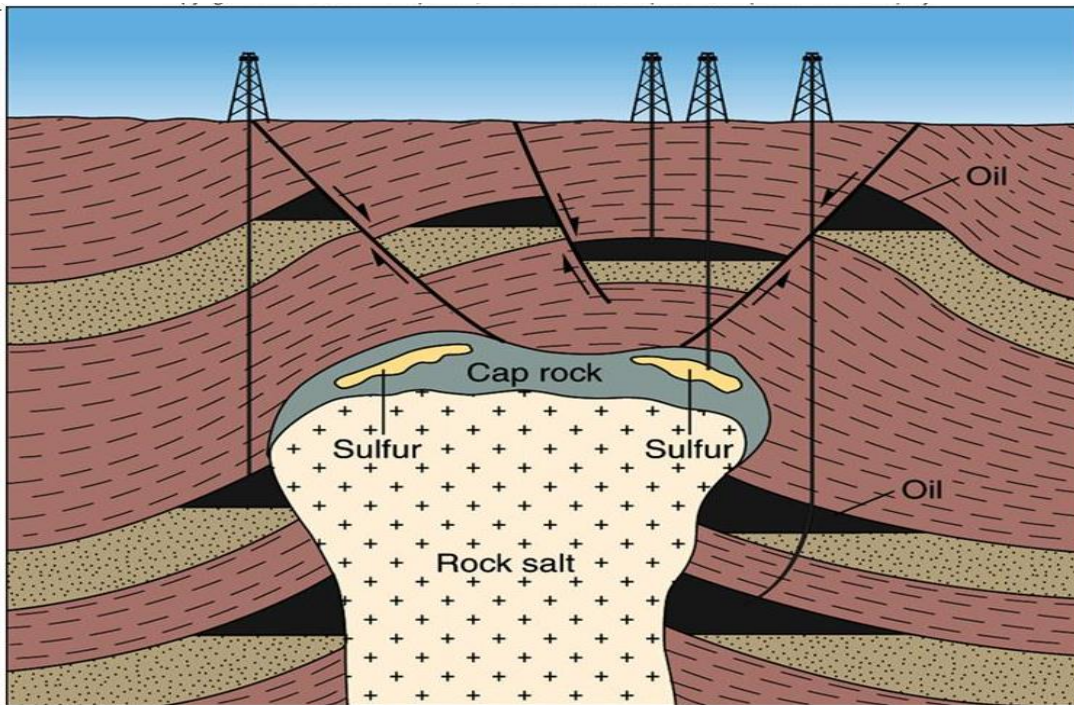
⁵⁹ *Ibíd.*, p. 239.

que se encuentra en posición estructural alta y cerrado con relación a los terrenos vecinos.

Además de la generación de la *cap rock* como potencial trampa y almacén de hidrocarburos, se pueden formar; fallas radiales, que afectan particularmente los flancos de las estructuras; fallas periféricas normales que son tangentes a la columna de sal y que afectan tanto a la sal como a los terrenos que la recubren; raramente fallas inversas; y fallas normales de reajuste de los terrenos por encima y alrededor del domo, en forma de graben, resultante del derrumbe del domo.

En la figura 11 se muestra un corte esquemático de un domo salino.

FIGURA 11
CORTE ESQUEMÁTICO DE UN DOMO DE SAL



Fuente: <http://faculty.ksu.edu.sa/alhomadhi/Evaporates/Oil%20Traps%20Around%20Salt%20Dome.jpg> (20/02/2015).

1.5. Propiedades físicas de las rocas

1.5.1. Porosidad

Es la capacidad que tiene una roca de contener fluidos y es un parámetro fundamental de las rocas productivas. Esta puede ser primaria o secundaria. La porosidad primaria es la consecuencia de los espacios vacíos entre los fragmentos o partículas después de su acumulación como sedimento. La porosidad secundaria es consecuencia de agentes geológicos tales como la lixiviación, fracturamiento y fisuramiento de la roca durante el proceso de formación.

“En los cálculos de porosidad puede expresarse en porcentaje o en fracción decimal. Por definición, la porosidad es el volumen vacío de la roca (aquel lleno de fluidos) dividido por el volumen total de la roca”.⁶⁰

$$\emptyset = \frac{\text{Volumen vacío}}{\text{Volumen total}}$$

Además, la porosidad puede ser total, efectiva y nula; la porosidad total se refiere al volumen total de vacíos en una roca y la porosidad efectiva es la que indica el volumen de los poros unidos entre sí en la roca y la porosidad nula son los espacios vacíos de la roca que quedan totalmente aislados y no tienen comunicación entre sí, lo cual impide que los fluidos sean móviles dentro de la roca.

⁶⁰Introducción al análisis de los registros de pozos. Estados Unidos de América: Halliburton / Welex, 1981, p. 5.

Según Guillemot, la porosidad de las rocas que funcionan como almacén de hidrocarburos en los yacimientos explotados mundialmente, varía entre 5% y 40%, siendo la más común, la comprendida entre 10% y 20%.

En el cuadro 3 se aprecia la clasificación de las porosidades de las rocas en cuanto a su potencial de producción en un yacimiento de hidrocarburos.

CUADRO 3
APRECIACIÓN CUALITATIVA DE LA POROSIDAD EN YACIMIENTOS

CLASIFICACIÓN DE LA POROSIDAD	PORCENTAJE (%)
Despreciable	0 - 5
Pobre	5 - 10
Media	10 - 15
Buena	15 - 20
Muy buena	> 25

Fuente: Guillemot, *Geología del Petróleo*, 1 982.

1.5.2. Permeabilidad

Es la capacidad que tienen los fluidos de moverse a través de los poros de una roca, para que un yacimiento pueda considerarse comercial además de contener petróleo o gas es necesaria esta propiedad para que puedan salir a superficie. La roca que forma el yacimiento puede tener muy buena porosidad, pero si no existe conexión entre los poros, ésta no puede ser explotada.

Guillemot, dice al respecto:

“La permeabilidad es 1 darcy, cuando 1 cm³ de fluido, de viscosidad 1 centipoise, pasa en 1 segundo a través de una muestra de roca de sección 1 cm² y 1 cm de longitud, bajo una presión diferencial de 1 atmósfera”.⁶¹

Como la unidad de medida de la permeabilidad es el darcy y esta es una unidad muy grande, en la práctica suele utilizarse el milidarcy que corresponde a 1/1000 darcys.

1.5.3. Saturación

La saturación es la relación porcentual de un fluido ocupado en el espacio poroso de una roca, y está definido como⁶²:

$$S_{fluido} = \frac{V_f}{V_p} * 100\%$$

Dónde:

S fluido = Porcentaje del Fluido que satura el espacio poroso (%)

V_f = Volumen del Fluido dentro del espacio poroso (L³)

V_p = Volumen Poroso (L³)

⁶¹Guillemot, *Geología del Petroleo*, p. 55.

⁶²José S. Rivera V., *Prácticas de ingeniería de yacimientos petrolíferos*, Venezuela: 2 004, p. 64.

Si se considera que básicamente el volumen poroso de una roca que contiene hidrocarburos, está saturada con petróleo, gas y agua, se tiene que⁶³:

$$S_w + S_o + S_g = 1$$

Donde:

S_w =Saturación de Agua

S_o =Saturación de Petróleo

S_g =Saturación de Gas

a. Fórmula de Archie:

La fórmula de Archie, se utiliza para determinar la saturación de agua en la roca, y está dada por⁶⁴:

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

Donde:

a = Factor de tortuosidad

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

R_t = Resistividad d Formación ($\Omega.m$)

ϕ = Porosidad (%)

m = Factor de cementación

⁶³ John T. Dewan. *Essentials of modern open-hole log interpretation*. Oklahoma, United States of America: PennWell publishing company, 1 983, p. 6.

⁶⁴ *Ibíd.*, p. 19-21.

El factor de tortuosidad (a) es una característica que representa lo tortuoso de una curva en el registro de una roca, el factor de cementación (m) varía con respecto a la consolidación de la roca, la porosidad, la distribución de los granos, el tamaño, interconexión de los poros y la litología, el exponente de saturación (n) depende de la humectabilidad de la roca.

1.5.4. Resistividad de la Formación

Esta es una propiedad importante que sirve para diferenciar litología y el contenido de fluidos en la formación. La mayoría de los minerales que forman una roca y los hidrocarburos no son conductores eléctricos por lo que cambios en la resistividad indicaría la presencia de agua de formación.

“La resistividad de un material es la resistencia eléctrica que ofrece un cubo de un material cuyas dimensiones son de un metro cuadrado de área transversal por un metro de largo, o la que ofrece una unidad volumétrica de dicho material”.⁶⁵

1.6. Geofísica de Pozos

Un registro o perfil de pozo es una grabación que se hace a una determinada profundidad dentro del agujero perforado en el cual mide y guarda las características de las formaciones rocosas atravesadas, dichas mediciones se hacen con aparatos de registro específicos que posee cada compañía de la industria petrolera.

⁶⁵ Universidad Corporativa de Venezuela, *Registros de pozos*, Venezuela: Centro Internacional de Educación y Desarrollo, Filial de Petróleos de Venezuela, S.A., 1 997, p. 5.

Estas características medidas son parámetros físicos relacionados a las propiedades geológicas y petrofísicas de los estratos que se han perforado, asimismo se obtiene información relacionada a los fluidos contenidos en la roca.

1.6.1. Registros de diámetros

Este tipo de registros proporcionan información relacionada al diámetro del pozo y las condiciones en que se encuentra. Estos son:

- Registro de diámetro de broca (*Bit Size: BS*)
- Registro de calibración (*Caliper: CAL*)

El primero indica el diámetro de las brocas que fueron utilizadas durante toda la perforación del pozo. El segundo mide el diámetro del pozo y es de utilidad para definir las condiciones en que éste se encuentra (derrumbado o bien cimentado).

1.6.2. Registros eléctricos

Este tipo de registros de pozos utilizados en la industria petrolera se encargan de medir las propiedades eléctricas de las rocas que fueron atravesadas durante la perforación del pozo, estos son:

a. Potencial Espontaneo (*Spontaneity Potencial: SP*)

El registro de potencial espontaneo se mide con dos electrodos, uno se introduce en el sondeo sin entubar, mientras

que el otro se sumerge en un pequeño pozo excavado en superficie y lleno de lodo de perforación.

Este tipo de registro se utiliza para identificar capas porosas, para calcular la salinidad del agua de formación y la resistividad del agua de formación (R_w).⁶⁶

b. Resistividad (*Resistivity*)

La resistividad es la capacidad que tienen las rocas de oponerse al paso de corriente eléctrica inducida, ésta depende de la sal disuelta en los fluidos presentes en los poros de las rocas y proporciona evidencias del contenido de fluidos en las rocas. Se mide en $\Omega.m$.

El autor del sitio *web* indica que para la medición de la resistividad existen dos tipos principales de registros:

“Existen dos tipos principales de perfiles resistivos: el Perfil Lateral (*Laterolog*) y el Perfil de Inducción (*Induction Log*). El perfil lateral se utiliza en lodos conductivos (lodo salado) y el perfil de inducción se utiliza en lodos resistivos (lodo fresco o base aceite)”.⁶⁷

Para cada uno de éstos registros de resistividad se utilizan diversas herramientas que miden ciertas características en la roca, los registros obtenidos se resumen en el cuadro 4 .

⁶⁶ *Perfilaje de Pozos*. <http://www.oilproduction.net/cms/files/Perfilaje%20de%20pozos.pdf> (11 de octubre de 2013), p. 3.

⁶⁷ *Ibíd.*, p. 4.

CUADRO 4
REGISTROS PARA MEDIR LA RESISTIVIDAD DE LA ROCA

TIPO DE REGISTRO	NOMBRE	CARACTERÍSTICA
Inducción	<i>Spherical Induction Log (SFL)</i>	Mide la resistividad de la zona lavada (Rxo), para profundidades someras (0.5' - 1-5')
	<i>Medium Induction Log (MIL)</i>	Utilizado para distancias medias (1.5' - 3.0')
	<i>Deep Induction Log (DIL)</i>	Mide la resistividad de la formación (Rt), a profundidades de más de 3.0'
Lateral	<i>Microspheric Laterolog (MSFL)</i>	Mide la resistividad de la zona lavada (Rxo), utilizado en profundidades de (1.0" – 6.0")
	<i>Micro Laterolog (MLL)</i>	Para proximidades de (1.0" – 6.0")
	<i>Someric Laterolog (SLL)</i>	Para profundidades someras (0.5' – 1.5')
	<i>Deep Laterolog (DLL)</i>	Mide la resistividad de la formación (Rt), a profundidades de más de 3.0'

Fuente: investigación de campo, 2 014.

Las herramientas para la medición de la resistividad son variables por cada empresa de registros. Existe una herramienta llamada Doble *Laterolog*, la cual funciona por inducción y suele utilizarse cuando la resistividad de la formación es baja (500 Ω .m).

Este tipo de herramienta suele utilizarse en formaciones muy resistivas y la información que proporciona es bastante confiable, al respecto Schlumberger indica:

“En las formaciones de carbonatos de baja porosidad se tienen resistividades muy altas. Por esto, si se requiere hacer una interpretación cuantitativa, se debe tomar un registro doble *Laterolog*. Sin embargo, se necesita de un medio conductor entre la herramienta y la pared del pozo.

Por ello, no es posible tomar un registro doble *Laterolog* en lodos no conductivos, como los que son a base de aceite”.⁶⁸

Otro tipo de herramienta, es la de doble inducción fasorial, la cual registra la resistividad de la formación a tres diferentes profundidades, con lo cual se logra obtener información de saturación y movilidad de fluidos (complementada con otro tipo de herramientas). También es utilizada en lodos no conductivos, en formaciones con diámetros grandes de invasión y un contraste medio alto de la resistividad de la formación.⁶⁹

Una de las herramientas que se utiliza en nuestro medio es la de doble *laterolog* telemétrico, la cual proporciona dos mediciones de resistividad dentro de la formación rocosa, estas son: Lateral somera (*LLs*) y Lateral profunda (*LLd*), las cuales tienen un rango de profundización lateral de 0.5' – 1.5' y >3.0' respectivamente, esto se indica en el cuadro 5.

Estas dos mediciones son de suma importancia para determinar la resistividad de la zona invadida (*Rxo*) y la zona virgen (*Rt*).⁷⁰

Otra herramienta es la microesférico enfocado la cual es muy importante debido a que mide la resistividad de la zona lavada o invadida (*Rxo*) y es muy adecuada para la determinación de

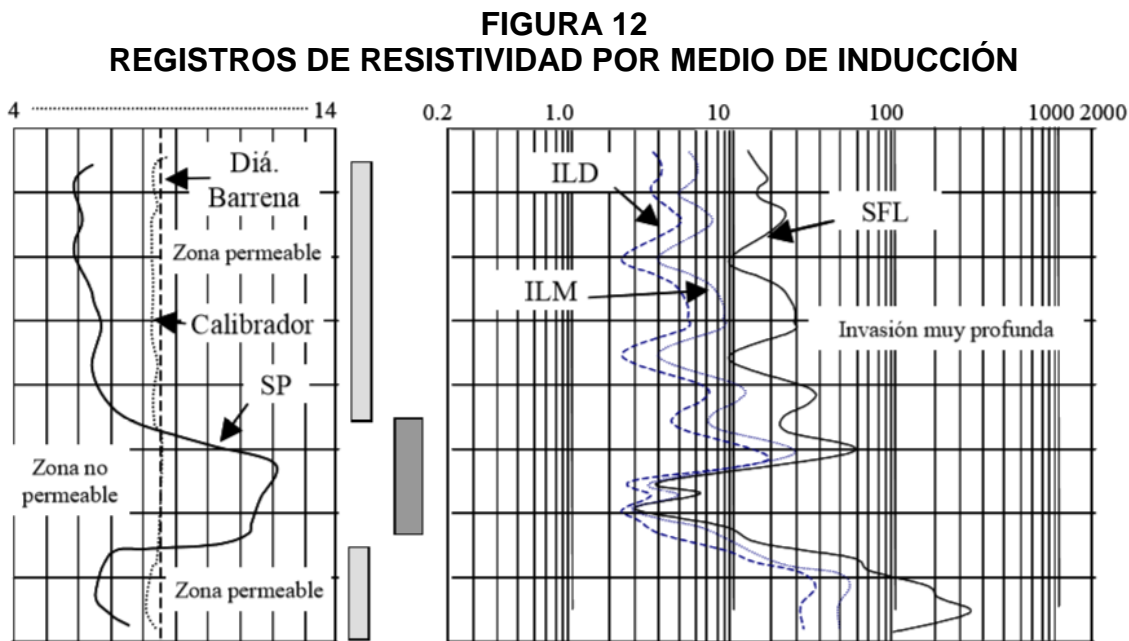
⁶⁸ *Registros geofísicos*, México: Schlumberger, nst., s/f., p. 7.

⁶⁹ *Ibíd.*

⁷⁰ *Ibíd.*

zonas porosas y permeables, indicador de hidrocarburo móvil y también funciona como calibrador a otras herramientas.

En la figura 12 se muestra un ejemplo de registros inductivos a tres zonas de invasión dentro de la formación rocosa, *Spherical Induction Log (SFL)*, *Medium Induction Log (MIL)*, *Deep Induction Log (DIL)*.



Fuente: *Registros geofísicos*. México: Schlumberger, nst. s/f, p. 10.

1.6.3. Registros radiactivos

Este tipo de registros proporciona información relacionada con las propiedades radioactivas de la formación.

Con respecto a las herramientas que realizan este tipo de mediciones, Schlumberger indica que:

“Las herramientas nucleares utilizan fuentes radiactivas. Mediante la medición de la forma de interactuar,

con la formación de las partículas irradiadas por la fuente, se pueden determinar algunas características”.⁷¹

Para este caso se tienen tres tipos de herramientas, las que miden la radiación natural, la herramienta de neutrones y la de rayos gamma.

Las herramientas que miden la radiación natural de las rocas no necesitan de fuentes radiactivas y proporcionan información de importancia para determinar la arcillosidad y el contenido de minerales radiactivos que posee la roca.

Las herramientas de neutrones y de rayos gamma que corren los registros de neutrón compensado y litodensidad compensada, necesitan de fuentes radiactivas que emiten neutrones rápidos y rayos gamma de alta energía.⁷²

a. Rayos gamma (*Gamma Ray*: GR)

Se basa en la medición de las emisiones naturales de rayos gamma que poseen las rocas de las cuáles las de grano muy fino (lutitas, arcillas) tienen una mayor emisión. Sirve para calcular el contenido de arcilla de las capas, para estimar tamaño de grano y diferenciar litologías porosas de no porosas. La unidad de medida es en grados API, con un rango de valores que generalmente va de 0 a 150 API.⁷³

⁷¹ *Registros geofísicos*, p. 9.

⁷² *Ibíd.*

⁷³ *Perfilaje de Pozos*, p. 5.

b. Registro de Espectrometría (NGS)

También conocido como *Gamma ray* espectral, sirve para diferenciar el tipo de arcilla que existe en un paquete rocoso y se basa en la relación de potasio, torio y uranio contenido.

La herramienta de rayos gamma natural depende del contenido de arcilla que existe en una formación, la cual no tiene la capacidad de identificar el elemento radiactivo que produce la anomalía durante el registro.

Schlumberger sugiere que este tipo de registros ayudan a identificar el tipo de arcillas que se tienen en determinada ubicación y que el análisis del contenido de uranio puede facilitar el reconocimiento de rocas madre, también suele utilizarse como detector de minerales pesados, contenido de potasio en evaporitas y para correlacionar pozos.⁷⁴

c. Registro neutrónico (CNL)

Se basa en la medición de concentraciones de hidrógeno, lo que indica la presencia de agua o petróleo en la roca. Se mide en fracción o porcentaje.

Al respecto Schlumberger indica:

“La herramienta de neutrón compensado utiliza una fuente radiactiva (emisor de neutrones rápidos) y dos detectores. Su medición se basa en la relación de conteos de estos detectores. Esta relación refleja la

⁷⁴ *Registros geofísicos*, p. 12.

forma en la cual la densidad de neutrones decrece con respecto a la distancia de la fuente y esto depende del fluido (índice de hidrógeno) contenido en los poros de la roca y por lo tanto de la porosidad”.⁷⁵

d. Registro de densidad (FDC)

Mide la densidad de la formación, por medio de la atenuación de rayos gamma entre una fuente y un receptor. Se mide en gr/cm^3 .

Schlumberger al hablar del equipo de litodensidad, indica que es una herramienta que utiliza una fuente radiactiva emisora de rayos gamma de alta energía y se usa para obtener la densidad de la formación e inferir con base a esto la porosidad; así como efectuar una identificación de la litología.⁷⁶

Para la obtención de la densidad de la roca Schlumberger vuelve a citar:

“... se mide el contero de rayos gamma que llegan a los detectores después de interactuar con el material. Ya que el conteo obtenido es función del número de electrones por cm^3 y éste se relaciona con la densidad real del material, lo que hace posible la determinación de la densidad. La identificación de la litología se hace por medio de la medición del “índice de absorción fotoeléctrica”. Este representa una cuantificación de la capacidad del material de la formación para absorber

⁷⁵ *Registros geofísicos*, p. 10.

⁷⁶ *Ibíd.*

radiación electromagnética mediante el mecanismo de absorción fotoeléctrica".⁷⁷

1.6.4. Registro sísmico

Mide la velocidad de las ondas sísmicas inducidas dentro del pozo hacia la formación. Posee un emisor de ondas y un receptor. Se mide en $\mu\text{seg}/\text{m}$ o $\mu\text{seg}/\text{pie}$. Con éste registro se logra estimar la porosidad de la roca a partir del tiempo de tránsito de las ondas.

La función principal de este tipo de registros dentro de un pozo, es para correlacionar datos sísmicos, sismogramas sintéticos, ayuda a determinar la porosidad de la roca tanto primaria como secundaria, detección de gas, detección de fracturas, características mecánicas de la roca y la estabilidad del pozo.⁷⁸

1.7. Reservas de hidrocarburos

Son las cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas, las cuales están ligadas a un grado de incertidumbre que depende de la cantidad y calidad de información geológica, geofísica, petrofísica y de ingeniería con que se disponga.⁷⁹

⁷⁷ *Registros geofísicos*, p. 10, 11.

⁷⁸ *Ibíd.*, p. 14.

⁷⁹ *Reservas de Hidrocarburos*, <http://www.pemex.com/>. s/n. (18 de marzo de 2015).

La terminología de las reservas se basa en las clasificaciones que ha realizado la *American Petroleum Institute –API-*, así mismo la *Society of Petroleum Engineers –SPE-* y el *World Petroleum Congresses –WCP-*, cuyos conceptos de reservas son similares.⁸⁰

La clasificación de las reservas se puede realizar de 3 formas, siendo estas: según la certidumbre de ocurrencia, las facilidades de producción o el método de recuperación.⁸¹

En el cuadro 5 se muestra la clasificación antes descrita:

**CUADRO 5
CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS**

BASADAS EN LA CERTIDUMBRE DE OCURRENCIA	BASADAS EN LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN	BASADAS AL MÉTODO DE RECUPERACIÓN
Probadas	Probadas Desarrolladas	Primarias
Probables	Probadas No Desarrolladas	Suplementarias
Posibles		

Fuente: investigación de campo, 2 015.

1.7.1. Reservas Probadas

Según Pemex en su informe de las reservas de México para el 2012 indica que de acuerdo a la *SPE* las reservas probadas son:

⁸⁰ *Reservas de petróleo y gas natural: un criterio funcional*. <http://ecaths1.s3.amazonaws.com/hidrocarburos/964196964.Unidad%20N%C2%B0%203%20Reservas%20de%20Petroleo%20y%20Gs%20Natural%20-%20Un%20criterio%20funcional.ppt> (16 de enero de 2 015).

⁸¹ *Ibíd.*

“cantidades estimadas de aceite crudo, gas natural y líquidos del gas natural, las cuales, mediante datos de geociencias y de ingeniería, demuestran con certidumbre razonable que serán recuperadas comercialmente en años futuros de yacimientos conocidos bajo condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales existentes a una fecha específica”.⁸²

Los datos geológicos y de ingeniería son los que componen y determinan la certidumbre razonable y estos deben justificar los parámetros que se utilizan en el cálculo y evaluación de reservas como lo son los gastos iniciales y declinaciones, factores de recuperación, límite de yacimiento, mecanismos de recuperación y estimaciones volumétricas.⁸³

1.7.2. Reservas Probables

Las reservas probables son descritas como volúmenes estimados de hidrocarburos asociadas a acumulaciones conocidas donde la información señala que se pueden recuperar a un grado menor que las reservas probadas. A tal efecto Pemex indica:

“Son aquellas reservas no probadas para las cuales el análisis de la información geológica y de ingeniería del yacimiento sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de lo contrario. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, existirá una probabilidad de al menos 50 por ciento de que las

⁸² *Las reservas de hidrocarburos de México*, México: Pemex exploración y producción, 2 012, p. 7.

⁸³ *Ibíd.*

cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables”.⁸⁴

Se puede decir que estas reservas incluyen los volúmenes almacenados además de los ya probados donde la información y el conocimiento sobre el horizonte productor son escasos. Este tipo de reservas también incluye ubicadas en formaciones que parecen ser productoras y que son inferidas a través de registros geofísicos, pero que carecen de datos de núcleos o pruebas definitivas, además de no ser análogas a formaciones probadas en otros yacimientos.

1.7.3. Reservas Posibles

Pemex establece que este tipo de reservas corresponde a aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos factible su recuperación comercial que las reservas probables.⁸⁵

En el sitio *web* se indica que:

“Las reservas posibles son los volúmenes estimados de hidrocarburos asociados a acumulaciones conocidas, en los cuales la información geológica y de ingeniería indican que podrían ser recuperados bajo condiciones operacionales y contractuales prevalecientes (con un grado menor de certeza al de las reservas probables)”.⁸⁶

⁸⁴ *Las reservas de hidrocarburos de México*, México: Pemex exploración y producción, 2 012, p. 9.

⁸⁵ *Ibíd.*, p. 10.

⁸⁶ *Reservas de petróleo y gas natural: un criterio funcional*.

1.8. Yacimientos de Gas

Las sustancias de mayor interés en la busca de hidrocarburos que sean comercialmente rentables son el petróleo crudo, el gas natural y el agua. Estas sustancias pueden encontrarse en estado sólido o semisólido y a temperaturas y presiones bajas en forma de parafina, hidratos de gas, hielo o crudos de alto punto de flujo. Estos al ser hallados en un yacimiento petrolífero o pozos, se encuentran como fluidos, en estado líquido o gaseoso, o frecuentemente en ambos.⁸⁷

La Ley de Hidrocarburos de Guatemala define los yacimientos de gas natural como los hidrocarburos que se encuentren en estado gaseoso, a la temperatura de quince grados con cincuenta y seis centésimos de grados centígrados (15.56°C), la cual equivale a sesenta grados Fahrenheit (60°F), y a condiciones de presión normal atmosférica a nivel del mar.⁸⁸

Los yacimientos de gas natural se clasifican en yacimientos de gas seco, de gas húmedo y de gas condensado, cada uno de ellos diferenciados por la presión y temperatura inicial.

El hidrocarburo que se extrae del Hillbank superior en su zona productora, a través del pozo Ocultún-2X ha sido clasificado como un gas condensado, por medio de un estudio de presión y temperatura realizado durante las pruebas de producción.

A continuación se describe los tres tipos de yacimientos que se encuentran relacionados a gas natural.

⁸⁷B.C. Craff & M.F. Hawkins, *Ingeniería aplicada de yacimientos petrolíferos*, Madrid, España: Tecnos, S. A., 1 968, p. 2.

⁸⁸Congreso de la República, *Ley de hidrocarburos (Decreto 109-83)*. Guatemala: Ministerio de Energía y Minas –MEM-, 1 983, p. 4.

1.8.1. Yacimientos de gas seco

Este tipo de yacimientos de gas son clasificados en base a la temperatura y a su composición, en este caso la temperatura inicial de los yacimientos de gas seco excede a la cricondentérmica, es decir que sobrepasa el punto de temperatura máxima en la curva envolvente de la región de dos fases en el diagrama de composición presión-temperatura, de fluidos de yacimientos; y están constituidos mayoritariamente por metano, con rastros de hidrocarburos superiores, que en superficie no condensan.⁸⁹

Debido a la alta energía cinética de las moléculas ya a su baja atracción, no alcanzan la forma de líquidos a la presión y temperatura del tanque de almacén.

Schlumberger indica que un gas seco es:

“Gas natural que existe en ausencia de condensado o hidrocarburos líquidos, o gas del que se han eliminado los hidrocarburos condensables. El gas seco posee normalmente una relación gas-petróleo que excede 100 000 SCF/STB”.⁹⁰

⁸⁹ *Tipos de yacimientos*. <http://ingenieria-de-petroleo.lacomunidadpetrolera.com/2009/04/tipos-de-yacimientos.html> (02 de abril de 2015).

⁹⁰ *Concepto de gas seco*, http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/d/dry_gas.aspx. (02 de abril de 2015).

1.8.2. Yacimientos de gas húmedo

La temperatura inicial de este tipo de yacimientos supera la temperatura cricondentérmica y están compuestos por hidrocarburos livianos a intermedios, los que no se condensan en el reservorio pero si lo hacen en superficie (en el separador).⁹¹

Como consecuencia de la disminución en la energía cinética de las moléculas de gas más pesadas originando un aumento en las fuerzas de atracción transformándose parte de este gas en líquido.

Schlumberger indica que un gas húmedo es:

“Gas natural que contiene menos metano (normalmente menos de 85% de metano), y más etano y otros hidrocarburos más complejos. Gas natural que contiene una cantidad significativa de hidrocarburos pesados. El propano, el butano y otros hidrocarburos líquidos se pueden licuar”.⁹²

1.8.3. Yacimientos de gas condensado

Según Schlumberger, un condensado es una fase de hidrocarburo líquido de alta gravedad API y baja densidad, el cual está asociado al gas natural. Su formación depende de las

⁹¹*Tipos de yacimientos.* <http://ingenieria-de-petroleo.lacomunidadpetrolera.com/2009/04/tipos-de-yacimientos.html> (02 de abril de 2015).

⁹²*Concepto de gas húmedo,* http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/d/dry_gas.aspx (02 de abril de 2015)

condiciones de temperatura y presión existentes en el yacimiento, que permiten la condensación.⁹³

El autor del sitio *web* hace referencia a los yacimientos de gas condensado:

“Son reservorios en donde la mezcla de hidrocarburos se mantiene gaseosa o en el punto de rocío a condiciones iniciales de yacimientos pero luego al entrar en la región bifásica presenta condensación retrógrada durante la reducción de la presión a temperatura constante hasta cierto punto en el cual la saturación del líquido empieza a descender. En este tipo de yacimientos la temperatura presente se encuentra entre la temperatura crítica y la temperatura cricondentérmica, la relación gas-petróleo de producción se encuentra entre 5000 y 10000 PCN/BN (Pies cúbicos Normales sobre Barriles Normales), el líquido producido puede ser incoloro, amarillo o rara vez negro y presenta una gravedad API entre 40° y 60°”.⁹⁴

Asimismo la Ley de Hidrocarburos de Guatemala indica que un gas condensado se puede clasificar como aquellos hidrocarburos líquidos ligeros obtenidos por condensación del gas natural, condensado que consiste de una variada proporción de propano, butanos, pentanos y fracciones más pesadas con un poco o nada de etano y metano.⁹⁵

⁹³*Concepto de condensado*, <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/condensate.aspx> (02 de abril de 2015).

⁹⁴*Comportamiento de fase de petróleo y gas*. <https://www.clubensayos.com/Tecnolog%C3%ADa/COMPORTAMIENTO-DE-FASE-DE-PETROLEO-Y-GAS/285041.html> (01 de abril de 2015).

⁹⁵ Congreso de la República, *Ley de hidrocarburos (Decreto 109-83)*. Guatemala: Ministerio de Energía y Minas –MEM-, 1 983, p. 3.

CAPÍTULO 2

METODOLOGÍA

2.1. El Problema

Tomando en cuenta las condiciones actuales del campo Ocultún y el pozo Ocultún-2X, es importante estimar el volumen de hidrocarburos contenidos en el yacimiento, lo que conllevaría a la ampliación de las facilidades de producción y la realización de pozos futuros.

Por medio de los registros eléctricos del pozo Ocultún-2X se determinó el volumen contenido de gas y petróleo en sitio, en el miembro Cobán D superior, que es la zona productora, tomando en consideración estos datos, se planteó el siguiente problema:

¿Cuál es la cantidad de gas y petróleo original en sitio (POES) y las reservas del miembro Cobán D superior en el campo Ocultún, La Libertad, Petén?

2.2. Planteamiento del Problema

Actualmente, el pozo Ocultún-2X se encuentra en la etapa de pruebas de producción, teniendo una producción diaria promedio de 343 barriles, con presión promedio en cabeza de pozo de 1 700 PSI (presión natural o presión de formación).

La zona donde se encuentra el yacimiento o zona productora es el miembro Cobán D superior, también conocido como facies Hillbank, el cual tiene un espesor de 135 pies (41,2 m), desde 10 454 pies (3 187,2 m) hasta 10 589 pies (3 228,4 m).

Se desconoce el volumen de petróleo, gas y agua contenido en el yacimiento por lo que se hizo necesaria esta investigación, ya que con ello se podrá tener un estimado de producción y por consiguiente los pozos necesarios para explotar la zona.

2.3. Hipótesis

Dadas las condiciones actuales y las pruebas de producción del pozo Ocultún-2X, el petróleo original en sitio supera los 100 millones de barriles, como reservas probables del yacimiento.

2.4. Antecedentes

En Guatemala existen tres cuencas sedimentarias, las cuales han alcanzado diferentes niveles de desarrollo hidrocarburífero debido principalmente a la intensidad de las actividades de exploración y explotación, siendo estas: Amatique, Pacífico y Petén. La cuenca Petén, abarca la parte Norte del país, a la vez está cuenca es subdividida en dos sub-cuencas nombradas como Petén Norte o Paso Caballos y Petén Sur o Chapayal, las cuales son separadas por el Arco de la Libertad.

La capacidad productiva de la cuenca Petén ha sido evidenciada en varias oportunidades y probada por la existencia de campos productores de hidrocarburos líquidos, como lo son el campo Xan y Chocop en la cuenca Petén Norte y los campos Atzam, Yalpemech, Tierra Blanca, Chinajá y Rubelsanto en la cuenca Petén Sur.

Las primeras 2 estructuras que obtuvieron cantidades notables de petróleo durante las pruebas de formación fueron Tortugas, que no fue considerada como campo comercial y Rubelsanto que fue declarada descubrimiento comercial en el año 1976, que según los cálculos de reservas alcanzaban los 38 millones de barriles en sitio¹.

Dos importantes trabajos regionales se han realizado en Guatemala, en la exploración de hidrocarburos, siendo el primero, el elaborado por Norconsult² en el que se describen las 3 cuencas hidrocarburíferas de Guatemala, mediante la compilación de información existente en el Ministerio de Energía y Minas, en este documento se detallan la estratigrafía de las cuencas mediante la interpretación de los pozos perforados hasta el año 1987, además se indican algunas interpretaciones sísmicas y se incluyen correlaciones de pozos, mapas aeromagnéticos, gravimétricos, isócronos y estructurales.

Ph. D. Terence C. Blair³ y su grupo de asociados, en una empresa consultora referente a geología, realizó un trabajo regional en el que se incluye la estratigrafía, facies sedimentarias y geología del petróleo de la cuenca Petén, el cual se basó en la investigación, análisis e interpretación de la información obtenida de 34 pozos existentes.

En el área de contrato 1-2006 se encuentran perforados 3 pozos, uno de ellos con una desviación. El primero, Ocultún-1, se perforó en

¹ Ministerio de Economía, *Adelantos de la exploración petrolera en Guatemala*, Guatemala: Departamento de Fomento Petrolero, Dirección General de Minería e Hidrocarburos, 1977, p. 11.

² Programa para el desarrollo de las Naciones Unidas –PNUD-, *Geología petrolera de Guatemala*, Guatemala, Guatemala: -PNUD-, Norconsult A.S., 1988.

³ Terence Blair, *Regional stratigraphy, sedimentary facies and petroleum geology of the Petén basin of Guatemala based on a 34 well investigation*, Guatemala: Geological Consultant, Blair & Associates, 1992.

1985 por la empresa Texaco en el antiguo contrato 1-84, teniendo una profundidad final de 10 812 pies (3 296,3 m), el cual no fue productor de hidrocarburos.

En cuanto a trabajos de evaluación sísmica, la empresa Petróleo y Gas Ramrod, realizó una interpretación sísmica del reprocesamiento de 584 kilómetros de líneas sísmicas realizadas en el contrato ya vencido 1-95, dicho estudio no mostro buenos resultados por lo que se decidió realizar una campaña sísmica en dos y tres dimensiones.

En el reporte final de la campaña sísmica 3D y 2D presentado por la empresa Petróleo y Gas Ramrod, llevada a cabo en el área del referido contrato 1-95, se logra identificar una serie de mapas isócronos que muestra los tiempos de viaje hasta un determinado evento sísmico o reflexión mediante curvas de contornos, los cuales se encuentran referidos a la Formación Todos Santos, Hillbank y Zona de Xan.

A partir del 20 de septiembre del año 2006, entró en vigencia el contrato de exploración 1-2006, actualmente operado por City Petén, S. de R. L., dicha empresa perforó tres pozos: Ocultún-1XCH, Ocultún-2X y Ocultún3X. El primero, fue perforado en el 2011, el cual es una desviación del ya perforado por Texaco, Ocultún-1, el cual tuvo una profundidad final medida de 12 004 pies (3 659,8 m).

Los siguientes pozos, Ocultún-2X y Ocultún-3X se perforaron en el año 2012 a profundidades finales de 12 936 pies (3 944 m) y 2 461 pies (750,3 m) respectivamente. De estos solamente el Ocultún-2X es productor de hidrocarburos.

Actualmente el pozo Ocultún-2X se encuentra en pruebas de producción, con una producción diaria variable entre 330 a 335 barriles, a presión natural.

Anterior a la perforación de los pozos, en el área de contrato 1-2006 se realizó una reinterpretación de la sísmica 3D realizada primeramente por Petroleo & Gas Ramrod. En esta queda en evidencia que el tipo de trampa en que se encuentra el yacimiento está influenciada por un domo salino.

Se realizó mapas de profundidades para las zonas de interés, Xan, Mactún, Hillbank, Todos Santos y la Sal, de los cuales, el mapa isópaco a nivel del Hillbank fue utilizado en la presente investigación para realizar el cálculo del área y volumen del yacimiento.

2.5. Justificación

La exploración de hidrocarburos y por consiguiente la explotación de los mismos en Guatemala son de importancia para la generación de fuentes de trabajo para muchos guatemaltecos profesionales, técnicos y obreros, además genera mano de obra indirecta en el área de transporte terrestre, aéreo y marítimo, contribuye a la construcción de infraestructura y capacitación del personal y la generación de ingresos del Estado, que forman parte del presupuesto general de la nación y que son necesarios para la ejecución de los proyectos de desarrollo del país.

Esta investigación se realizará con el fin de determinar el petróleo y gas original en sitio, que es el contenido volumétrico de hidrocarburos almacenados en el yacimiento, lo cual es de gran importancia tanto para el Ministerio de Energía y Minas como para el Estado de Guatemala.

Por medio de éste cálculo se podrá determinar la cantidad de pozos a perforar en la estructura. Además sirve para la adquisición e instalación de los mecanismos de extracción y almacenamiento de hidrocarburos y sus interrelaciones en superficie.

2.6. Alcances y Límites

2.6.1. Alcances

La investigación se centrará en determinar por medio de información geológica del área y de la interpretación de la información obtenida en la perforación del pozo Ocultún-2X, el volumen de gas y petróleo que se encuentra en la zona productora del miembro Cobán D superior (Facies Hillbank).

Las propiedades físicas de la roca como porosidad y resistividad se tomarán como homogéneas a toda el área del yacimiento y se medirán de manera indirecta en los registros del pozo, por lo que este estimado deberá ser mejorado cuando se perforen más pozos.

2.6.2. Límites

La presente investigación está limitada desde el inicio de la perforación hasta las pruebas de producción en el pozo Ocultún-2X.

2.7. Objetivos

2.7.1. General

Determinar el volumen de gas y petróleo original en sitio y las reservas del miembro Cobán D superior en el campo Ocultún,

La Libertad, Petén, mediante registros eléctricos del pozo Ocultún-2X.

2.7.2. Específicos

Establecer el área del miembro Cobán D superior, utilizando el límite estructural y el mapa isópaco de la zona.

Diferenciar la litoestratigrafía, porosidad y resistividad mediante el análisis e interpretación de los registros de litodensidad, densidad-neutrón y resistividad.

Estimar la saturación de agua en el miembro Cobán D superior mediante la fórmula de Archie, como parte de la metodología del cálculo del POES.

2.8. Método Investigativo

Para realizar una estimación de hidrocarburos contenidos en un yacimiento se utilizan diversas herramientas metodológicas basadas en el grado de desarrollo que estos posean y a la información geológica disponible, que incluye, el conocimiento de la litología, las secuencias estratigráficas y cambios de facies, los límites del yacimiento definidos por fallas y discordancias, asimismo los registros geofísicos de pozos y la obtención parámetros físicos de las rocas como lo son porosidad y resistividad, entre otros.

El método de evaluación utilizado en la presente investigación es el método volumétrico, con el cual se determinó la cantidad de petróleo y gas en sitio, mediante los parámetros que definen el yacimiento: volumen

del yacimiento, porosidad y saturación de agua en la roca almacén, los factores volumétricos y datos de producción.

A continuación se describen los factores que fueron empleados en la presente investigación:

2.8.1. Área y espesor del yacimiento

Los datos de área y espesor del yacimiento o la roca almacén son de gran importancia para el cálculo volumétrico de hidrocarburos ya que es en base a estos parámetros que se realiza el cálculo.

El área del reservorio está dada en acres y se obtuvo a partir del límite estructural del yacimiento definido en el mapa isópaco del área en estudio.

El espesor del reservorio está medido en pies el cual al ser multiplicado por el área dio como resultado el volumen del reservorio. El espesor del yacimiento se obtuvo de los registros eléctricos del pozo y se identifica por cambios en la litología, la densidad y resistividad de la roca.

Cabe indicar que para obtener un resultado más detallado del volumen del yacimiento se utilizó la ecuación piramidal ya que su utilización aproxima a la realidad el comportamiento del yacimiento.

La ecuación para el cálculo del volumen de un tronco de pirámide se denota por:⁴

$$\Delta V_b = \frac{h}{3} (A_n + A_{n+1} + \sqrt{A_n A_{n+1}})$$

Dónde:

ΔV_b = Volumen bruto (acres-pies)

h = Intervalo en pies entre las líneas isópacas

A_n = Área en acres encerrada por la línea isópaca inferior

A_{n+1} = Área en acres encerrada por la línea isópaca superior

Esta fórmula es empleada para determinar el volumen entre líneas isopacas sucesivas y cuyo volumen total, es la suma de los volúmenes individuales.

2.8.2. Tipo de roca

Se obtuvo mediante el análisis de las muestras obtenidas durante la perforación del pozo Ocultún-2X y los parámetros observados en los registros de pozo (densidad-neutrón).

En este caso se identifica el tipo de roca para poder determinar la porosidad de la matriz (g/cm^3), la cual está incluida en la fórmula para el cálculo de la densidad.

⁴ B.C. Craft & M.F. Hawkins, *Ingeniería aplicada de yacimientos petrolíferos*, Madrid, España: Tecnos, S. A., 1968, p. 47.

Para este proyecto la densidad de la matriz se toma como homogénea a toda el área y espesor del yacimiento debido a que no se cuenta con datos específicos de la roca debido al poco desarrollo del campo.

2.8.3. Densidad

La densidad se utilizó para determinar la porosidad de densidad de la roca y se calculó mediante la fórmula⁵:

$$\phi_d = \frac{\delta_{ma} - \delta_b}{\delta_{ma} - \delta_f} * 100$$

Dónde:

ϕ_d = Porosidad de densidad (%)

δ_{ma} = Densidad de la matriz (g/cm³)

δ_b = Densidad de la formación, medida en el registro de densidad (g/cm³)

δ_f = Densidad del fluido de perforación (g/cm³)

La densidad de la matriz (δ_{ma}) está dada por el tipo de roca al que pertenece el almacén o reservorio, la cual es determinada en este caso con el registro de densidad, la densidad de la formación rocosa (δ_b) es la medida directamente en el registro de densidad de la formación (g/cm³) y la densidad del fluido de perforación (δ_f), es la densidad con la que se perforó el intervalo en estudio.

⁵ John T. Dewan, *Essentials of modern open-hole log interpretation*. Oklahoma, United States of America: Penn well books publishing company, 1 983, p. 105.

La densidad de matriz (δ_{ma}) medida en g/cm^3 y en la interpretación de registros suelen utilizarse los datos mostrados en el cuadro 6.

CUADRO 6
DENSIDADES DE MATRIZ GENERALMENTE UTILIZADAS

δ_{ma} (g/cm^3)	Litología
2,65	Arenas, areniscas y cuarcitas
2,68	Caliza arenosa y limos arenosos
2,71	Calizas
2,87	Dolomías

Fuente: John T. Dewan, *Essentials of modern open-hole log interpretation*. Oklahoma, United States of America: Penn well books publishing company, 1 983, p. 105.

2.8.4. Porosidad

La porosidad promedio se determinó mediante el análisis de la porosidad de densidad (ϕ_d) y la porosidad neutrón (ϕ_n), está última tomada directamente del registro de porosidad neutrón. Esta es considerada como la porosidad más importante en el estudio de registros eléctricos ya que es la utilizada para el cálculo de reservas de hidrocarburos.

La fórmula para determinar la porosidad promedio en la interpretación de registros es⁶:

$$\phi = \frac{(\phi_d + \phi_n)}{2}$$

⁶ John T. Dewan, *Essentials of modern open-hole log interpretation*, p. 131.

Dónde:

ϕ_d = Porosidad de densidad

ϕ_n = Porosidad neutrón

2.8.5. Saturación de agua

La saturación de agua se determinó mediante la fórmula de Archie, la cual indica que⁷:

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

Dónde:

a = Factor de tortuosidad

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

R_t = Resistividad de la formación ($\Omega.m$)

ϕ = Porosidad (%)

m = Exponente de cementación

n = Exponente de saturación

En esta fórmula se relacionan la porosidad (ϕ), la resistividad de la formación (R_t) y la resistividad del agua de la formación (R_w). Al reunir estos factores se establece que conforme la porosidad disminuye la cantidad de agua disponible que pueda conducir corriente eléctrica también disminuye lo cual colabora en un incremento de la resistividad de la formación (R_t).

Esta relación existente entre la porosidad y la resistividad del agua de la formación son de vital importancia para el estudio de un

⁷ John T. Dewan, *Essentials of modern open-hole log interpretation*, p. 19-21.

yacimiento ya que puede variar el valor de la resistividad de la formación, en base a esto se utilizan los factores de tortuosidad (a) y de cementación (m).

Para este caso el factor de tortuosidad (a), y los exponentes de cementación (m) y de saturación (n), fueron utilizados en base a los valores estándar en la interpretación de carbonatos, debido a que estos se obtienen mediante el análisis especial de núcleos, con los cuales no se contó.

En el cuadro 7 se muestran los valores estándar del factor de tortuosidad y exponente de cementación utilizados en la industria petrolera, los cuales están basados en litología y porosidad.

**CUADRO 7
VALORES DEL FACTOR DE TORTUOSIDAD Y EXPONENTE DE
CEMENTACIÓN**

	CARBONATOS	ARENAS	
		Porosidad > 16% (Humble)	Porosidad < 16% (Tixier)
a	1,0	0,62	0,81
m	2,0	2,15	2,0

Fuente: *Registros geofísicos, México: Schlumberger, nst., s/f, p. 33.*

La resistividad del agua de la formación es fue otro dato indispensable, el cual, para su cálculo necesita un análisis independiente con la toma de muestras en los intervalos necesarios, este dato aún no se ha determinado por parte de la empresa operadora y para el cual se necesitan datos como: potencial espontáneo estático, temperatura de la formación, la

resistividad equivalente del filtrado de lodo, datos con los que actualmente no se cuenta. Por lo tanto para éste caso se empleó un valor conocido de Resistividad del agua de formación (R_w).

La medición de la resistividad de la formación (R_t) se realizó mediante el análisis de los registros de resistividad: *Laterolog Shallow Resistivity*, *Laterolog Deep Resistivity* y *Rxo Resistivity*, cuyos valores obtenidos están dados en $\Omega.m$. Estos registros se obtuvieron durante la perforación del pozo Ocultún-2X.

La resistividad de la formación se determinó con los registros de resistividad antes mencionados (*LLD*, *LLS*, *Rxo*), éstos se analizan mediante tablas aprobadas por la compañía de registros (anexos 1 y 2).

2.8.6. Determinación volumétrica del gas y petróleo original en sitio

De manera general, el cálculo volumétrico de hidrocarburos se realiza mediante la fórmula⁸:

$$POES = \frac{7\,758 * A * h * \phi * (1 - S_{wi})}{Boi}$$

Dónde:

POES = Petróleo Original en Sitio

A= Área del yacimiento (Acres)

⁸ Freddy Huberto Escobar Maculao, *Fundamentos de Ingeniería de yacimientos*, Colombia: Universidad Surcolombiana, 2 007, p. 188.

h = Espesor del reservorio (pies)

Φ = Porosidad de la roca reservorio (%)

S_{wi} = Saturación inicial de agua

B_{oi} = Factor volumétrico de formación inicial de petróleo (BY/BN)

Para esta fórmula la constante 7 758 es un factor de conversión que está dado en bbl/1acre-pie, debido a que el volumen está dado en acre-pie, dicha unidad se debe convertir a barriles, esto se hace por medio de los factores de conversión: 43 560 pie²/acre y 5 615 pie³/bbl, dividiendo estos factores se obtiene 7 758 bbl/acre.pie. La porosidad de la roca y la saturación de agua están dadas en porcentajes⁹.

El cálculo del gas original en sitio se realiza mediante la fórmula¹⁰:

$$GOES = \frac{43\,560 * A * h * \Phi * S_{gi}}{B_{gi}}$$

Dónde:

GOES = Gas Original en Sitio

A = Área del yacimiento (Acres)

h = Espesor del reservorio (pies)

Φ = Porosidad de la roca reservorio (%)

S_{gi} = Saturación inicial de gas

B_{gi} = Factor volumétrico de formación inicial de gas (PCY/PCN)

⁹ Escobar, *Fundamentos de Ingeniería de yacimientos*, p. 188.

¹⁰ Craft & Hawkins, *Ingeniería aplicada de yacimientos petrolíferos*, p. 46.

Al igual que en la fórmula utilizada para el cálculo del petróleo original en sitio, el área del yacimiento está dada en acres-pie y el espesor en pies, pero difiere en que la forma de medir la cantidad de gas es en pies cúbicos estándar, por lo tanto la fórmula del gas original en sitio utiliza el factor de conversión 43 560 pie²/acre.

La saturación inicial de gas, es el valor que se obtuvo a partir de la fórmula de saturación, descrita en el capítulo 1, la cual indica¹¹:

$$S_w + S_o + S_g = 1$$

Dónde:

S_w =Saturación de Agua

S_o =Saturación de Petróleo

S_g =Saturación de Gas

El valor calculado de gas original en sitio equivale a la cantidad de gas en pies cúbicos estándar originalmente en el yacimiento, y fue determinado primeramente en esta investigación, ya que el hidrocarburo en producción ha sido clasificado como un gas condensado.

Para ello se determinó los siguientes parámetros:

¹¹ John T. Dewan, *Essentials of modern open-hole log interpretation*, Oklahoma, United States of America: Penn well books publishing company, 1983, p. 6.

a. Factor volumétrico del gas

Este valor permite relacionar el volumen de gas a condiciones de yacimiento y a condiciones de superficie, es decir a condiciones normales de presión y temperatura (P= 17,4 PSI; T= 60 °F). Normalmente para realizar el cálculo del factor volumétrico del gas, las temperaturas se trabajan en grados Rankine (°R), cuyo factor de conversión es: °F = Ra – 459,67.

El factor volumétrico del gas es habitualmente expresado en pies cúbicos o barriles de volumen en el yacimiento por pie cúbico de gas a condiciones estándar (P= 17,4 PSI; T= 60 °F). Aunque también puede ser representado en pies cúbicos a condiciones normales por pie cúbico o barril de volumen en el yacimiento.¹²

Para la determinación de este valor se utilizan los valores conocidos a condiciones estándar de presión y temperatura, asimismo es necesario contar con el factor de desviación del gas, la temperatura y presión del yacimiento.

La fórmula empleada es¹³:

$$Bg = \frac{P_{sc} * Z * T}{T_{sc} * P}$$

Dónde:

P_{sc} = Presión a condiciones estándar (PSI)

¹²Craft & Hawkins, *Ingeniería aplicada de yacimientos petrolíferos*, p. 43.

¹³ *Ibíd.*

Z = Factor de desviación del gas

T = Temperatura del yacimiento (°R)

T_{sc} = Temperatura a condiciones normales (°R)

P = Presión del yacimiento (PSI)

b. Fracción molar de gas

Para calcular el gas original en sitio involucrando las condiciones actuales del yacimiento y parámetros de producción determinados a partir del pozo Ocultún-2X, se calculó las proporciones molares a partir del líquido y gas en el separador.

Para determinar la fracción molar del gas se emplea la fórmula:¹⁴

$$\text{Fracción molar de gas} = \frac{\text{Moles de gas en el separador}}{\text{Moles de fluido y gas en el separador}}$$

En la cual los moles de gas en el separador están dados por la relación de producción de gas en el separador en pies cúbicos estándar y la producción de fluido en el separador junto al volumen molar estándar.

¹⁴Craft & Hawkins, *Ingeniería aplicada de yacimientos petrolíferos*, p. 102.

La relación de gas y fluido en el separador está dada por¹⁵:

$$\text{Relación Gas/Fluido} = \frac{\text{Producción diaria de gas en el separador (PCSD)}}{\text{Factor volumétrico del fluido} * \text{Producción diaria fluido (BBSD)}}$$

La producción diaria de gas en el separador está dada en pies cúbicos estándar y la producción diaria del fluido en barriles.

El volumen molar estándar está dado por 379.35 pie³/mol.lb, el cual relaciona las condiciones estándar del yacimiento de presión y temperatura.

c. Proporción molar – peso

Esta proporción está dada por la gravedad específica del fluido en el separador y el peso molecular total del gas. La fórmula para esta relación es:¹⁶

$$\frac{\text{Moles}}{\text{BBI}} \text{ en separador} = \frac{\text{Gravedad específica} * 350}{\text{Peso molecular} \left(\frac{\text{lb}}{\text{mol}} \right)}$$

¹⁵Craft & Hawkins, *Ingeniería aplicada de yacimientos petrolífero*, p. 100.

¹⁶Ibíd.

d. Gas en sitio en moles/acre pie

De este modo se calculó el gas inicial en sitio a partir de los moles iniciales por acre-pie, a partir de la ley de los gases:¹⁷

$$\text{Moles acre - pie} = \frac{43\,560 * P_y * \Phi * S_g}{zRT}$$

Dónde:

P_y = Presión del yacimiento (PSI)

Φ = Porosidad promedio (%)

S_g = Saturación de gas ($1 - S_w$)

Z = Factor de desviación del gas

R = Constante universal de los gases

T = Temperatura del yacimiento (°R)

Para realizar el cálculo del gas original en sitio a partir de las composiciones del gas y petróleo condensado en el separador, asociado al parámetro volumétrico del yacimiento se tiene que es igual a:¹⁸

$$\text{GOES} = \text{Gas} \frac{\text{Moles}}{\text{acre.pie}} * F_g * V_g * V_y$$

Dónde:

F_g = Fracción molar del gas

V_g = Volumen molar estándar ($\text{pie}^3/\text{mol-lb}$)

V_y = Volumen del yacimiento (acre.pie)

¹⁷ Craft & Hawkins, *Ingeniería aplicada de yacimientos petrolíferos*, p. 102.

¹⁸Ibíd.

Y finalmente para determinar el petróleo (condensado) original en sitio a partir de las composiciones del gas y petróleo condensado en el separador, asociado al parámetro volumétrico del yacimiento y propiedades petrofísicas de la roca se tiene que es igual a:¹⁹

$$POES = \frac{(1 - F_g) * Gas \frac{\text{moles}}{\text{acre.pie}} * V_y}{\text{Proporción} \frac{\text{molar}}{\text{peso}} * F_{vl}}$$

Dónde:

F_g = Fracción molar del gas

F_{vl} = Factor volumétrico del fluido (separador – tanque)

V_y = Volumen del yacimiento (acre.pie)

¹⁹Craft & Hawkins, *Ingeniería aplicada de yacimientos petrolíferos*, p. 102.

CAPÍTULO 3

DESCRIPCIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

3.1. Volumen del yacimiento

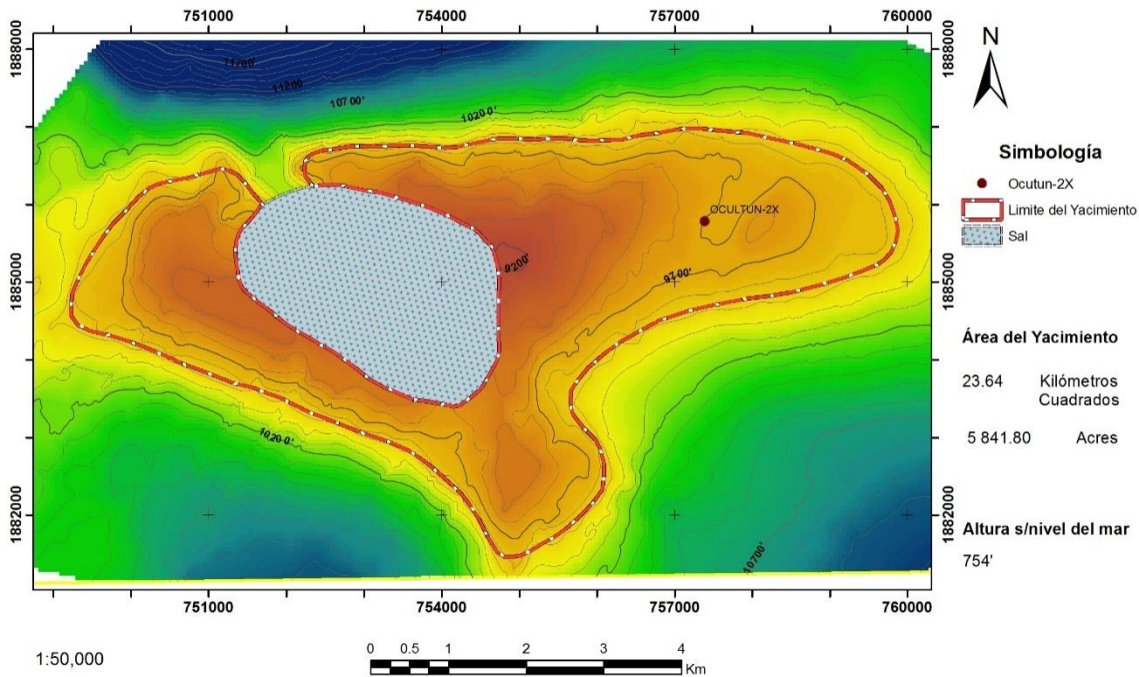
Para realizar el cálculo del área del yacimiento en la zona evaluada por el pozo Ocultú-2X, se procedió a la revisión del mapa estructural obtenido durante la reinterpretación sísmica 3D realizada en el campo Ocultún.

Para este caso se utilizó el mapa isópaco a nivel del Hillbank, en el cual se muestran las líneas de contornos de la variación del espesor de la roca en el área del yacimiento.

Para la presente investigación se evaluó el espesor del yacimiento en base a los datos proporcionados por los registros eléctricos del pozo y en base a la zona productora actual.

En la figura 13 (Anexo 3) se muestra el mapa isópaco del campo Ocultún en el que se nota el cierre práctico a una profundidad de 9 835 pies bajo nivel del mar (2 998,5 msnm), lo cual corresponde a una profundidad vertical verdadera de 10 589 pies (3 228,4 m).

FIGURA 13
MAPA ISÓPACO DEL CAMPO OCULTÚN



Fuente: investigación de campo, 2015.

El área que se encuentra dentro de este sistema generado por el domo salino, constituye un potencial almacén de hidrocarburos, lo cual se ha manifestado con las pruebas de producción del pozo Ocultún-2X.

Para obtener un resultado más detallado del volumen del yacimiento se utilizó la ecuación piramidal descrita en el capítulo 2 (Anexos 4 y 5), la cual se establece para el cálculo del volumen de un tronco de pirámide y está dada por:

$$\Delta V_b = \frac{h}{3} (A_n + A_{n+1} + \sqrt{A_n A_{n+1}})$$

Dónde:

ΔV_b = Volumen bruto (acres-pies)

h = Intervalo en pies entre las líneas isópacas

A_n = Área en acres encerrada por la línea isópaca inferior

A_{n+1} = Área en acres encerrada por la línea isópaca superior

Esta fórmula se empleó para determinar el volumen entre líneas isopacas sucesivas y cuyo volumen total, es la suma de los volúmenes individuales, para ello se hizo el cálculo de 3 áreas a diferentes profundidades, según el mapa isópaco de la figura 13 y que se detallan en el cuadro 9 (Anexos: 3, 4 y 5)

El cálculo del área se realizó utilizando el sistema de proyección de coordenadas *Universal Transverse Mercator* –UTM-, WGS84, zona 15 Norte. Este se determinó en kilómetros cuadrados y acres, siendo esta última la que se empleó en el cálculo volumétrico.

CUADRO 8
ÁREAS UTILIZADAS PARA LA DETERMINACIÓN DEL VOLUMEN DEL YACIMIENTO

AREA	PROFUNDIDAD (pies)	ÁREA (Acres)	ESPESOR ENTRE ISOPACAS (pies)
A0	10 589	5 841,8	35
A1	10 554	5 196,0	100
A2	10 454	3 753,0	0

Fuente: investigación de campo, 2015.

Al utilizar la fórmula anteriormente descrita para el cálculo del volumen del yacimiento junto con los valores descritos en el cuadro 8 se obtuvo el volumen individual entre líneas isópacas y el volumen total que es la sumatoria de los volúmenes individuales. Esto se detalla en el cuadro 9.

CUADRO 9
VOLUMENES INDIVIDUALES ENTRE ISÓPACAS Y VOLUMEN TOTAL DEL YACIMIENTO

ESPEJOR ENTRE ISOPACAS (pies)	VOLUMEN (acre-pie)	VOLUMEN TOTAL (acre-pie)
35	193 051,20	638 517,87
100	445 466,67	

Fuente: investigación de campo, 2015.

3.2. Secuencia estratigráfica

El objetivo principal de la perforación del pozo Ocultún-2X fue la exploración de las formaciones sedimentarias carbonáticas del miembro Cobán D en las facies superiores conocidas como Hillbank y las areniscas de la formación Todos Santos, las cuales se esperaban a partir de los 13 000 pies (3 963,4 m).

Durante la perforación del pozo Ocultún-2X se recolecto muestras de canal o ripios a intervalos de 10 pies (3 m), el cual varió a 5 pies (1,5 m) cada una a partir de los 10 440 pies (3 183 m), estas fueron descritas y analizadas para confirmar la litología y completar la secuencia estratigráfica del pozo.

Para esta investigación se realizó el análisis de muestras de roca a partir de 10 360 pies (3 158,5 m) hasta 10 625 pies (3 239,3 m), con lo cual se cubre el espesor total de la zona de interés para producción de hidrocarburos. A continuación se describen los tipos de roca hallados durante la perforación del pozo Ocultún-2X.

3.2.1. Anhidrita

La roca anhidrita perforada es de tonalidad blanco a crema con variación a gris claro y en ocasiones café claro, suave a

moderadamente dura, es masiva, de brillo opaco, ocasionalmente redondeada, eventualmente microcristalina.

3.2.2. Caliza

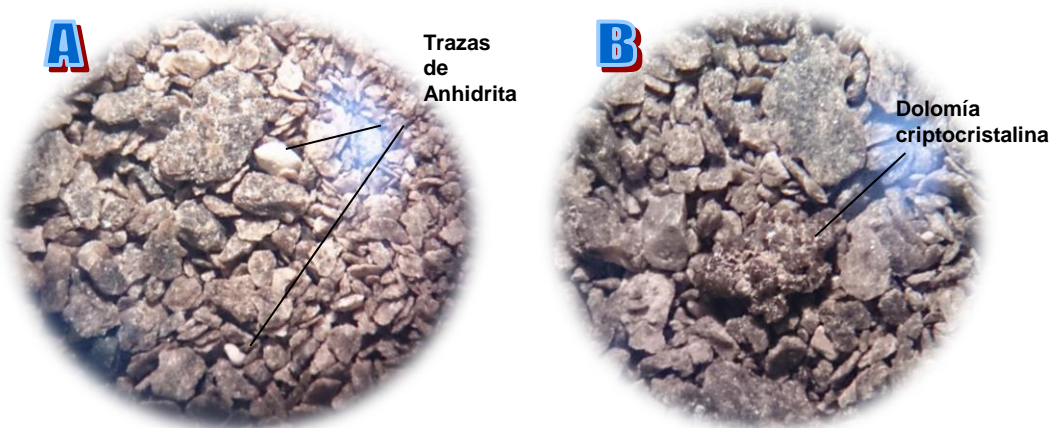
Roca de color café claro a gris claro y en ocasiones gris oscuro, semidura a dura, microcristalina, en parte arcillosa.

3.2.3. Dolomía

Es de color café claro a café, moderadamente dura, microcristalina a criptocristalina, de aspecto sacaroide, sin porosidad visible.

En la fotografía 1, se muestran los recortes obtenidos en los intervalos de 10 460 pies (3 189 m) a 10 465 pies (3 190,5 m) (A) y de 10 490 pies (3 198,2 m) a 10 495 pies (3 199,7 m) (B), ambos intervalos pertenecientes a la zona productora del pozo Ocultún-2X, y donde predomina la dolomía.

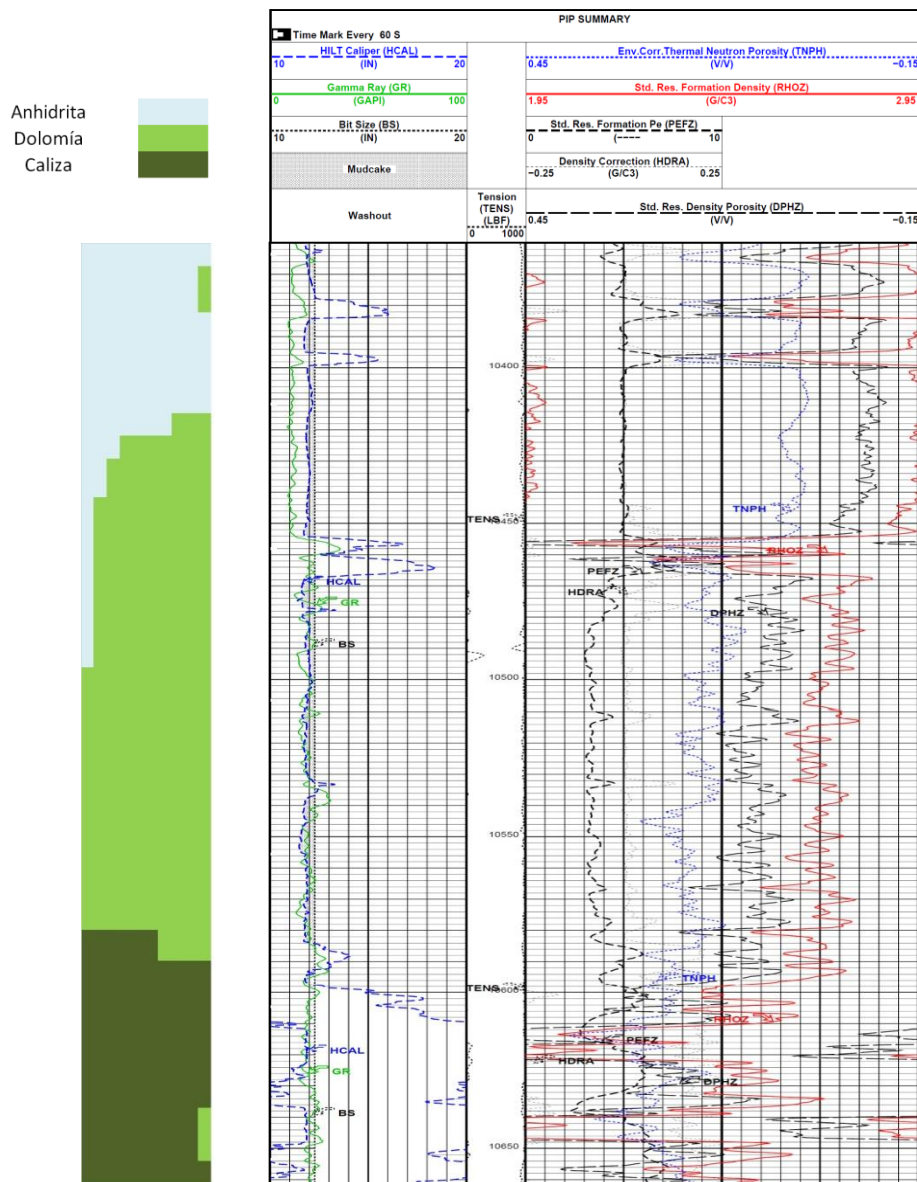
FOTOGRAFÍA 1
MUESTRA DE ROCA VISTA EN ESTEREOSCOPIO



Tomada por: José Miguel Oxom Ramirez, 2015.

En base al análisis secuencial de muestras obtenidas durante la perforación del pozo Ocultún-2X se realizó la columna litológica, la cual se muestra en la figura 14, en ella se contrasta con el registro de rayos gamma y de densidad.

FIGURA 14
COLUMNA LITOLÓGICA DEL POZO OCULTÚN-2X

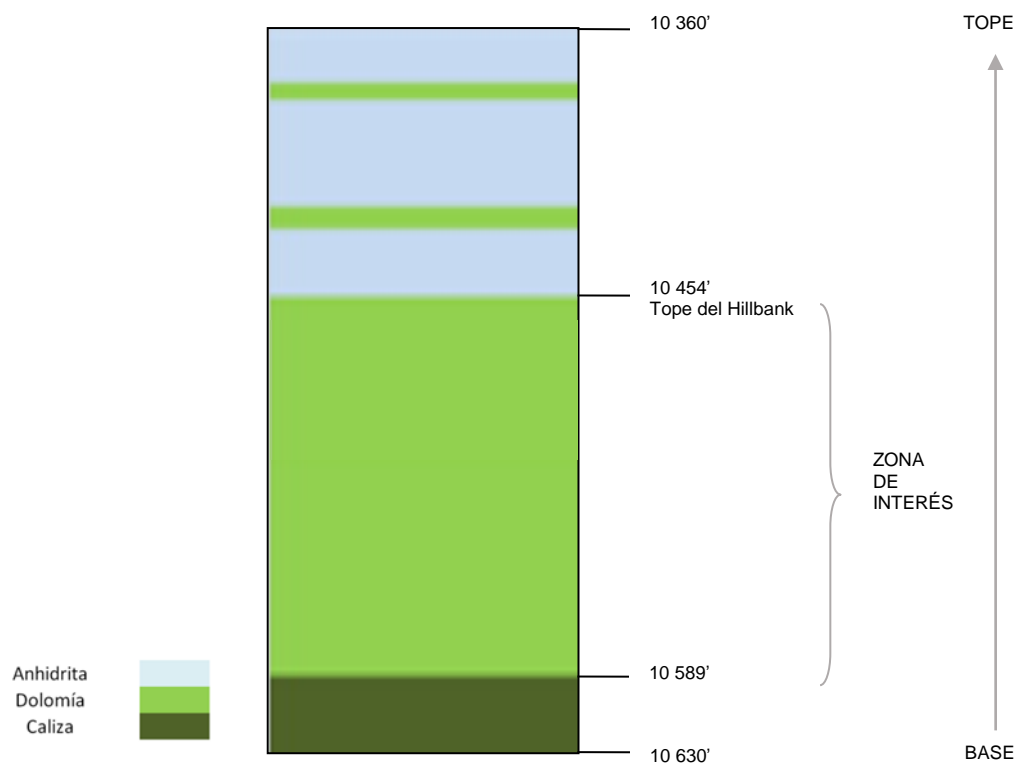


Fuente: investigación de campo, 2015

Al realizar el análisis del porcentaje de la litología, el registro de rayos gamma y el registro de densidad, se puede determinar los cambios litológicos a la profundidad real y realizar la columna estratigráfica de la zona de interés.

En la figura 15 se muestra la columna estratigráfica del pozo Ocultún-2X, a partir de 10 630 pies (3 241 m) en la base hasta 10 360 pies (3 158,5 m) en el techo, la cual cubre los 135 pies (41,2 m) que corresponden a la zona de interés.

FIGURA 15
COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL POZO OCULTÚN-2X EN LA PARTE DEL HILLBANK SUPERIOR



Fuente: investigación de campo, 2015.

La columna litoestratigráfica anteriormente citada expone los 135 pies de espesor neto (41,2 m) correspondientes a la zona a evaluar como almacén de hidrocarburos, la cual esta forma por dolomía con incrementos de anhidrita e intercalaciones de carbonatos hacia el techo y variando a caliza hacia la base de la secuencia.

3.3. Análisis de los registros de pozo

El análisis de los registros del pozo Ocultún-2X está enfocado para la obtención de los parámetros de porosidad y resistividad, fueron necesarios para realizar el cálculo volumétrico de hidrocarburos contenidos en la sección del miembro Cobán D, Hillbank superior.

3.3.1. Determinación de la porosidad

La porosidad, clasificado como uno de los factores primordiales para el cálculo volumétrico de hidrocarburos contenidos en una roca almacén, se determinó mediante el análisis del registro de densidad, que incluye: Litodensidad y porosidad neutrón corregido, los cuales se corrieron durante la perforación del pozo Ocultún-2X.

Como bien se explicó en el marco metodológico, para obtener el parámetro de densidad de porosidad se necesita aplicar la fórmula:

$$\varnothing d = \frac{\delta ma - \delta b}{\delta ma - \delta f} * 100$$

Dónde:

$\varnothing d$ = Porosidad de densidad (%)

δma = Densidad de la matriz (g/cm³)

$\bar{\delta}_b$ = Densidad de la formación, medida en el registro de densidad (g/cm^3)

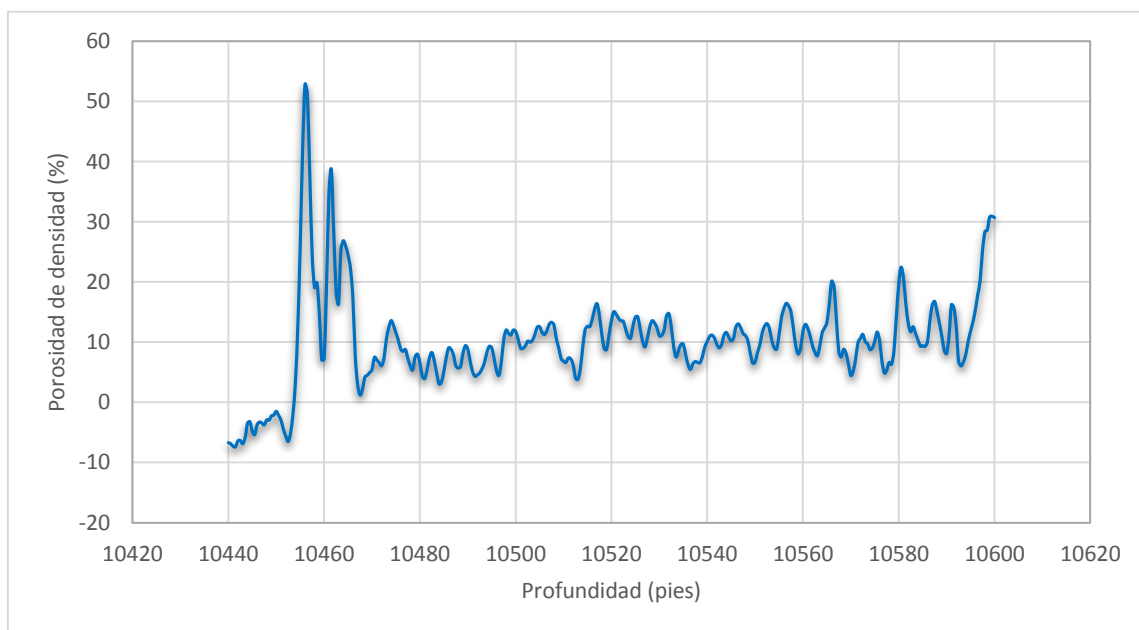
$\bar{\delta}_f$ = Densidad del fluido de perforación (g/cm^3)

Para este caso se establece que la densidad de la matriz ($\bar{\delta}_{ma}$) es de $2,85 \text{ g/cm}^3$ correspondiendo litológicamente a dolomía, que es la roca almacén. Y el fluido con el cual se perforó esta sección del pozo Ocultún-2X, tuvo una densidad de $1,4 \text{ g/cm}^3$.

Los datos medidos de densidad de la formación proporcionados por el registro, densidad neutrón y el cálculo de la porosidad de densidad, se pueden observar en el anexo 6.

En la gráfica 1 se muestra la variación de la porosidad de densidad con respecto a la profundidad.

GRÁFICA 1
VARIACIÓN DE LA POROSIDAD DE DENSIDAD vs PROFUNDIDAD



Fuente: investigación de campo, 2015.

En los intervalos de 10 455 pies a 10 459 pies (3 187,5 – 3 188,7 m) y de 10 460 a 10 466 pies (3 189 – 3 191 m) se muestra un incremento en el porcentaje de la porosidad de densidad, esto ocurre debido a que en esos intervalos ocurrió un derrumbe de las paredes del pozo, lo que afecta la lectura del registro.

Como se puede observar desde el intervalo de 10 440 pies hasta 10 454 pies (3 183 – 3 187,2 m), los porcentajes en porosidad de densidad tienden a ser negativos, esto debido al tipo de roca, la cual corresponde a anhidrita. Este tipo de roca es la que sirve de sello al yacimiento.

La porosidad, la cual se utilizó directamente en el cálculo de saturación de agua, se determinó mediante el análisis de la porosidad de densidad (ϕ_d) y la porosidad neutrón (ϕ_n), esta última tomada directamente del registro de porosidad neutrón.

La fórmula que se aplicó para determinar la porosidad de la formación es:

$$\phi = \frac{(\phi_d + \phi_n)}{2}$$

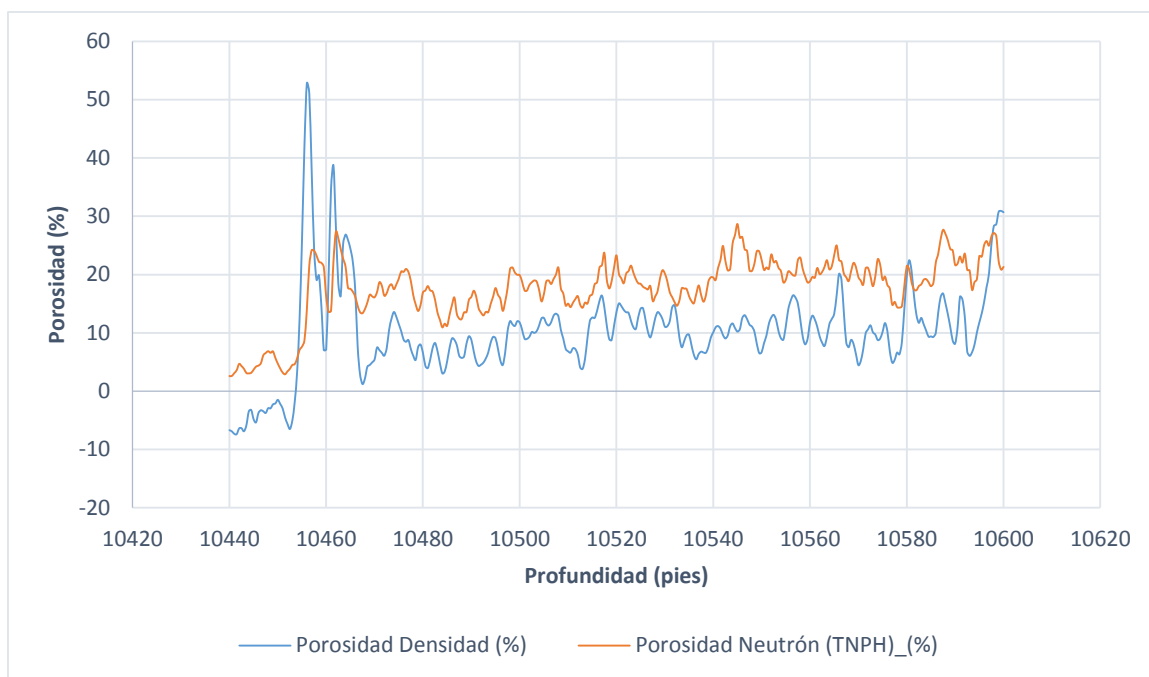
Donde:

ϕ_d = Porosidad de densidad

ϕ_n = Porosidad neutrón

En la gráfica 2 se muestra el contraste entre la porosidad de densidad (%) y la porosidad neutrón (%), dentro de la zona evaluada.

GRÁFICA 2
POROSIDAD DE DENSIDAD vs POROSIDAD NEUTRÓN

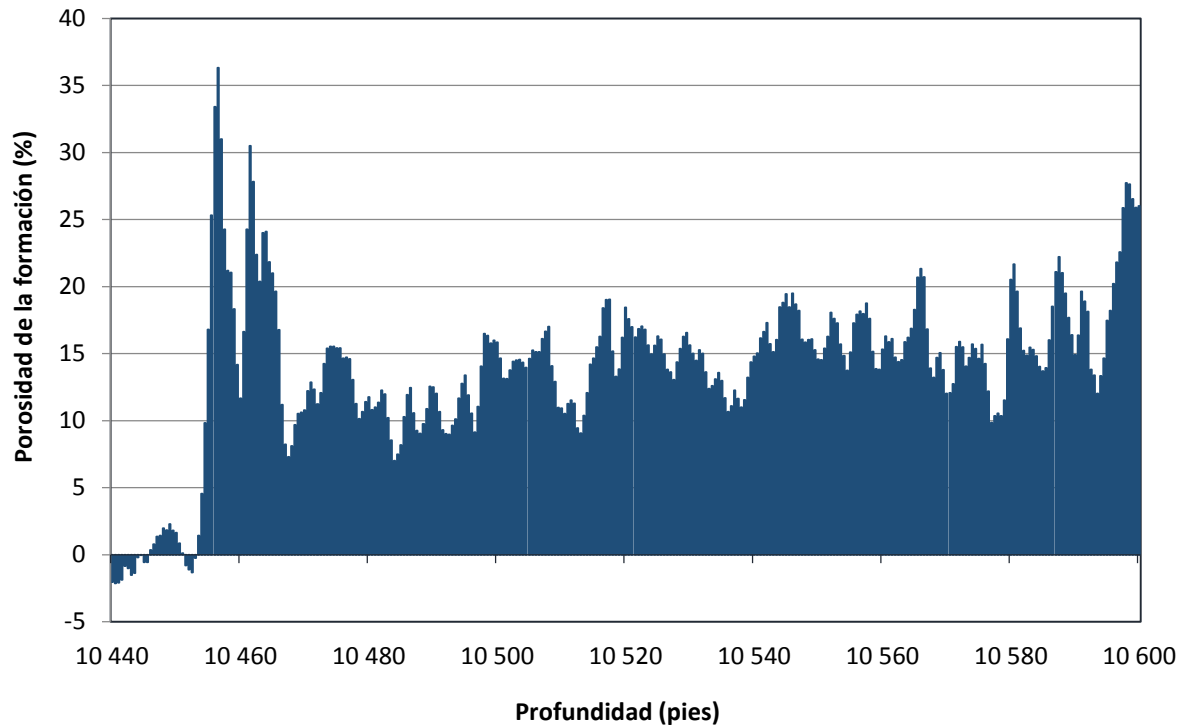


Fuente: investigación de campo, 2015.

El registro de porosidad neutrón responde a la presencia de átomos de hidrógeno en la formación evaluada, los cuales pueden provenir de átomos combinados químicamente con los minerales que conforman la matriz de la roca y al volumen de agua y petróleo.

Con base en los datos expuestos en el anexo 6 y la fórmula anteriormente descrita para la determinación de la porosidad de la formación, se muestra la gráfica 3 que relaciona la porosidad de la formación en el intervalo que cubre el yacimiento y la variación que tiene con respecto a la profundidad.

GRÁFICA 3
POROSIDAD DE LA FORMACIÓN vs PROFUNDIDAD

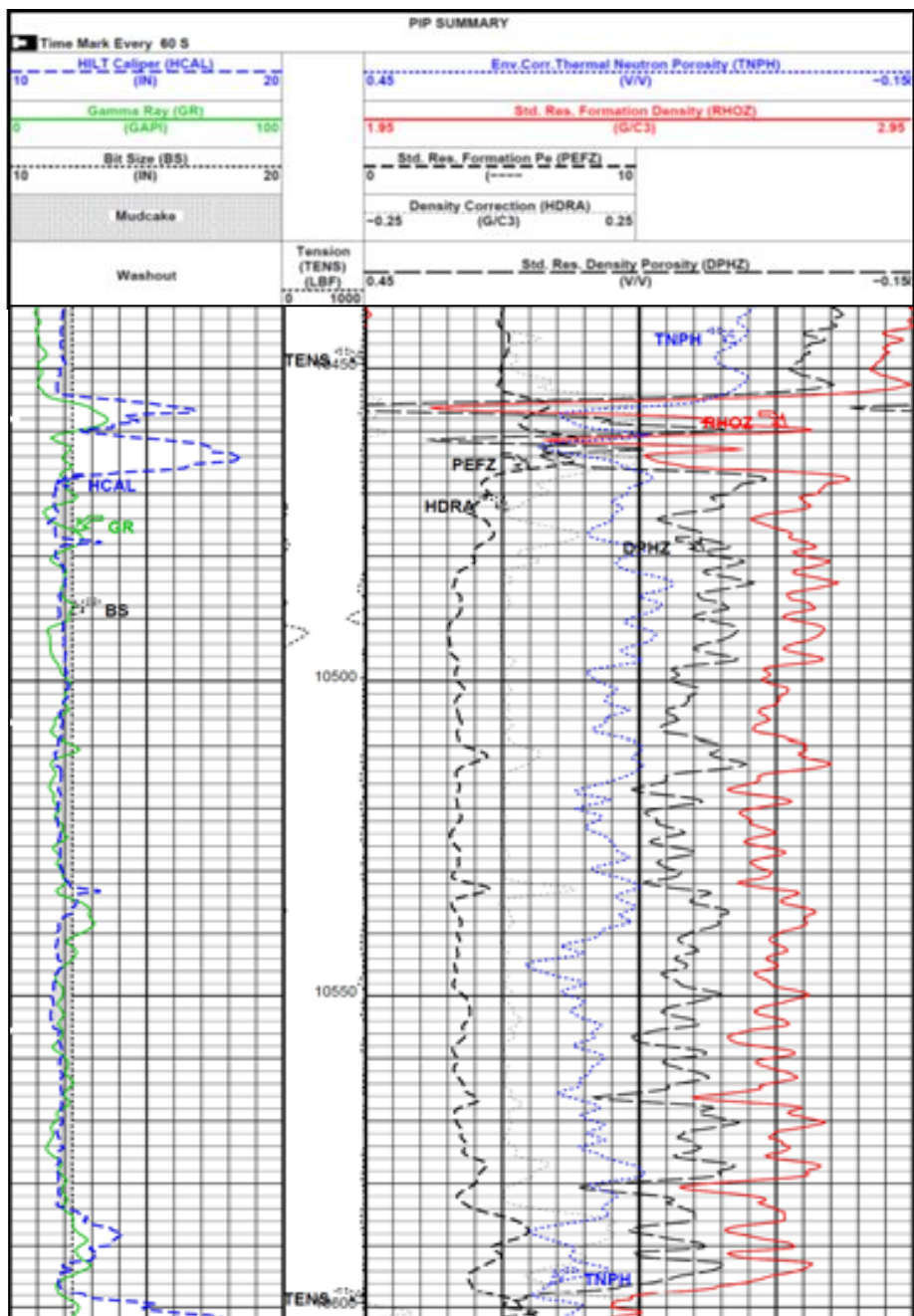


Fuente: investigación de campo, 2015

La porosidad de la formación dentro de la dolomía, que es la roca que sirve de almacén de hidrocarburos en el campo Ocultún, muestra una variabilidad desde 4,6% hasta 36,32%. Esta promedia 14,9% lo que se considera en el rango de porosidad media a buena.

En la figura 16 se muestra el registro de densidad de la formación y porosidad neutrón corregido, sondeados en el intervalo de 10 440 pies hasta 10 600 pies (3 183 m – 3 231,7 m).

FIGURA 16
REGISTRO DE POROSIDAD Y DENSIDAD



Fuente: investigación de campo, 2015.

3.3.2. Determinación de la resistividad

Para la medición de la resistividad se hace necesaria la utilización de una herramienta constituida por un conjunto de electrodos que proporciona datos de la resistividad de la zona lavada (R_{xo}), en profundidades someras ($HLLS$) y profundas ($HLLD$).

En la perforación del pozo Ocultún-2X se corrió el set de registros listados en el cuadro 10; para la determinación de la resistividad de la roca ($\Omega.m$), los cuales son de tipo lateral.

CUADRO 10
REGISTROS UTILIZADOS MEDIR LA RESISTIVIDAD DE LA ROCA

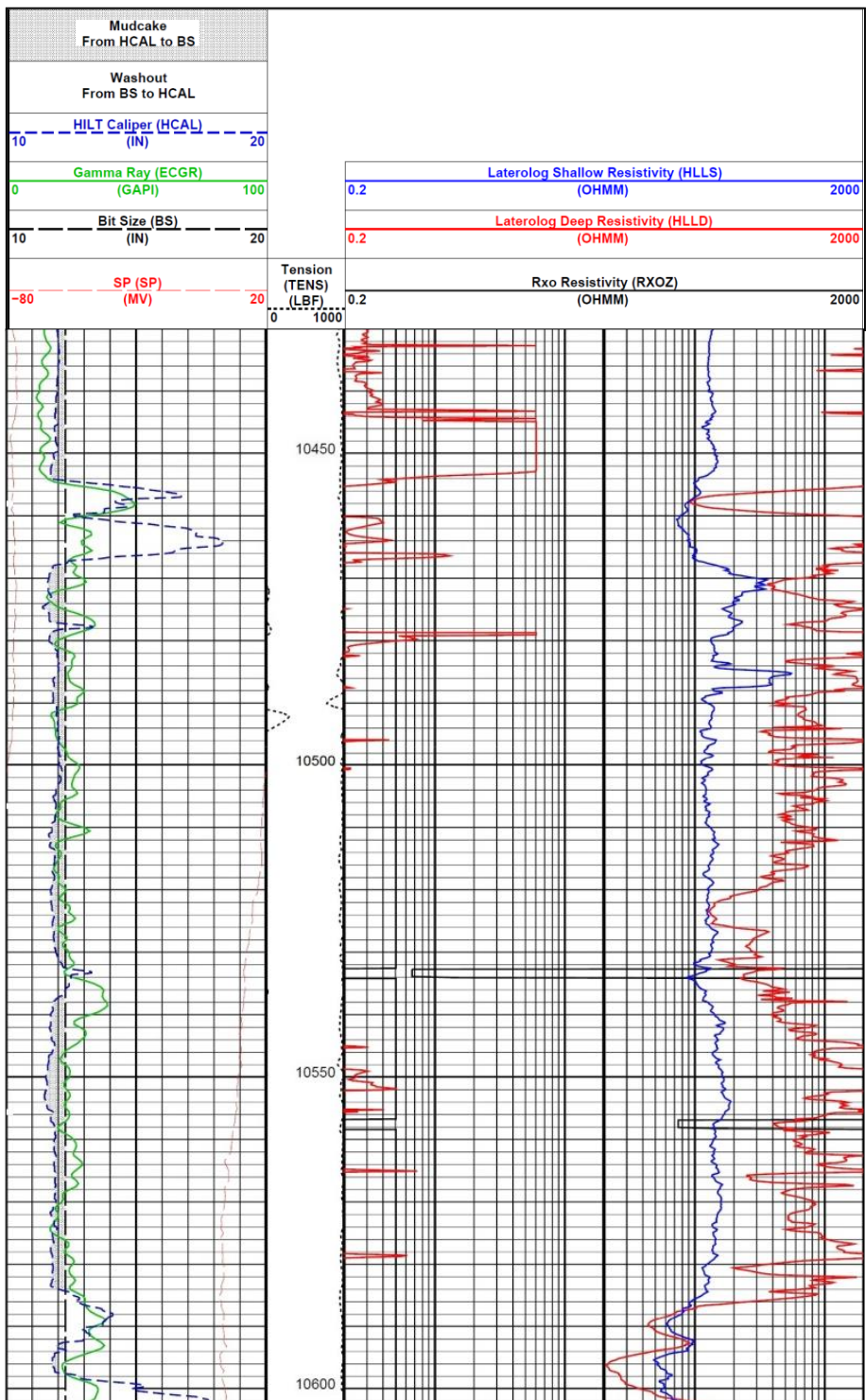
TIPO DE REGISTRO	NOMBRE	CARACTERÍSTICA
Lateral	<i>Rxo Resistivity (RXOZ)</i>	Mide la resistividad de la zona lavada (R_{xo})
	<i>Laterolog Shallow Resistivity (HLLS)</i>	Para profundidades someras
	<i>Laterolog Deep Resistivity (HLLD)</i>	Para profundidades mayores

Fuente: investigación de campo, 2014.

El análisis de estos registros requiere las correcciones del denominado *Laterolog Deep Resistivity (HLLD)*, las cuales corresponden al efecto de agujero abierto y condiciones de las paredes del pozo y la corrección por efectos del lodo de perforación.

En la figura 17 se muestran los registros de resistividad corridos en el pozo Ocultún-2X.

FIGURA 17
REGISTROS DE RESISTIVIDAD CORRIDOS A AGUJERO ABIERTO EN EL
POZO OCULTÚN-2X



Fuente: investigación de campo, 2 015.

Con los datos proporcionados por el registro de resistividad *Deep Laterolog* (HLLD), presentados en el cuadro 11, tomados a intervalos de 2 pies (0,6 m) desde 10 440 pies hasta 10 600 pies (3 183 m – 3 231,7 m), se realizó la corrección de integridad del pozo a agujero abierto y los efectos del lodo de perforación mediante la gráfica presentada en la figura 25.

CUADRO 11
RESISTIVIDAD DE LA FORMACIÓN (HLLD)

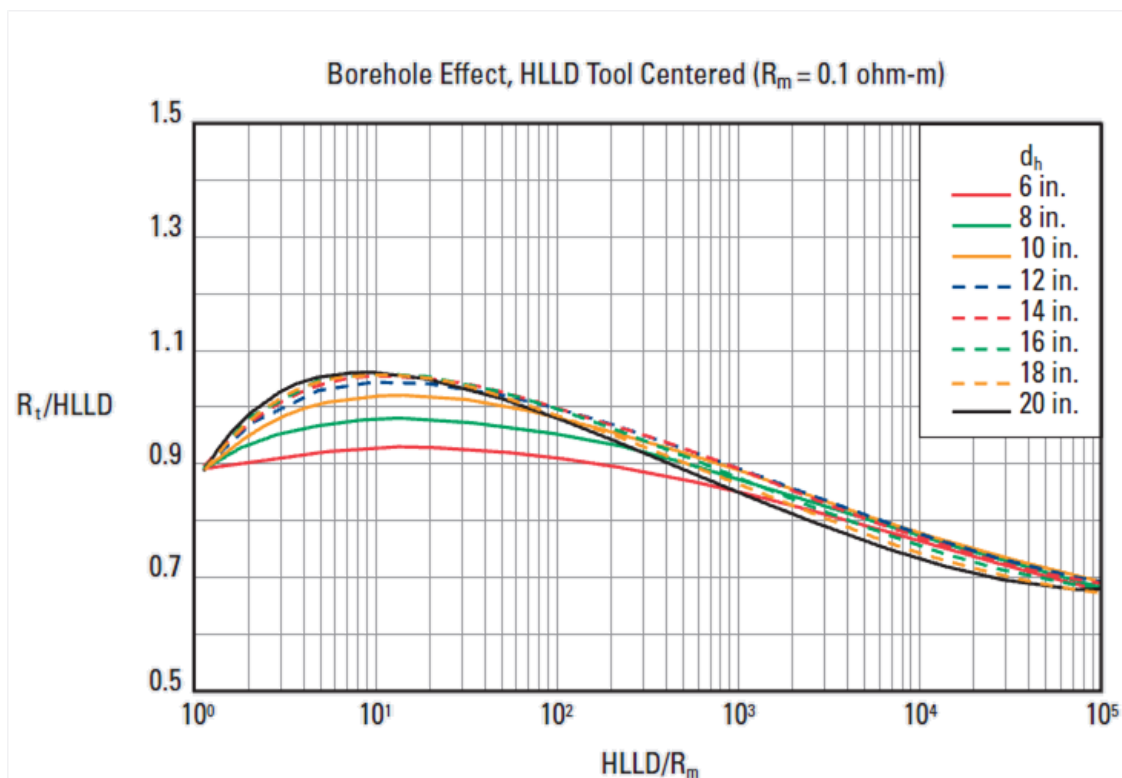
Profundidad (pies)	<i>Laterolog deep resistivity (HLLD)</i>	Profundidad (pies)	<i>Laterolog deep resistivity (HLLD)</i>	Profundidad (pies)	<i>Laterolog deep resistivity (HLLD)</i>
10 440	3 260	10 494	1 342	10 548	1 343
10 442	3 970	10 496	496	10 550	2 418
10 444	2 931	10 498	433	10 552	3 735
10 446	60 000	10 500	1 098	10 554	1 502
10 448	60 000	10 502	830	10 556	1 030
10 450	60 000	10 504	821	10 558	450
10 452	60 000	10 506	526	10 560	570
10 454	5 182	10 508	787	10 562	694
10 456	462	10 510	1 267	10 564	873
10 458	96	10 512	521	10 566	270
10 460	1 886	10 514	730	10 568	536
10 462	2 347	10 516	332	10 570	840
10 464	4 133	10 518	306	10 572	530
10 466	9 352	10 520	143	10 574	722
10 468	1 058	10 522	133	10 576	1 057
10 470	582	10 524	201	10 578	1 397
10 472	469	10 526	273	10 580	331
10 474	1 400	10 528	297	10 582	1 762
10 476	1 439	10 530	194	10 584	590
10 478	781	10 532	233	10 586	229
10 480	4 767	10 534	416	10 588	66
10 482	1 451	10 536	558	10 590	45
10 484	1 186	10 538	389	10 592	78
10 486	1 738	10 540	743	10 594	46
10 488	1 419	10 542	673	10 596	21
10 490	526	10 544	815	10 598	27
10 492	629	10 546	496	10 600	39

Fuente: investigación de campo, 2 015.

En el eje X de la gráfica mostrada en la figura 18, se ubica el valor de la resistividad $HLLD$ dividido entre la resistividad de lodo (R_m) corregido a temperatura de formación, el cual para el caso del pozo Ocutún-2X es de $0,090 \Omega \cdot m$.

Este valor ($HLLD/R_m$) se ubica en la escala horizontal y se desplaza hacia arriba hasta la intersección con la curva que está representada por el efecto del diámetro de la perforación (d_h) y de ese punto se desplaza horizontalmente hacia la izquierda para así determinar el valor de la relación ($R_t/HLLD$) en el eje Y.

FIGURA 18
CORRECCIÓN DE LA RESISTIVIDAD $HLLD$

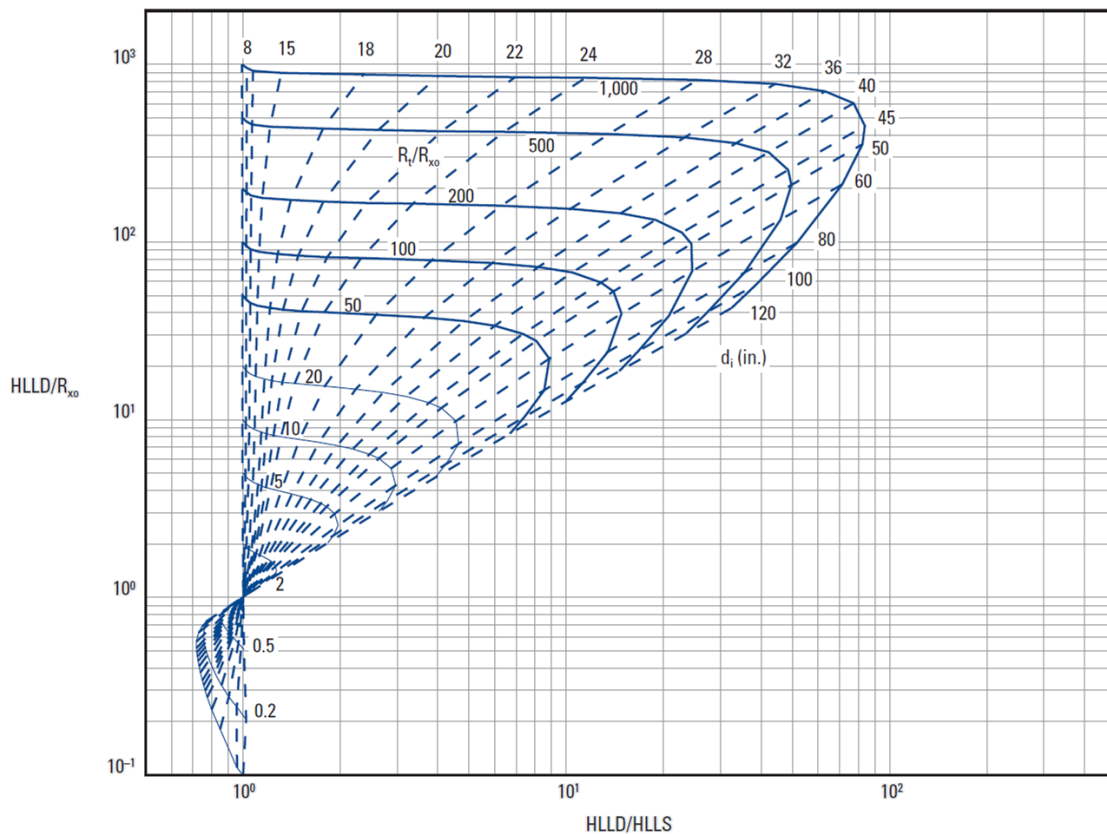


Fuente: Schlumberger, *Log Interpretation Charts*. Schlumberger, Sugar Land, Texas. 2009.

Los valores obtenidos de $(Rt/HLLD)$ se calcularon por intervalos de 2 pies (0,6 m), y se multiplicó este valor por cada uno del valor inicial de $HLLD$ para el intervalo correspondiente, con lo cual se obtuvo la resistividad $HLLD$ corregida por efecto al efecto de agujero abierto y la corrección por efectos del lodo de perforación.

Posteriormente se utilizó los valores de *Laterolog deep resistivity* ($HLLD$) corregido por los factores anteriormente mencionados, *Laterolog shallow resistivity* ($HLLS$) y Rxo resistivity ($RXOZ$). Estos registros se analizaron mediante la gráfica mostrada en la figura 19, con el fin de obtener la resistividad real de la formación (Rt).

FIGURA 19
GRÁFICA PARA LA DETERMINACIÓN DE Rt/RXo



Fuente: Schlumberger, *Log Interpretation Charts*. Schlumberger, Sugar Land, Texas. 2009.

En el eje X de la gráfica 19 se ubicó el valor obtenido de la división entre la resistividad *Laterolog deep (HLLD)* corregida y *Laterolog shallow (HLLS)* y en el eje Y el resultado de la división entre la resistividad *Laterolog deep (HLLD)* corregida y *Rxo resistivity*.

Con el registro de resistividad se determinó que durante el sondeo y la toma de datos de la herramienta, los valores de *Rxo resistivity* no son válidos y quedan inutilizables para la determinación de *Rt/Rxo* mediante la gráfica de la figura 19.

Los factores que pudieron afectar la lectura del registro de resistividad *Rxo* se desconocen, aunque se cree que puede ser una falla en el cable de la herramienta de medición, las condiciones del agujero o la acción del lodo de perforación.

Para este caso, se logra observar en el registro de resistividad en la figura 17 que no hubo invasión de lodo en la formación lo cual evidencia la separación de las líneas de *Laterolog shallow resistivity (HLLS)* y *Laterolog deep resistivity (HLLD)*, esto indica diferencias en la resistividad en ambas zonas.

Para efectos de la presente investigación se decidió tomar como válido el valor de resistividad proporcionado por el registro *Laterolog deep resistivity (HLLD)* como el de resistividad real de la formación (*Rt*) debido a que es el valor que a mayor profundidad lateral se obtiene dentro de la formación rocosa y se ve poco afectado por la invasión de los fluidos utilizados durante la perforación.

Cabe mencionar que los valores de *HLLD* que corresponden igualmente a los de *Rt* fueron corregidos por los efectos del agujero abierto y lodo de perforación.

3.4. Determinación de la saturación de agua

La saturación de agua se determinó mediante la fórmula de Archie, la cual indica que:

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

Dónde:

a = Factor de tortuosidad

R_w = Resistividad del agua de formación (Ω.m)

R_t = Resistividad de la formación (Ω.m)

∅ = Porosidad (%)

m = Exponente de cementación

n = Exponente de saturación

Para este caso el factor de tortuosidad (a), y los exponentes de cementación (m) y de saturación (n), fueron utilizados en base a los valores estándar en la interpretación de carbonatos, debido a que estos se obtienen mediante el análisis especial de núcleos, con los cuales no se contó.

En el cuadro 12 se muestran los valores estándar utilizados para la determinación de la saturación de agua, que incluyen el factor de tortuosidad, exponentes de cementación y de saturación y la resistividad del agua de la formación.

CUADRO 12
VALORES DEL UTILIZADOS PARA EL CÁLCULO DE LA SATURACIÓN DE
AGUA EN ROCAS CARBONÁTICAS

Factor/Exponente	Valor utilizado
a	1,0
m	2,0
n	2,0
Rw	0,7 Ω m

Fuente: investigación de campo, 2015.

Al aplicar la fórmula antes descrita y utilizando los datos de porosidad y resistividad de la formación previamente determinados, junto con los valores de los exponentes de saturación y cementación, el factor de tortuosidad y la resistividad del agua de la formación se determinó la saturación de agua de la formación en el intervalo de 10 454 pies hasta 10 589 pies.

La saturación de agua se calculó a intervalos de 2 pies, variando de 31% a 88%, con lo cual se tiene un promedio de saturación de agua de 28%.

Los valores de saturación de agua para los intervalos en estudio se muestran en el anexo 8.

3.5. Determinación volumétrica de hidrocarburos

3.5.1. Determinación del factor volumétrico del gas

Para realizar la determinación volumétrica de hidrocarburos contenidos en el yacimiento del campo Ocultún, se necesitó conocer el valor del factor volumétrico del gas.

Este factor es el que relaciona el volumen de gas contenido en el yacimiento a condiciones de presión y temperatura medidas en pruebas de producción, junto al volumen del mismo en la superficie a condiciones estándar.

Se determinó mediante la fórmula:

$$Bg = \frac{P_{sc} * Z * T}{T_{sc} * P}$$

Dónde:

P_{sc} = Presión a condiciones estándar (PSI)

Z = Factor de desviación del gas

T = Temperatura del yacimiento (°R)

T_{sc} = Temperatura a condiciones normales (°R)

P = Presión del yacimiento (PSI)

De lo anterior, se indica que los datos de presión del yacimiento, temperatura del yacimiento y el factor de desviación del gas se tomaron de las pruebas de producción realizadas con anterioridad en el pozo Ocultún-2X.

En el cuadro 13 se indican los valores utilizados para la determinación del factor volumétrico del gas.

CUADRO 13
VALORES UTILIZADOS EN LA DETERMINACIÓN DEL FACTOR
VOLUMÉTRICO DEL GAS

CONDICIONES ESTÁNDAR	VALOR UTILIZADO	CONDICIONES DE YACIMIENTO	VALOR UTILIZADO
Presión	14,7 PSI	Presión	4 778 PSI
Temperatura	60 °F (519,7 °R)	Temperatura	158 °F (617,7 °R)
		Factor de desviación	0,87

Fuente: investigación de campo, 2015.

Al aplicar la fórmula anteriormente descrita con los valores representados en el cuadro 13, se obtuvo la relación de gas en yacimiento y superficie, siendo este de 0,003 2 pie³/PCS, lo cual indica que 1 pie³ de gas a condiciones estándar ocupa un espacio de 0,003 2 pie³ en el yacimiento a 4 778 PSI y 158 °F.

3.5.2. Cálculo de gas original en sitio

Este cálculo se realiza mediante parámetros que se obtienen en campo, durante las pruebas de producción, combinando los parámetros petrofísicos anteriormente descritos.

Como se indicó anteriormente, el hidrocarburo que se ha descubierto en el campo Ocultún ha sido catalogado como un gas condensado, el cual en el yacimiento se comporta como un gas y en la superficie por los cambios de presión y temperatura una parte de él se transforma en líquido.

Para efecto de esta investigación el cálculo volumétrico de los hidrocarburos iniciales contenidos en el yacimiento se realizó primeramente con el cálculo del gas original en sitio en pies cúbicos estándar (PCS) y posteriormente se hizo la relación de

gas-petróleo a barriles en el yacimiento a condiciones del separador en superficie mediante los parámetros de producción obtenidos en campo.

Los parámetros utilizados para realizar la determinación del gas original en sitio se muestran en el cuadro 14.

CUADRO 14
VALORES UTILIZADOS PARA REALIZAR EL CÁLCULO VOLUMÉTRICO
DEL GAS ORIGINAL EN SITIO

FACTOR	VALOR UTILIZADO
Factor de conversión (1 acre-pie)	43 560 pie ³
Volumen del yacimiento	638 517,87 acre-pie
Porosidad promedio	14,91%
Saturación de agua	28 %
Factor volumétrico del gas	0,003 2 pie ³ /PCS

Fuente: investigación de campo, 2015.

El cálculo del gas original en sitio determinó mediante la fórmula:

$$GOES = \frac{43\ 560 * V * \Phi * S_{gi}}{B_{gi}}$$

Dónde:

GOES = Gas Original en Sitio (PCS)

V= Volumen del yacimiento (Acre-pie)

Φ= Porosidad de la roca reservorio (%)

Sgi= Saturación inicial de gas (1-Sw)

Bgi= Factor volumétrico inicial de gas (pie³/PCS)

Aplicando los valores ya citados con anterioridad para la determinación del gas original en sitio:

$$GOES = \frac{43\,560 * 638\,517,87 * 0,149 * (1 - 0,28)}{0,0032}$$

$$GOES = 933\,084\,740\,546,00\,PCS$$

Debido a que el factor volumétrico del gas se determinó utilizando presión y temperatura a condiciones estándar, el gas inicial en el yacimiento también corresponde a estas mismas condiciones.

Para calcular el gas original en sitio involucrando las condiciones actuales del yacimiento y parámetros de producción determinados a partir del pozo Oculún-2X, se calculó las proporciones molares a partir del líquido y gas en el separador.

Los valores empleados para estos parámetros se listan en el cuadro 15.

**CUADRO 15
VALORES DE PRODUCCIÓN DETERMINADOS EN PRUEBAS DEL POZO
OCULTÚN-2X**

FACTOR	VALOR
Presión del yacimiento	4 778 PSI
Temperatura del yacimiento	158 °F (617,7 °R)
Peso molecular del fluido (separador)	137,835 2 lb/mol
Factor volumétrico del fluido (separador)	1,017
Gravedad específica fluido (separador)	0,73
Factor de desviación	0,875
Volumen molar estándar	379,35 pie ³ /mol-lb
Producción diaria	343 Bbl
Gas primario diario	2 636 159,00 PCS

Fuente: investigación de campo, 2015.

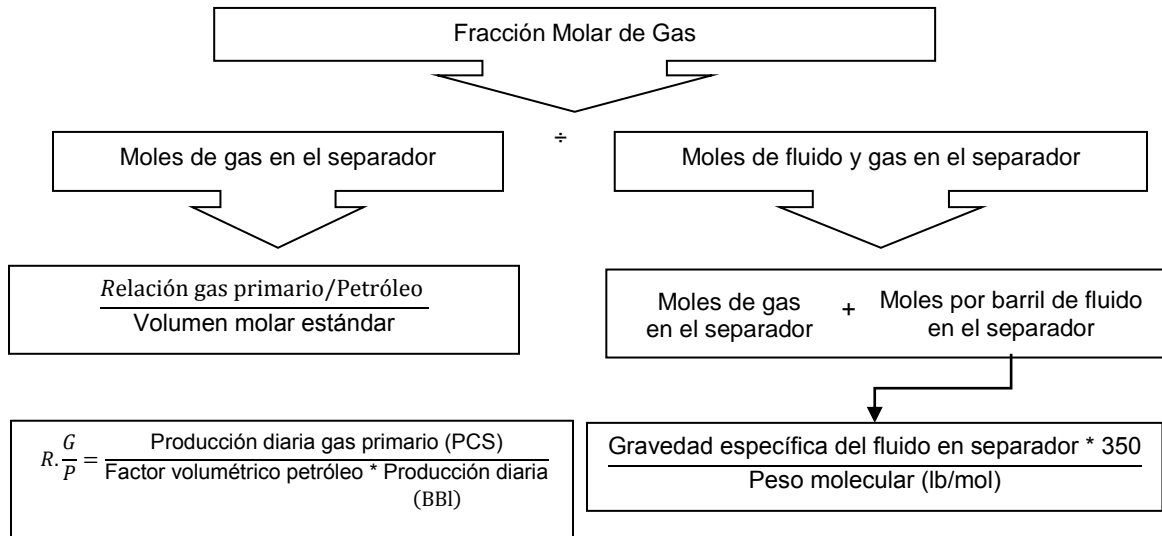
Para determinar el gas original en sitio combinando datos de producción a la fórmula volumétrica de determinación de gas, es necesario contar con la fracción molar de gas, el volumen molar estándar, presión y temperatura del yacimiento, factor de desviación del gas.

Primeramente se calculó las proporciones molares de recombinación de líquido y gas en el separador en moles/barril, esto a partir de la gravedad específica del fluido en el separador y el peso molecular del gas (lb/mol).

Los moles de gas en el separador y moles del petróleo condensado en el separador se calcularon a partir de la producción diaria promedio de gas y petróleo condensado.

El proceso para determinar la fracción molar de gas se muestra en la gráfica 4.

GRÁFICA 4
PROCESO DE CÁLCULO PARA LA DETERMINACIÓN DE LA FRACCIÓN MOLAR DE GAS



Fuente: investigación de campo, 2015

Al aplicar los valores descritos en el cuadro 15, siguiendo el proceso mostrado anteriormente en la gráfica 5, se obtuvo una fracción molar de gas de 0,914 9.

De este modo se calculó el gas inicial en sitio a partir de los moles iniciales por acre-pie para una porosidad disponible de 14,9% y saturación de agua de 28%:

$$\text{Moles acre - pie} = \frac{43\,560 * P_y * \Phi * S_g}{zRT}$$

Dónde:

P_y = Presión del yacimiento (PSI)

Φ = Porosidad promedio (%)

S_g = Saturación de gas ($1 - S_w$)

Z = Factor de desviación del gas

R = Constante universal de los gases

T = Temperatura del yacimiento ($^{\circ}R$)

Ingresando los valores indicados en el cuadro 15 a la fórmula anteriormente descrita, se tiene que los moles por acre-pie de gas dentro del yacimiento es de:

$$\text{Moles acre - pie} = \frac{43\,560 * 4\,778 * 0,149 * (1 - 0,28)}{0,875 * 10,73 * 617,7}$$

$$\text{Moles acre - pie} = 3\,850,06 \frac{\text{mol}}{\text{acre - pie}}$$

Para finalizar el cálculo del gas original en sitio, es necesario multiplicar la fracción molar de gas, los moles por acre-pie de gas en el reservorio, el volumen molar estándar y el volumen del yacimiento. Este proceso se resume en el cuadro 16.

CUADRO 16
GAS ORIGINAL EN SITIO, A PARTIR DE LAS COMPOSICIONES DEL GAS Y
PETRÓLEO CONDENSADO EN EL SEPARADOR

Fracción molar de gas	Moles por acre-pie en el yacimiento	Volumen molar estándar	Volumen del yacimiento	GAS ORIGINAL EN SITIO (GOES)
0,914 9	3 850,06	379,35 pie ³ /mol-lb	638 517,87 acre-pie	853 171 093 870,87 PCS

Fuente: investigación de campo, 2015.

3.5.3. Cálculo del petróleo original en sitio

El petróleo, que en este caso es considerado como un condensado, se determinó a partir de los datos originados de las pruebas de producción del pozo Ocultún-2X.

Para tal efecto se tiene que la fracción molar de gas, la cual relaciona los moles de gas en el separador y los moles de gas y petróleo condensado en el separador, tal como se indicó en la gráfica 4, es de 0,999 8.

El petróleo inicial en el yacimiento está dado por:

$$POES = \frac{(1 - \text{Fracción molar de gas}) * \frac{\text{moles}}{\text{acre.pie}} \text{ en el yacimiento}}{\frac{\text{moles}}{\text{barril}} \text{ de fluido en el separador} * \text{FV petróleo condensado}} * V$$

Dónde:

POES = Petróleo original en sitio BBLs

Fracción molar de gas = 0,914 9

Moles/acre.pie en el yacimiento = 3 850,06

Moles/barril de fluido en el separador = 1,85 mol/bbl

FV = Factor volumétrico del petróleo condensado en el separador (1,017)

V = Volumen del yacimiento (acre-pie)

Dados los valores indicados anteriormente se obtuvo el petróleo original en sitio:

$$\text{POES} = \frac{(1 - 0,9149) * 3\,850,06}{1,85 * 1,017} * 638\,51,89$$

$$\text{POES} = 111\,009\,121,82 \text{ BBLs}$$

Este valor corresponde a los barriles de petróleo condensado original en sitio a condiciones estándar, en base al modelo geométrico del yacimiento, las propiedades físicas de la roca y fluidos, así como las composiciones del petróleo y gas en el separador.

CONCLUSIONES

1. General

El volumen de gas calculado mediante las propiedades petrofísicas y la geometría del yacimiento es de 933 084 740 546,00 pies cúbicos estándar (PCS).

Incluyendo en el cálculo la geometría del yacimiento, propiedades petrofísicas y pruebas de producción, el volumen de gas es 853 171 093 870,87 pies cúbicos estándar (PCS).

El petróleo original en sitio es de 111 009 121,82 barriles estándar. Estos valores se pueden clasificar como reservas probables ya que han sido probadas pero no desarrolladas.

Los valores obtenidos en esta investigación estiman que el campo Ocultún puede ser aprovechado para la explotación racional de los hidrocarburos almacenados en el Hillbank superior, de manera que sea desarrollado adecuadamente y que resulte económicamente rentable.

2. Específicas

Se determinó que el área del yacimiento delimitada por el cierre estructural del campo Ocultún es de 5 841,80 acres (23,64 km²).

Se determinó y diferenció la la litoestratigrafía del yacimiento, el cual está conformado por dolomías pertenecientes al miembro "D superior" de la formación Cobán, que en análisis estereoscópico muestra color café claro a café, es moderadamente dura, microcristalina a criptocristalina, de aspecto sacaroide, sin porosidad visible y la capa sello formada por anhidritas de tonalidad blanco a crema.

La porosidad promedio del yacimiento es de 14,9% considerada entre el rango de media a buena.

La resistividad determinada mediante el análisis e interpretación de los registros de resistividad de la formación promedia 811 Ω .m.

La saturación de agua inicial promedio dentro del yacimiento es de 28%.

RECOMENDACIONES

1. Perforar pozos para delimitar el yacimiento y definir la extensión y el espesor neto del Hillbank superior.
2. Este cálculo volumétrico de hidrocarburos solamente es un estimado, el cual debe ser mejorado, para lo cual se hace necesaria la obtención de datos de porosidad, resistividad y saturación de agua.
3. Extraer núcleos de pozo o núcleos de pared, para determinar los valores que corresponden a los exponentes de cementación y saturación, y el factor de tortuosidad.
4. Adquirir registros de resonancia magnética nuclear durante la perforación de nuevos pozos ya que esta brinda parámetros petrofísicos de gran utilidad para la interpretación adecuada del yacimiento y sus reservas.
5. Realizar perfilajes de imágenes Resistivas (*FMI*) ya que estos brindan información de la conductividad eléctrica, el tiempo de viaje sónico y la reflectancia acústica.

BIBLIOGRAFÍA

- Bachmann, Raik. *The caribbean plate and the question of its formation*. University of Mining and Technology Freiberg, Institute of Geology Germany: Departament of Technophysic, 2 001.
- Blair, Terence. *Regional estratigraphy, sedimentary facies and petroleum geology of the Petén basin of Guatemala based on a 34 well investigation*. Guatemala: Geological Consultant Blair & Associates, 1 992.
- Chiquín Yoj, Mauricio (Comp.). *Léxico estratigráfico preliminar del norte de Guatemala*. Centro Universitario del Norte- Universidad de san Carlos de Guatemala. Cobán. Alta Verapaz, Guatemala: Carrera de Geología, 1 990.
- Comportamiento de fase de petróleo y gas*. <https://www.clubensayos.com/Tecnolog%C3%ADa/COMPORTAMIENTO-DE-FASE-DE-PETROLEO-Y-GAS/285041.html> (01 de abril de 2 015)
- Concepto de gas condensado*. <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/condensate.aspx> (02 de abril de 2015).
- Concepto de gas húmedo*. http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/d/dry_gas.aspx (02 de abril de 2015).
- Concepto de gas seco*. http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/d/dry_gas.aspx (02 de abril de 2015).
- Congreso de la República. *Ley de hidrocarburos* (Decreto 109-83). Guatemala: Ministerio de Energía y Minas, 1 983.
- Corte esquemático de un domo salino*. <http://faculty.ksu.edu.sa/alho-madhi/Evaporates/Oil%20Traps%20Around%20Salt%20Dome.jpg> (20 de febrero de 2 015).
- Craft BC. & MF. Hawkins. *Ingeniería aplicada de yacimientos petrolíferos*. Madrid, España: Tecnos, 1 968.
- Cronoestratigrafía e historia tectónica de la cuenca Petén*. Guatemala: Triton, 1 998.

- Dewan, John T. *Essential of modern open-hole log interpretation*. Oklahoma, United States of America: PennWell Publishing Company, 1 983.
- Donnelly, Thomas, Et. Al. *Northern Central America; The Maya and Chortís Block*. United States of America: The Geological Society of America, 1 990.
- Empresa Schlumberger. *Registros geofísicos*. México: Schlumberger, s/f.
- Escobar Maculao, Freddy Huberto. *Fundamentos de ingeniería de yacimientos*. Universidad Surcolombiana. Colombia: Editorial Universidad Surcolombiana, 2 007.
- Guillemot, J. *Geología del petróleo*. Madrid, España: Paraninfo, 1 982.
- Imagen de anticlinal*. http://subsurfwiki.org/wiki/File:Anticlinal_trap.svg (20 de febrero de 2 015).
- Imagen de trampas estructurales*. http://wiki.aapg.org/File:Exploring-for-structural-traps_fig202.png (20 de febrero de 2 015).
- Introducción al análisis de los registros de pozos*. Estados Unidos de América: Halliburton/Welex, 1 981.
- La cuenca Petén*. <http://www.mem.gob.gt/wpcontent/uploads/2012/05/1.Cuenca-Peten.pdf> (20 de octubre de 2014).
- Las reservas de hidrocarburos de México*. México: Pemex exploración y producción, 2 012.
- López Ramos, E. *Estudio geológico en la península de Yucatán*. México: Gerencia de exploración Pemex, 1 988.
- Ministerio de Economía -MINECO-. *Adelantos de la exploración petrolera en Guatemala*. Guatemala: Departamento de Fomento Petrolero, Dirección General de Minería e Hidrocarburos, 1 977.
- Morán Ical, Sergio David Et. Al. *Mapeo geológico de superficie del cuadrángulo Granados*, escala 1:50,000. Centro Universitario del Norte- Universidad de San Carlos de Guatemala. Cobán, Alta Verapaz, Guatemala: Carrera de Geología, 2 001.
- Ortega Gutiérrez, Fernando. *The Maya-Chortís boundary: a tectonostratigraphic approach*. Universidad Nacional Autónoma de México. México: Instituto de Geología, 2 007.

Ortega Obregón, Carlos, Et. Al. *Middle-Late Ordovician magmatism and Late Cretaceous collision in the southern Maya block, Rabinal-Salamá area, central Guatemala: Implications for North America–Caribbean plate tectonics*. Universidad Nacional Autónoma de México. México D.F.: Instituto de Geología, 2 008.

Perfilaje de pozos. [http://www.oilproduction.net/cms/files/Perfilaje%20de %20Pozos.pdf](http://www.oilproduction.net/cms/files/Perfilaje%20de%20Pozos.pdf) (11 de octubre de 2 013).

Pompa Mera, Valerie. *Geoquímica y Geocronología de los Complejos Intrusivos en el Sureste de Chiapas, México*. Universidad Nacional Autónoma de México. México: Instituto de Geofísica, 2 009.

Programa las Naciones Unidas para el Desarrollo. -PNUD-. *Geología petrolera de Guatemala, introducción la cuenca Peten*. Guatemala: -PNUD-, 1 988.

Reservas de hidrocarburos. <http://www.pemex.com/> (18 de marzo de 2 015).

Reservas de petróleo y gas natural: un criterio funcional. <http://ecaths1.s3.amazonaws.com/hidrocarburos/964196964.Unidad%20N%C2%B0%20%20Reservas%20de%20Petroleo%20y%20Gs%20Natural%20%20Un%20criterio%20funcional.ppt> (16 de enero de 2 015).

Rivera V., José S. *Prácticas de ingeniería de yacimientos petrolíferos*, 2 004. <http://www.ing.unp.edu.ar/asignaturas/reservorios/Practicas%20de%20Ingenieria%20de%20Yacimientos%20Petroliferos%20-%20Jose%20S.Rivera.pdf> (16 de enero de 2 015).

Tipos de yacimientos. <http://ingenieriadepetroleo.lacomunidadpetrolera.com/2009/04/tipos-de-yacimientos.html> (02 de abril de 2 015).

Universidad Corporativa de Venezuela. *Registros de pozos*. Venezuela: Centro Internacional de Educación y Desarrollo, Filial de Petróleos de Venezuela, 1 997.

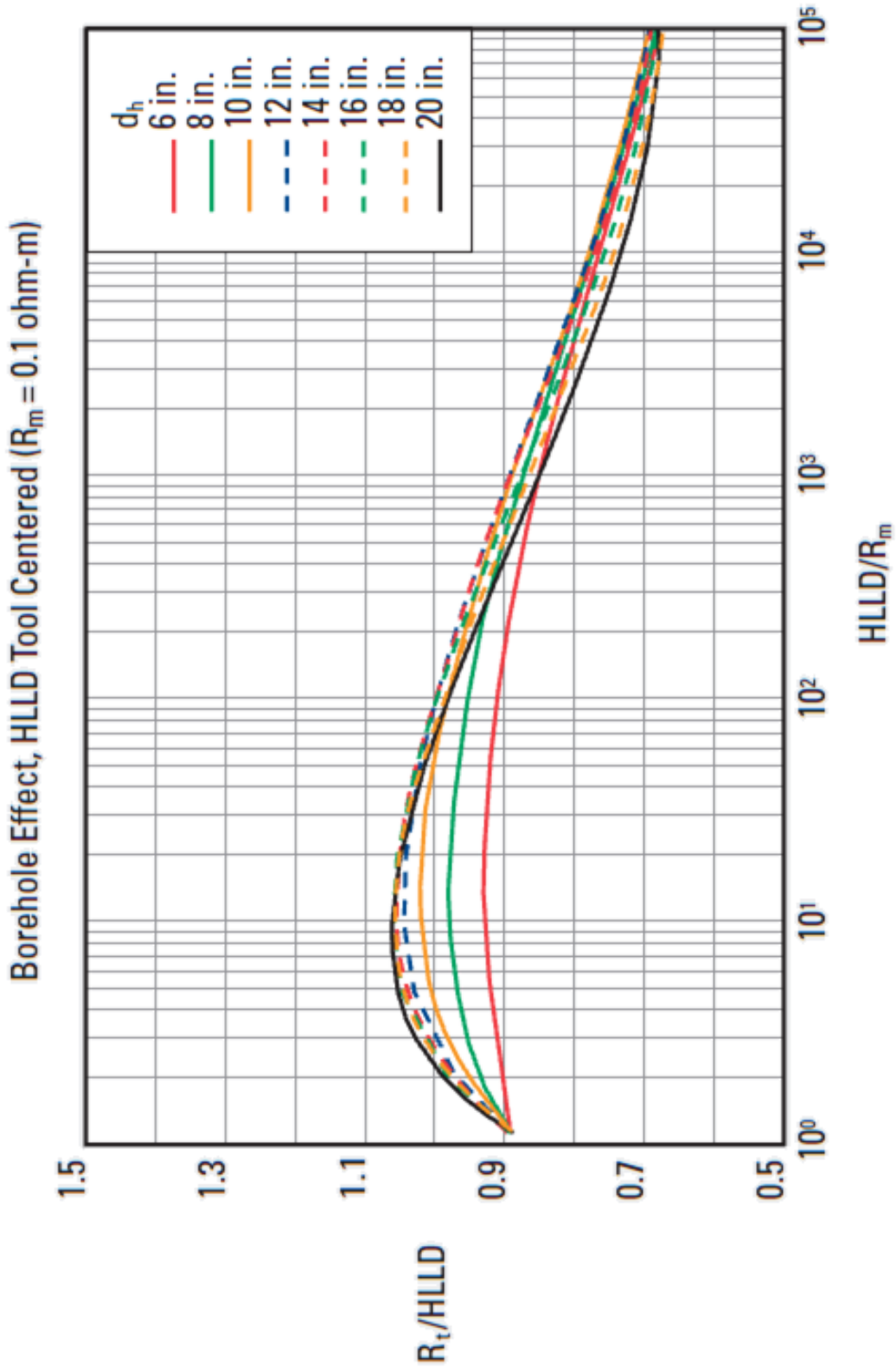


V.ºB.º

 Adán García Véliz
 Licenciado en Pedagogía e Investigación Educativa
 Bibliotecario

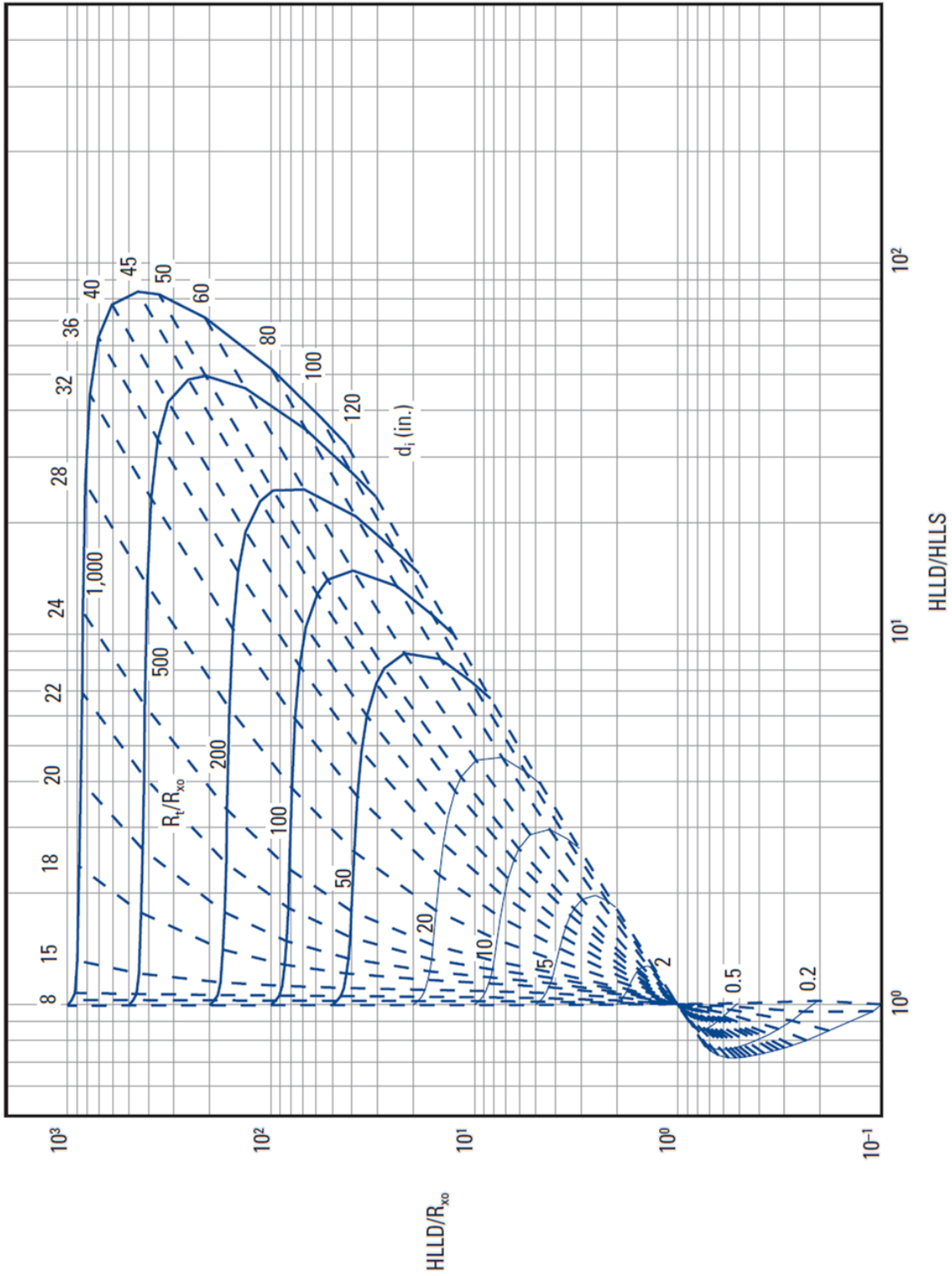
ANEXOS

ANEXO 1. GRÁFICA UTILIZADA PARA LA CORRECCIÓN DE RESISTIVIDAD HLLD INTEGRIDAD DEL POZO A AGUJERO ABIERTO Y LOS EFECTOS DEL LODO DE PERFORACIÓN



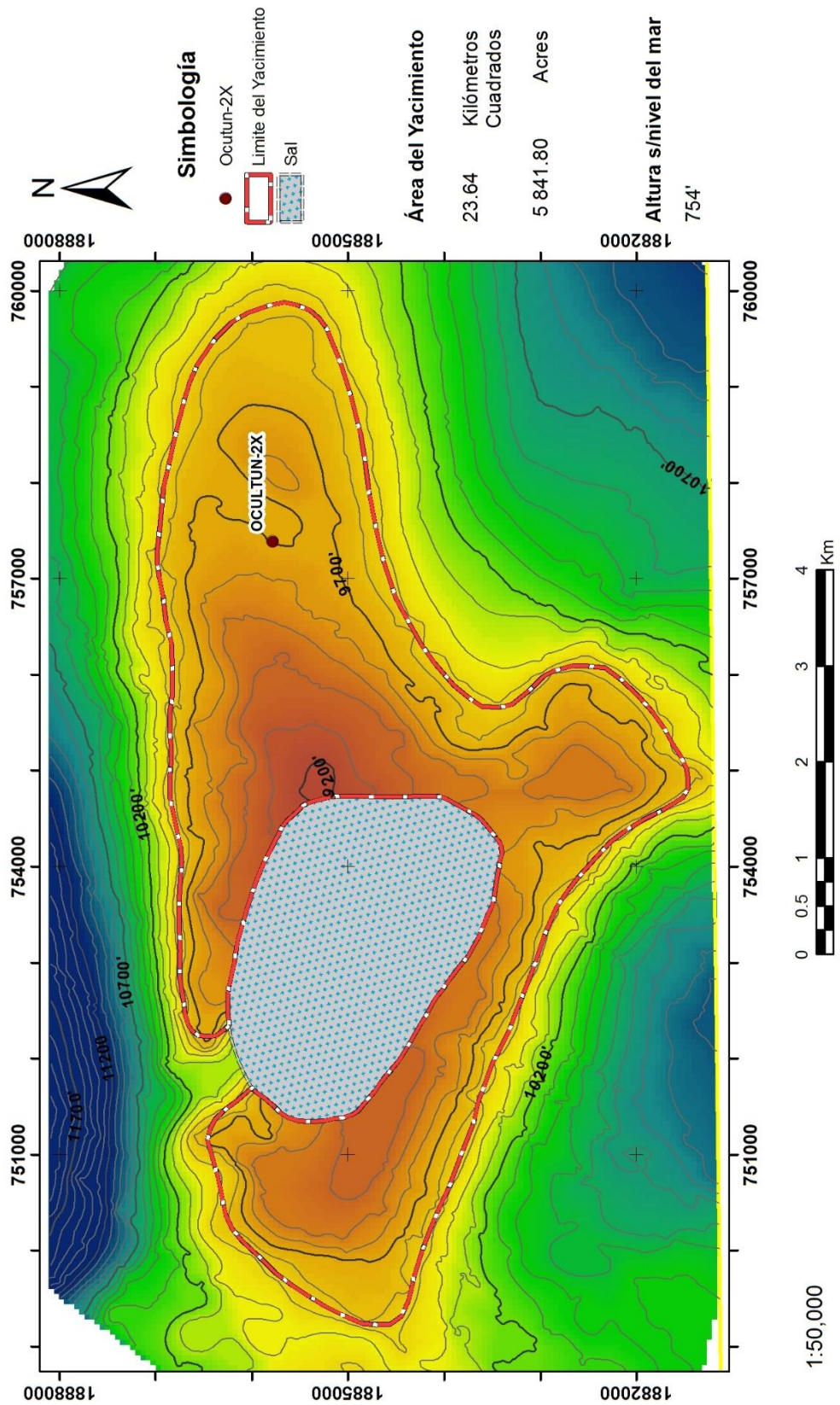
Fuente: Schlumberger, *Log Interpretation Charts*. Schlumberger, Sugar Land, Texas. 2 009.

ANEXO 2. GRÁFICA PARA LA DETERMINACIÓN DE R_t/R_{x0}

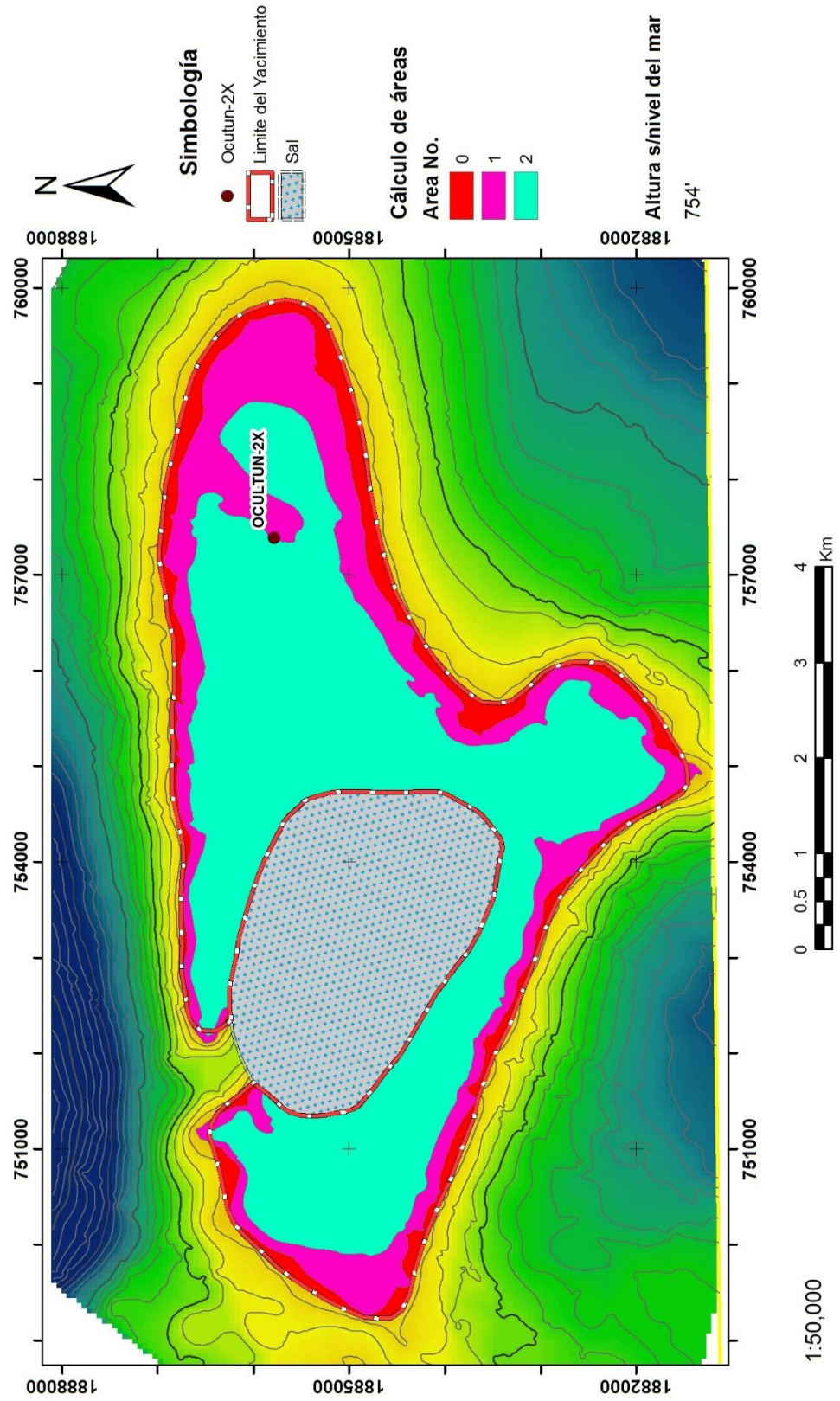


Fuente: Schlumberger, *Log Interpretation Charts*. Schlumberger, Sugar Land, Texas. 2 009.

ANEXO 3. MAPA ISÓPACO DEL CAMPO OCULTÚN



ANEXO 4. ISÓPACAS UTILIZADAS PARA LA DETERMINACIÓN DEL VOLUMEN DEL YACIMIENTO.



ANEXO 5. PROCESO TÉORICO PARA EL CÁLCULO DEL VOLUMEN DEL YACIMIENTO.

$$\Delta V_b = \frac{h}{3} (A_n + A_{n+1} + \sqrt{A_n A_{n+1}})$$

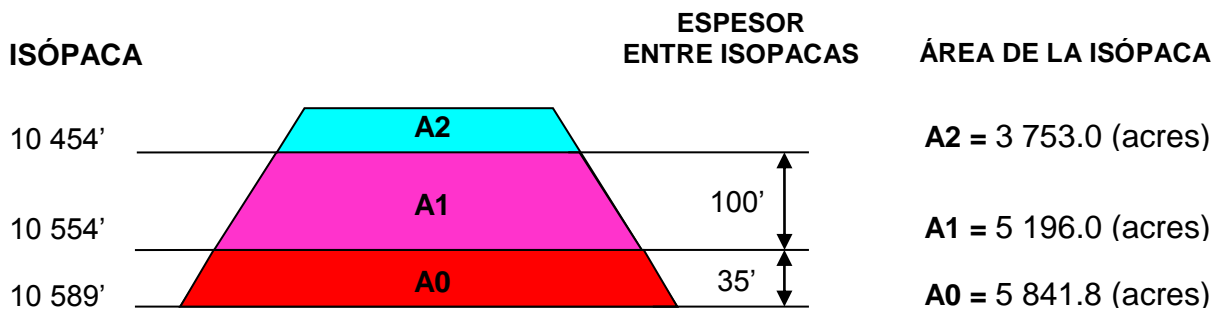
Dónde:

ΔV_b = Volumen bruto (acres-pies)

h = Intervalo en pies entre las líneas isópacas

A_n = Área en acres encerrada por la línea isópaca inferior

A_{n+1} = Área en acres encerrada por la línea isópaca superior



ANEXO 6. BASE DE DATOS DE LA DETERMINACIÓN DE LA POROSIDAD DE LA FORMACIÓN

Profundidad	Porosidad de la formación (%)	Porosidad Densidad (%)	Porosidad Neutrón (TNPH) (%)	Porosidad Densidad	Porosidad Densidad (REG)	Porosidad Neutrón (TNPH)	Densidad de la formación (RHOZ)	Densidad Matriz
10 440	-2,03	-6,68	2,62	-0,07	-0,064	0,026	2,947	2,85
10 440,5	-2,12	-6,88	2,63	-0,07	-0,066	0,026	2,950	2,85
10 441	-2,09	-7,31	3,13	-0,07	-0,070	0,031	2,956	2,85
10 441,5	-1,87	-7,36	3,62	-0,07	-0,071	0,036	2,957	2,85
10 442	-0,84	-6,39	4,7	-0,06	-0,061	0,047	2,943	2,85
10 442,5	-1,02	-6,35	4,32	-0,06	-0,061	0,043	2,942	2,85
10 443	-1,50	-6,87	3,86	-0,07	-0,066	0,039	2,950	2,85
10 443,5	-1,36	-5,86	3,14	-0,06	-0,056	0,031	2,935	2,85
10 444	-0,19	-3,46	3,08	-0,03	-0,033	0,031	2,900	2,85
10 444,5	-0,02	-3,21	3,17	-0,03	-0,031	0,032	2,897	2,85
10 445	-0,55	-4,81	3,71	-0,05	-0,046	0,037	2,920	2,85
10 445,5	-0,55	-5,34	4,24	-0,05	-0,051	0,042	2,928	2,85
10 446	0,34	-3,72	4,41	-0,04	-0,036	0,044	2,904	2,85
10 446,5	0,77	-3,26	4,81	-0,03	-0,031	0,048	2,897	2,85
10 447	1,36	-3,45	6,17	-0,03	-0,033	0,062	2,900	2,85
10 447,5	1,42	-3,73	6,57	-0,04	-0,036	0,066	2,904	2,85
10 448	1,98	-2,92	6,87	-0,03	-0,028	0,069	2,892	2,85
10 448,5	1,83	-2,93	6,6	-0,03	-0,028	0,066	2,893	2,85
10 449	2,29	-2,26	6,84	-0,02	-0,022	0,068	2,883	2,85
10 449,5	1,81	-2,08	5,71	-0,02	-0,020	0,057	2,880	2,85
10 450	1,63	-1,48	4,74	-0,01	-0,014	0,047	2,871	2,85
10 450,5	0,86	-2,19	3,91	-0,02	-0,021	0,039	2,882	2,85
10 451	0,12	-2,97	3,21	-0,03	-0,029	0,032	2,893	2,85
10 451,5	-0,80	-4,51	2,92	-0,05	-0,043	0,029	2,915	2,85
10 452	-1,10	-5,61	3,42	-0,06	-0,054	0,034	2,931	2,85
10 452,5	-1,31	-6,48	3,86	-0,06	-0,062	0,039	2,944	2,85
10 453	-0,25	-5,02	4,52	-0,05	-0,048	0,045	2,923	2,85
10 453,5	1,43	-1,81	4,66	-0,02	-0,017	0,047	2,876	2,85
10 454	4,55	3,43	5,67	0,03	0,033	0,057	2,800	2,85
10 454,5	9,82	12,53	7,1	0,13	0,120	0,071	2,668	2,85
10 455	16,79	25,92	7,65	0,26	0,249	0,077	2,474	2,85
10 455,5	25,31	41,94	8,69	0,42	0,403	0,087	2,242	2,85
10 456	33,40	52,82	13,98	0,53	0,507	0,140	2,084	2,85
10 456,5	36,32	51,12	21,53	0,51	0,491	0,215	2,109	2,85
10 457	30,99	37,83	24,16	0,38	0,363	0,242	2,302	2,85
10 457,5	24,26	24,46	24,07	0,24	0,235	0,241	2,495	2,85
10 458	21,18	19,11	23,25	0,19	0,184	0,233	2,573	2,85
10 458,5	21,03	19,88	22,19	0,20	0,191	0,222	2,562	2,85

10 459	18,33	14,66	22	0,15	0,141	0,220	2,637	2,85
10 459,5	14,18	7,07	21,29	0,07	0,068	0,213	2,748	2,85
10 460	11,67	7,18	16,16	0,07	0,069	0,162	2,746	2,85
10 460,5	16,62	19,66	13,59	0,20	0,189	0,136	2,565	2,85
10 461	24,26	34,72	13,79	0,35	0,333	0,138	2,347	2,85
10 461,5	30,50	38,74	22,26	0,39	0,372	0,223	2,288	2,85
10 462	27,82	28,33	27,3	0,28	0,272	0,273	2,439	2,85
10 462,5	22,38	18,52	26,23	0,19	0,178	0,262	2,581	2,85
10 463	20,36	16,37	24,36	0,16	0,157	0,244	2,613	2,85
10 463,5	24,00	25,28	22,72	0,25	0,243	0,227	2,483	2,85
10 464	24,10	26,86	21,35	0,27	0,258	0,214	2,461	2,85
10 464,5	21,83	25,94	17,72	0,26	0,249	0,177	2,474	2,85
10 465	21,00	24,44	17,56	0,24	0,235	0,176	2,496	2,85
10 465,5	19,63	22,19	17,06	0,22	0,213	0,171	2,528	2,85
10 466	16,78	17,35	16,21	0,17	0,167	0,162	2,598	2,85
10 466,5	11,18	7,70	14,65	0,08	0,074	0,147	2,738	2,85
10 467	8,22	2,89	13,55	0,03	0,028	0,136	2,808	2,85
10 467,5	7,30	1,23	13,37	0,01	0,012	0,134	2,832	2,85
10 468	8,12	2,17	14,07	0,02	0,021	0,141	2,819	2,85
10 468,5	9,69	4,19	15,19	0,04	0,040	0,152	2,789	2,85
10 469	10,52	4,50	16,54	0,04	0,043	0,165	2,785	2,85
10 469,5	10,61	4,95	16,26	0,05	0,048	0,163	2,778	2,85
10 470	10,78	5,44	16,11	0,05	0,052	0,161	2,771	2,85
10 470,5	12,22	7,48	16,96	0,07	0,072	0,170	2,742	2,85
10 471	12,86	7,05	18,68	0,07	0,068	0,187	2,748	2,85
10 471,5	12,34	6,59	18,09	0,07	0,063	0,181	2,755	2,85
10 472	11,24	6,09	16,39	0,06	0,059	0,164	2,762	2,85
10 472,5	12,07	7,34	16,8	0,07	0,071	0,168	2,744	2,85
10 473	14,23	10,52	17,94	0,11	0,101	0,179	2,697	2,85
10 473,5	15,38	12,45	18,32	0,12	0,120	0,183	2,670	2,85
10 474	15,54	13,59	17,48	0,14	0,131	0,175	2,653	2,85
10 474,5	15,53	12,76	18,31	0,13	0,123	0,183	2,665	2,85
10 475	15,40	11,52	19,29	0,12	0,111	0,193	2,683	2,85
10 475,5	15,42	10,31	20,52	0,10	0,099	0,205	2,701	2,85
10 476	14,65	8,84	20,45	0,09	0,085	0,205	2,722	2,85
10 476,5	14,72	8,48	20,96	0,08	0,081	0,210	2,727	2,85
10 477	14,59	8,77	20,42	0,09	0,084	0,204	2,723	2,85
10 477,5	13,06	7,23	18,88	0,07	0,070	0,189	2,745	2,85
10 478	11,26	6,06	16,45	0,06	0,058	0,165	2,762	2,85
10 478,5	10,13	5,38	14,88	0,05	0,052	0,149	2,772	2,85
10 479	10,67	7,58	13,76	0,08	0,073	0,138	2,740	2,85
10 479,5	11,39	8,01	14,77	0,08	0,077	0,148	2,734	2,85
10 480	11,76	6,57	16,95	0,07	0,063	0,170	2,755	2,85
10 480,5	10,81	4,34	17,27	0,04	0,042	0,173	2,787	2,85

10 481	11,00	3,97	18,02	0,04	0,038	0,180	2,792	2,85
10 481,5	11,35	5,42	17,27	0,05	0,052	0,173	2,771	2,85
10 482	12,26	7,43	17,08	0,07	0,071	0,171	2,742	2,85
10 482,5	11,97	8,28	15,66	0,08	0,080	0,157	2,730	2,85
10 483	10,20	6,90	13,49	0,07	0,066	0,135	2,750	2,85
10 483,5	8,54	4,82	12,26	0,05	0,046	0,123	2,780	2,85
10 484	7,01	3,07	10,95	0,03	0,030	0,110	2,806	2,85
10 484,5	7,49	3,39	11,59	0,03	0,033	0,116	2,801	2,85
10 485	8,17	5,14	11,21	0,05	0,049	0,112	2,776	2,85
10 485,5	10,28	7,46	13,09	0,07	0,072	0,131	2,742	2,85
10 486	11,92	9,05	14,79	0,09	0,087	0,148	2,719	2,85
10 486,5	12,44	8,81	16,07	0,09	0,085	0,161	2,722	2,85
10 487	10,58	7,90	13,26	0,08	0,076	0,133	2,736	2,85
10 487,5	9,26	6,07	12,45	0,06	0,058	0,125	2,762	2,85
10 488	9,05	5,72	12,38	0,06	0,055	0,124	2,767	2,85
10 488,5	9,75	5,97	13,53	0,06	0,057	0,135	2,764	2,85
10 489	10,87	8,17	13,58	0,08	0,078	0,136	2,732	2,85
10 489,5	12,55	9,43	15,67	0,09	0,091	0,157	2,713	2,85
10 490	12,49	8,83	16,16	0,09	0,085	0,162	2,722	2,85
10 490,5	12,03	6,82	17,23	0,07	0,066	0,172	2,751	2,85
10 491	10,67	5,10	16,24	0,05	0,049	0,162	2,776	2,85
10 491,5	9,29	4,34	14,24	0,04	0,042	0,142	2,787	2,85
10 492	9,02	4,56	13,48	0,05	0,044	0,135	2,784	2,85
10 492,5	8,96	4,92	13	0,05	0,047	0,130	2,779	2,85
10 493	9,63	5,64	13,62	0,06	0,054	0,136	2,768	2,85
10 493,5	10,10	6,67	13,54	0,07	0,064	0,135	2,753	2,85
10 494	11,66	8,35	14,97	0,08	0,080	0,150	2,729	2,85
10 494,5	12,77	9,32	16,21	0,09	0,090	0,162	2,715	2,85
10 495	13,39	9,08	17,69	0,09	0,087	0,177	2,718	2,85
10 495,5	11,91	7,29	16,53	0,07	0,070	0,165	2,744	2,85
10 496	10,54	5,25	15,83	0,05	0,050	0,158	2,774	2,85
10 496,5	9,14	4,50	13,77	0,05	0,043	0,138	2,785	2,85
10 497	11,03	6,69	15,38	0,07	0,064	0,154	2,753	2,85
10 497,5	14,06	10,37	17,75	0,10	0,100	0,178	2,700	2,85
10 498	16,49	12,01	20,97	0,12	0,115	0,210	2,676	2,85
10 498,5	16,34	11,48	21,21	0,11	0,110	0,212	2,684	2,85
10 499	15,77	11,19	20,35	0,11	0,108	0,204	2,688	2,85
10 499,5	15,98	12,01	19,95	0,12	0,115	0,200	2,676	2,85
10 500	15,84	11,78	19,9	0,12	0,113	0,199	2,679	2,85
10 500,5	14,64	10,53	18,75	0,11	0,101	0,188	2,697	2,85
10 501	13,15	9,00	17,29	0,09	0,086	0,173	2,720	2,85
10 501,5	13,12	8,98	17,26	0,09	0,086	0,173	2,720	2,85
10 502	13,77	9,34	18,2	0,09	0,090	0,182	2,715	2,85
10 502,5	14,41	10,16	18,67	0,10	0,098	0,187	2,703	2,85

10 503	14,50	10,01	18,99	0,10	0,096	0,190	2,705	2,85
10 503,5	14,55	10,30	18,8	0,10	0,099	0,188	2,701	2,85
10 504	14,33	11,26	17,39	0,11	0,108	0,174	2,687	2,85
10 504,5	13,95	12,50	15,4	0,13	0,120	0,154	2,669	2,85
10 505	14,62	12,57	16,67	0,13	0,121	0,167	2,668	2,85
10 505,5	15,24	11,64	18,84	0,12	0,112	0,188	2,681	2,85
10 506	15,12	11,28	18,97	0,11	0,108	0,190	2,687	2,85
10 506,5	15,11	11,85	18,38	0,12	0,114	0,184	2,678	2,85
10 507	16,10	12,97	19,24	0,13	0,125	0,192	2,662	2,85
10 507,5	16,66	13,30	20,01	0,13	0,128	0,200	2,657	2,85
10 508	17,02	12,86	21,18	0,13	0,123	0,212	2,664	2,85
10 508,5	14,07	10,52	17,62	0,11	0,101	0,176	2,697	2,85
10 509	12,91	9,05	16,77	0,09	0,087	0,168	2,719	2,85
10 509,5	10,98	7,26	14,69	0,07	0,070	0,147	2,745	2,85
10 510	10,94	6,84	15,03	0,07	0,066	0,150	2,751	2,85
10 510,5	10,52	6,63	14,42	0,07	0,064	0,144	2,754	2,85
10 511	11,27	7,37	15,16	0,07	0,071	0,152	2,743	2,85
10 511,5	11,51	7,23	15,8	0,07	0,069	0,158	2,745	2,85
10 512	11,28	6,26	16,3	0,06	0,060	0,163	2,759	2,85
10 512,5	9,45	4,08	14,83	0,04	0,039	0,148	2,791	2,85
10 513	9,07	3,83	14,31	0,04	0,037	0,143	2,794	2,85
10 513,5	10,39	5,57	15,2	0,06	0,054	0,152	2,769	2,85
10 514	12,07	9,11	15,02	0,09	0,088	0,150	2,718	2,85
10 514,5	14,20	12,06	16,34	0,12	0,116	0,163	2,675	2,85
10 515	14,64	12,65	16,63	0,13	0,122	0,166	2,667	2,85
10 515,5	15,47	12,59	18,36	0,13	0,121	0,184	2,668	2,85
10 516	16,26	13,83	18,69	0,14	0,133	0,187	2,650	2,85
10 516,5	18,39	15,53	21,24	0,16	0,149	0,212	2,625	2,85
10 517	19,01	16,40	21,61	0,16	0,158	0,216	2,612	2,85
10 517,5	19,04	14,37	23,71	0,14	0,138	0,237	2,642	2,85
10 518	15,16	11,23	19,09	0,11	0,108	0,191	2,687	2,85
10 518,5	13,28	8,95	17,61	0,09	0,086	0,176	2,720	2,85
10 519	13,83	8,79	18,87	0,09	0,084	0,189	2,723	2,85
10 519,5	16,21	11,23	21,18	0,11	0,108	0,212	2,687	2,85
10 520	18,43	13,58	23,28	0,14	0,130	0,233	2,653	2,85
10 520,5	17,58	15,06	20,11	0,15	0,145	0,201	2,632	2,85
10 521	16,99	14,62	19,35	0,15	0,140	0,194	2,638	2,85
10 521,5	16,23	13,96	18,5	0,14	0,134	0,185	2,648	2,85
10 522	16,85	13,54	20,16	0,14	0,130	0,202	2,654	2,85
10 522,5	17,02	13,45	20,6	0,13	0,129	0,206	2,655	2,85
10 523	16,80	12,07	21,53	0,12	0,116	0,215	2,675	2,85
10 523,5	15,63	10,95	20,31	0,11	0,105	0,203	2,691	2,85
10 524	14,96	10,68	19,23	0,11	0,103	0,192	2,695	2,85
10 524,5	15,61	12,71	18,51	0,13	0,122	0,185	2,666	2,85

10 525	16,29	14,17	18,41	0,14	0,136	0,184	2,645	2,85
10 525,5	16,05	14,21	17,89	0,14	0,137	0,179	2,644	2,85
10 526	14,95	12,23	17,67	0,12	0,118	0,177	2,673	2,85
10 526,5	13,82	10,19	17,45	0,10	0,098	0,175	2,702	2,85
10 527	13,62	9,23	18,02	0,09	0,089	0,180	2,716	2,85
10 527,5	13,04	10,62	15,46	0,11	0,102	0,155	2,696	2,85
10 528	14,37	12,50	16,24	0,13	0,120	0,162	2,669	2,85
10 528,5	15,36	13,57	17,15	0,14	0,130	0,172	2,653	2,85
10 529	16,27	13,19	19,34	0,13	0,127	0,193	2,659	2,85
10 529,5	16,55	12,38	20,73	0,12	0,119	0,207	2,671	2,85
10 530	15,63	11,08	20,18	0,11	0,106	0,202	2,689	2,85
10 530,5	15,00	11,14	18,86	0,11	0,107	0,189	2,688	2,85
10 531	14,48	11,99	16,98	0,12	0,115	0,170	2,676	2,85
10 531,5	15,26	14,37	16,16	0,14	0,138	0,162	2,642	2,85
10 532	15,02	14,75	15,28	0,15	0,142	0,153	2,636	2,85
10 532,5	13,61	12,58	14,65	0,13	0,121	0,147	2,668	2,85
10 533	12,38	9,23	15,53	0,09	0,089	0,155	2,716	2,85
10 533,5	12,60	7,54	17,66	0,08	0,072	0,177	2,741	2,85
10 534	13,09	8,60	17,58	0,09	0,083	0,176	2,725	2,85
10 534,5	13,57	9,62	17,52	0,10	0,092	0,175	2,711	2,85
10 535	12,98	9,68	16,28	0,10	0,093	0,163	2,710	2,85
10 535,5	11,69	7,92	15,46	0,08	0,076	0,155	2,735	2,85
10 536	10,66	6,23	15,08	0,06	0,060	0,151	2,760	2,85
10 536,5	11,10	5,48	16,71	0,05	0,053	0,167	2,771	2,85
10 537	12,26	6,38	18,14	0,06	0,061	0,181	2,758	2,85
10 537,5	11,63	6,79	16,48	0,07	0,065	0,165	2,752	2,85
10 538	10,99	6,63	15,35	0,07	0,064	0,154	2,754	2,85
10 538,5	11,55	6,61	16,49	0,07	0,064	0,165	2,754	2,85
10 539	13,21	7,60	18,81	0,08	0,073	0,188	2,740	2,85
10 539,5	14,37	9,21	19,52	0,09	0,089	0,195	2,716	2,85
10 540	14,78	10,08	19,49	0,10	0,097	0,195	2,704	2,85
10 540,5	15,02	10,97	19,07	0,11	0,105	0,191	2,691	2,85
10 541	16,16	11,17	21,15	0,11	0,107	0,212	2,688	2,85
10 541,5	16,62	10,72	22,51	0,11	0,103	0,225	2,695	2,85
10 542	17,29	9,67	24,91	0,10	0,093	0,249	2,710	2,85
10 542,5	15,72	9,06	22,39	0,09	0,087	0,224	2,719	2,85
10 543	15,13	9,57	20,7	0,10	0,092	0,207	2,711	2,85
10 543,5	16,03	11,14	20,93	0,11	0,107	0,209	2,689	2,85
10 544	18,46	11,63	25,3	0,12	0,112	0,253	2,681	2,85
10 544,5	18,80	10,83	26,77	0,11	0,104	0,268	2,693	2,85
10 545	19,44	10,23	28,66	0,10	0,098	0,287	2,702	2,85
10 545,5	18,47	10,63	26,31	0,11	0,102	0,263	2,696	2,85
10 546	19,49	12,56	26,43	0,13	0,121	0,264	2,668	2,85
10 546,5	18,67	13,05	24,3	0,13	0,125	0,243	2,661	2,85

10 547	18,20	12,37	24,04	0,12	0,119	0,240	2,671	2,85
10 547,5	16,06	11,42	20,7	0,11	0,110	0,207	2,684	2,85
10 548	15,85	11,09	20,61	0,11	0,107	0,206	2,689	2,85
10 548,5	16,04	10,24	21,84	0,10	0,098	0,218	2,702	2,85
10 549	16,07	8,16	23,98	0,08	0,078	0,240	2,732	2,85
10 549,5	15,26	6,54	23,97	0,07	0,063	0,240	2,755	2,85
10 550	14,58	6,69	22,48	0,07	0,064	0,225	2,753	2,85
10 550,5	14,53	8,26	20,79	0,08	0,079	0,208	2,730	2,85
10 551	15,39	9,56	21,22	0,10	0,092	0,212	2,711	2,85
10 551,5	16,27	11,57	20,97	0,12	0,111	0,210	2,682	2,85
10 552	18,06	12,66	23,45	0,13	0,122	0,235	2,666	2,85
10 552,5	17,59	13,09	22,1	0,13	0,126	0,221	2,660	2,85
10 553	17,27	12,24	22,3	0,12	0,118	0,223	2,673	2,85
10 553,5	15,70	10,26	21,14	0,10	0,099	0,211	2,701	2,85
10 554	14,83	9,09	20,58	0,09	0,087	0,206	2,718	2,85
10 554,5	13,75	8,85	18,65	0,09	0,085	0,187	2,722	2,85
10 555	15,11	11,12	19,09	0,11	0,107	0,191	2,689	2,85
10 555,5	17,28	14,02	20,53	0,14	0,135	0,205	2,647	2,85
10 556	17,91	15,52	20,31	0,16	0,149	0,203	2,625	2,85
10 556,5	18,16	16,46	19,87	0,16	0,158	0,199	2,611	2,85
10 557	17,97	16,06	19,88	0,16	0,154	0,199	2,617	2,85
10 557,5	18,74	15,01	22,48	0,15	0,144	0,225	2,632	2,85
10 558	17,59	12,29	22,9	0,12	0,118	0,229	2,672	2,85
10 558,5	15,15	9,35	20,95	0,09	0,090	0,210	2,714	2,85
10 559	13,86	8,04	19,68	0,08	0,077	0,197	2,733	2,85
10 559,5	13,81	8,97	18,65	0,09	0,086	0,187	2,720	2,85
10 560	15,32	11,79	18,85	0,12	0,113	0,189	2,679	2,85
10 560,5	16,28	12,97	19,6	0,13	0,125	0,196	2,662	2,85
10 561	15,87	12,30	19,45	0,12	0,118	0,195	2,672	2,85
10 561,5	16,09	11,06	21,13	0,11	0,106	0,211	2,690	2,85
10 562	14,73	9,39	20,06	0,09	0,090	0,201	2,714	2,85
10 562,5	14,39	8,34	20,44	0,08	0,080	0,204	2,729	2,85
10 563	14,53	7,76	21,3	0,08	0,075	0,213	2,738	2,85
10 563,5	15,87	9,28	22,46	0,09	0,089	0,225	2,715	2,85
10 564	16,19	11,50	20,88	0,12	0,111	0,209	2,683	2,85
10 564,5	16,88	12,37	21,38	0,12	0,119	0,214	2,671	2,85
10 565	18,29	13,26	23,31	0,13	0,127	0,233	2,658	2,85
10 565,5	20,70	16,40	24,99	0,16	0,158	0,250	2,612	2,85
10 566	21,32	20,14	22,49	0,20	0,194	0,225	2,558	2,85
10 566,5	20,70	19,18	22,22	0,19	0,184	0,222	2,572	2,85
10 567	16,83	13,50	20,16	0,13	0,130	0,202	2,654	2,85
10 567,5	13,91	8,30	19,52	0,08	0,080	0,195	2,730	2,85
10 568	13,21	7,54	18,88	0,08	0,072	0,189	2,741	2,85
10 568,5	14,71	8,82	20,59	0,09	0,085	0,206	2,722	2,85

10 569	15,06	8,12	22	0,08	0,078	0,220	2,732	2,85
10 569,5	13,80	6,34	21,26	0,06	0,061	0,213	2,758	2,85
10 570	12,02	4,48	19,56	0,04	0,043	0,196	2,785	2,85
10 570,5	12,07	5,19	18,95	0,05	0,050	0,190	2,775	2,85
10 571	12,74	7,21	18,27	0,07	0,069	0,183	2,746	2,85
10 571,5	15,50	9,93	21,07	0,10	0,095	0,211	2,706	2,85
10 572	15,88	10,62	21,14	0,11	0,102	0,211	2,696	2,85
10 572,5	15,49	11,30	19,68	0,11	0,109	0,197	2,686	2,85
10 573	14,05	10,12	17,99	0,10	0,097	0,180	2,703	2,85
10 573,5	14,70	9,72	19,69	0,10	0,093	0,197	2,709	2,85
10 574	15,70	8,78	22,62	0,09	0,084	0,226	2,723	2,85
10 574,5	15,36	9,03	21,68	0,09	0,087	0,217	2,719	2,85
10 575	14,63	10,17	19,09	0,10	0,098	0,191	2,703	2,85
10 575,5	15,67	11,70	19,65	0,12	0,112	0,197	2,680	2,85
10 576	14,23	10,27	18,19	0,10	0,099	0,182	2,701	2,85
10 576,5	12,20	6,82	17,58	0,07	0,066	0,176	2,751	2,85
10 577	9,86	4,90	14,82	0,05	0,047	0,148	2,779	2,85
10 577,5	10,35	5,38	15,33	0,05	0,052	0,153	2,772	2,85
10 578	10,53	6,63	14,43	0,07	0,064	0,144	2,754	2,85
10 578,5	10,34	6,34	14,34	0,06	0,061	0,143	2,758	2,85
10 579	11,52	8,47	14,58	0,08	0,081	0,146	2,727	2,85
10 579,5	16,07	14,12	18,03	0,14	0,136	0,180	2,645	2,85
10 580	20,53	19,62	21,43	0,20	0,188	0,214	2,566	2,85
10 580,5	21,67	22,46	20,88	0,22	0,216	0,209	2,524	2,85
10 581	19,63	20,60	18,66	0,21	0,198	0,187	2,551	2,85
10 581,5	16,89	16,33	17,44	0,16	0,157	0,174	2,613	2,85
10 582	15,21	13,11	17,31	0,13	0,126	0,173	2,660	2,85
10 582,5	14,87	11,72	18,02	0,12	0,113	0,180	2,680	2,85
10 583	15,46	12,59	18,33	0,13	0,121	0,183	2,668	2,85
10 583,5	15,29	11,48	19,1	0,11	0,110	0,191	2,684	2,85
10 584	14,82	10,42	19,21	0,10	0,100	0,192	2,699	2,85
10 584,5	14,03	9,37	18,69	0,09	0,090	0,187	2,714	2,85
10 585	13,70	9,41	18	0,09	0,090	0,180	2,714	2,85
10 585,5	13,93	9,31	18,54	0,09	0,089	0,185	2,715	2,85
10 586	16,02	10,00	22,03	0,10	0,096	0,220	2,705	2,85
10 586,5	18,52	13,48	23,55	0,13	0,129	0,236	2,655	2,85
10 587	21,09	16,14	26,03	0,16	0,155	0,260	2,616	2,85
10 587,5	22,21	16,77	27,65	0,17	0,161	0,277	2,607	2,85
10 588	21,02	15,10	26,95	0,15	0,145	0,270	2,631	2,85
10 588,5	19,50	13,17	25,83	0,13	0,126	0,258	2,659	2,85
10 589	17,68	11,01	24,35	0,11	0,106	0,244	2,690	2,85
10 589,5	16,40	8,66	24,13	0,09	0,083	0,241	2,724	2,85
10 590	14,90	8,17	21,64	0,08	0,078	0,216	2,732	2,85
10 590,5	16,38	10,90	21,85	0,11	0,105	0,219	2,692	2,85

10 591	19,65	16,20	23,09	0,16	0,156	0,231	2,615	2,85
10 591,5	18,90	15,77	22,04	0,16	0,151	0,220	2,621	2,85
10 592	18,13	12,69	23,58	0,13	0,122	0,236	2,666	2,85
10 592,5	13,80	6,81	20,8	0,07	0,065	0,208	2,751	2,85
10 593	13,37	6,06	20,68	0,06	0,058	0,207	2,762	2,85
10 593,5	12,03	6,70	17,36	0,07	0,064	0,174	2,753	2,85
10 594	13,34	7,97	18,71	0,08	0,077	0,187	2,735	2,85
10 594,5	14,65	10,08	19,21	0,10	0,097	0,192	2,704	2,85
10 595	17,47	11,79	23,15	0,12	0,113	0,232	2,679	2,85
10 595,5	18,20	13,36	23,04	0,13	0,128	0,230	2,656	2,85
10 596	20,20	15,35	25,05	0,15	0,147	0,251	2,627	2,85
10 596,5	21,81	17,88	25,74	0,18	0,172	0,257	2,591	2,85
10 597	22,57	20,20	24,94	0,20	0,194	0,249	2,557	2,85
10 597,5	25,87	25,22	26,52	0,25	0,242	0,265	2,484	2,85
10 598	27,72	28,32	27,12	0,28	0,272	0,271	2,439	2,85
10 598,5	27,62	28,63	26,61	0,29	0,275	0,266	2,435	2,85
10 599	26,53	30,80	22,26	0,31	0,296	0,223	2,403	2,85
10 599,5	25,89	30,92	20,85	0,31	0,297	0,209	2,402	2,85

ANEXO 7. BASE DE DATOS DE LA DETERMINACIÓN DE LA RESISTIVIDAD DE LA FORMACIÓN

PROFUNDIDAD (pies)	Laterolog deep resistivity (HLLD)	Laterolog shallow resistivity (HLLS)	Rxo resistivity (RXOZ)	Mud Resistivity (RM)	HLLD/RM	CORRECCIÓN (RT/HLLD)	HLLD Corregido	HLLD/HLLS	HLLD/RXO	Rt
10 440	3 260,25	126,49	5 000,04	0,09	36 225	0,7	2 282,17	18,0	0,5	2 282
10 442	3 969,64	134,15	5 000,04	0,09	44 107	0,68	2 699,36	20,1	0,5	2 699
10 444	2 930,82	136,59	5 000,04	0,09	32 565	0,7	2 051,57	15,0	0,4	2 052
10 446	60 000,00	118,13	5 000,04	0,09	666 667	-	0,00	0,0	0,0	0
10 448	60 000,00	132,38	5 000,04	0,09	666 667	-	0,00	0,0	0,0	0
10 450	60 000,00	141,93	5 000,04	0,09	666 667	-	0,00	0,0	0,0	0
10 452	60 000,00	144,89	5 000,04	0,09	666 667	-	0,00	0,0	0,0	0
10 454	5 181,61	105,92	5 000,04	0,09	57 573	0,68	3 523,50	33,3	0,7	3 523
10 456	461,69	109,38	5 000,04	0,09	5 130	0,75	346,27	3,2	0,1	346
10 458	95,63	84,48	5 000,04	0,09	1 063	0,85	81,28	1,0	0,0	81
10 460	1 885,69	75,52	5 000,04	0,09	20 952	0,7	1 319,98	17,5	0,3	1 320
10 462	2 347,38	80,27	5 000,04	0,09	26 082	0,69	1 619,69	20,2	0,3	1 620
10 464	4 132,60	88,29	5 000,04	0,09	45 918	0,69	2 851,49	32,3	0,6	2 851
10 466	9 351,98	97,68	5 000,04	0,09	103 911	0,67	6 265,82	64,1	1,3	6 266
10 468	1 058,36	153,39	5 000,04	0,09	11 760	0,85	899,61	5,9	0,2	900
10 470	582,33	316,79	5 000,04	0,09	6 470	0,76	442,57	1,4	0,1	443
10 472	469,00	261,63	5 000,04	0,09	5 211	0,75	351,75	1,3	0,1	352
10 474	1 400,12	197,08	5 000,04	0,09	15 557	0,68	952,08	4,8	0,2	952
10 476	1 439,14	180,47	5 000,04	0,09	15 990	0,69	993,01	5,5	0,2	993
10 478	781,03	198,32	5 000,04	0,09	8 678	0,73	570,15	2,9	0,1	570
10 480	4 767,34	131,20	5 000,04	0,09	52 970	0,69	3 289,47	25,1	0,7	3 289
10 482	1 451,47	148,34	5 000,04	0,09	16 127	0,72	1 045,06	7,0	0,2	1 045
10 484	1 185,67	143,92	5 000,04	0,09	13 174	0,73	865,54	6,0	0,2	866
10 486	1 738,06	374,82	5 000,04	0,09	19 312	0,71	1 234,02	3,3	0,2	1 234
10 488	1 419,02	139,30	5 000,04	0,09	15 767	0,72	1 021,69	7,3	0,2	1 022
10 490	525,89	125,66	5 000,04	0,09	5 843	0,75	394,41	3,1	0,1	394
10 492	628,72	132,83	5 000,04	0,09	6 986	0,76	477,82	3,6	0,1	478
10 494	1 341,78	131,38	5 000,04	0,09	14 909	0,72	966,08	7,4	0,2	966
10 496	2 381,14	144,12	5 000,04	0,09	26 457	0,7	1 666,80	11,6	0,3	1 667
10 498	496,41	121,47	5 000,04	0,09	5 516	0,75	372,31	3,1	0,1	372
10 500	432,70	116,31	5 000,04	0,09	4 808	0,74	320,20	2,8	0,1	320
10 502	1 098,43	113,48	5 000,04	0,09	12 205	0,73	801,85	7,1	0,2	802
10 504	829,71	121,86	5 000,04	0,09	9 219	0,74	613,99	5,0	0,1	614
10 506	820,65	122,97	5 000,04	0,09	9 118	0,74	607,28	4,9	0,1	607
10 508	525,88	127,91	5 000,04	0,09	5 843	0,75	394,41	3,1	0,1	394
10 510	787,29	130,71	5 000,04	0,09	8 748	0,73	574,72	4,4	0,1	575
10 512	1 266,58	137,63	5 000,04	0,09	14 073	0,72	911,94	6,6	0,2	912
10 514	520,64	138,95	5 000,04	0,09	5 785	0,75	390,48	2,8	0,1	390

10 516	729,91	126,67	5 000,04	0,09	8 110	0,75	547,43	4,3	0,1	547
10 518	331,96	124,43	5 000,04	0,09	3 688	0,77	255,61	2,1	0,1	256
10 520	306,25	126,73	5 000,04	0,09	3 403	0,77	235,81	1,9	0,0	236
10 522	143,24	125,46	5 000,04	0,09	1 592	0,82	117,46	0,9	0,0	117
10 524	132,85	125,84	5 000,04	0,09	1 476	0,82	108,94	0,9	0,0	109
10 526	200,99	131,31	5 000,04	0,09	2 233	0,75	150,74	1,1	0,0	151
10 528	273,32	134,67	5 000,04	0,09	3 037	0,76	207,72	1,5	0,0	208
10 530	296,66	132,71	5 000,04	0,09	3 296	0,75	222,50	1,7	0,0	222
10 532	193,79	101,69	5 000,04	0,09	2 153	0,75	145,34	1,4	0,0	145
10 534	232,62	86,05	1,41	0,09	2 585	0,8	186,09	2,2	131,9	186
10 536	415,81	117,35	5 000,04	0,09	4 620	0,76	316,02	2,7	0,1	316
10 538	557,64	126,03	5 000,04	0,09	6 196	0,77	429,39	3,4	0,1	429
10 540	388,87	142,35	5 000,04	0,09	4 321	0,76	295,54	2,1	0,1	296
10 542	743,14	161,10	5 000,04	0,09	8 257	0,73	542,49	3,4	0,1	542
10 544	673,36	150,39	5 000,04	0,09	7 482	0,74	498,29	3,3	0,1	498
10 546	814,99	137,15	5 000,04	0,09	9 055	0,73	594,94	4,3	0,1	595
10 548	1 342,63	151,32	5 000,04	0,09	14 918	0,71	953,27	6,3	0,2	953
10 550	2 418,25	163,63	5 000,04	0,09	26 869	0,7	1 692,78	10,3	0,3	1 693
10 552	3 735,11	169,88	5 000,04	0,09	41 501	0,67	2 502,53	14,7	0,5	2 503
10 554	1 502,43	185,44	5 000,04	0,09	16 694	0,71	1 066,73	5,8	0,2	1 067
10 556	1 030,28	165,58	5 000,04	0,09	11 448	0,72	741,80	4,5	0,1	742
10 558	450,20	138,97	74,17	0,09	5 002	0,75	337,65	2,4	4,6	338
10 560	569,88	137,73	5 000,04	0,09	6 332	0,74	421,71	3,1	0,1	422
10 562	693,88	137,87	5 000,04	0,09	7 710	0,73	506,53	3,7	0,1	507
10 564	873,12	146,73	5 000,04	0,09	9 701	0,72	628,64	4,3	0,1	629
10 566	270,25	137,91	5 000,04	0,09	3 003	0,77	208,09	1,5	0,0	208
10 568	536,12	152,34	5 000,04	0,09	5 957	0,75	402,09	2,6	0,1	402
10 570	839,99	157,14	5 000,04	0,09	9 333	0,72	604,79	3,8	0,1	605
10 572	530,11	147,46	5 000,04	0,09	5 890	0,74	392,28	2,7	0,1	392
10 574	722,33	137,22	5 000,04	0,09	8 026	0,73	527,30	3,8	0,1	527
10 576	1 056,67	144,11	5 000,04	0,09	11 741	0,72	760,80	5,3	0,2	761
10 578	1 396,78	137,18	5 000,04	0,09	15 520	0,72	1 005,68	7,3	0,2	1 006
10 580	330,92	122,11	5 000,04	0,09	3 677	0,77	254,81	2,1	0,1	255
10 582	1 762,18	129,96	5 000,04	0,09	19 580	0,71	1 251,15	9,6	0,3	1 251
10 584	590,38	120,37	5 000,04	0,09	6 560	0,75	442,79	3,7	0,1	443
10 586	228,76	91,53	5 000,04	0,09	2 542	0,84	192,16	2,1	0,0	192
10 588	66,40	77,16	5 000,04	0,09	738	0,87	57,76	0,7	0,0	58
10 590	44,79	62,75	5 000,04	0,09	498	0,9	40,31	0,6	0,0	40
10 592	77,83	91,16	5 000,04	0,09	865	0,86	66,94	0,7	0,0	67
10 594	45,78	79,58	5 000,04	0,09	509	0,89	40,74	0,5	0,0	41
10 596	21,27	50,93	5 000,04	0,09	236	0,95	20,20	0,4	0,0	20
10 598	26,53	62,29	5 000,04	0,09	295	0,92	24,41	0,4	0,0	24
10 600	38,59	55,66	5 000,04	0,09	429	0,89	34,35	0,6	0,0	34

ANEXO 8. BASE DE DATOS DE LA DETERMINACIÓN DE LA SATURACIÓN DE AGUA DE LA FORMACIÓN,

Profundidad	Porosidad de la formación (%)	$R_t (\Omega.m)$	$R_w (\Omega.m)$	m	a	$1/n$	\varnothing_m	S_w
10 454	4,6	3 523	0,7	2	1	0,5	20,7	31,0%
10 456	33,4	346	0,7	2	1	0,5	1 115,6	13,5%
10 458	21,2	81	0,7	2	1	0,5	448,6	43,8%
10 460	11,7	1 320	0,7	2	1	0,5	136,2	19,7%
10 462	27,8	1 620	0,7	2	1	0,5	773,7	7,5%
10 464	24,1	2 851	0,7	2	1	0,5	580,9	6,5%
10 466	16,8	6 266	0,7	2	1	0,5	281,6	6,3%
10 468	8,1	900	0,7	2	1	0,5	65,9	34,4%
10 470	10,8	443	0,7	2	1	0,5	116,1	36,9%
10 472	11,2	352	0,7	2	1	0,5	126,3	39,7%
10 474	15,5	952	0,7	2	1	0,5	241,4	17,5%
10 476	14,6	993	0,7	2	1	0,5	214,5	18,1%
10 478	11,3	570	0,7	2	1	0,5	126,7	31,1%
10 480	11,8	3 289	0,7	2	1	0,5	138,2	12,4%
10 482	12,3	1 045	0,7	2	1	0,5	150,2	21,1%
10 484	7,0	866	0,7	2	1	0,5	49,1	40,6%
10 486	11,9	1 234	0,7	2	1	0,5	142,1	20,0%
10 488	9,0	1 022	0,7	2	1	0,5	81,9	28,9%
10 490	12,5	394	0,7	2	1	0,5	156,1	33,7%
10 492	9,0	478	0,7	2	1	0,5	81,3	42,4%
10 494	11,7	966	0,7	2	1	0,5	136,0	23,1%
10 496	10,5	1 667	0,7	2	1	0,5	111,1	19,4%
10 498	16,5	372	0,7	2	1	0,5	272,0	26,3%
10 500	15,8	320	0,7	2	1	0,5	250,9	29,5%
10 502	13,8	802	0,7	2	1	0,5	189,7	21,5%
10 504	14,3	614	0,7	2	1	0,5	205,2	23,6%
10 506	15,1	607	0,7	2	1	0,5	228,7	22,5%
10 508	17,0	394	0,7	2	1	0,5	289,6	24,8%
10 510	10,9	575	0,7	2	1	0,5	119,6	31,9%
10 512	11,3	912	0,7	2	1	0,5	127,2	24,6%
10 514	12,1	390	0,7	2	1	0,5	145,6	35,1%
10 516	16,3	547	0,7	2	1	0,5	264,3	22,0%
10 518	15,2	256	0,7	2	1	0,5	229,9	34,5%
10 520	18,4	236	0,7	2	1	0,5	339,7	29,6%
10 522	16,9	117	0,7	2	1	0,5	284,0	45,8%
10 524	15,0	109	0,7	2	1	0,5	223,7	53,6%
10 526	15,0	151	0,7	2	1	0,5	223,6	45,6%
10 528	14,4	208	0,7	2	1	0,5	206,5	40,4%
10 530	15,6	222	0,7	2	1	0,5	244,3	35,9%
10 532	15,0	145	0,7	2	1	0,5	225,5	46,2%
10 534	13,1	186	0,7	2	1	0,5	171,3	46,9%

10 536		10,7	316	0,7	2	1	0,5	113,6	44,2%
10 538		11,0	429	0,7	2	1	0,5	120,8	36,7%
10 540		14,8	296	0,7	2	1	0,5	218,5	32,9%
10 542		17,3	542	0,7	2	1	0,5	298,9	20,8%
10 544		18,5	498	0,7	2	1	0,5	340,9	20,3%
10 546		19,5	595	0,7	2	1	0,5	380,0	17,6%
10 548		15,8	953	0,7	2	1	0,5	251,2	17,1%
10 550		14,6	1 693	0,7	2	1	0,5	212,7	13,9%
10 552		18,1	2 503	0,7	2	1	0,5	326,0	9,3%
10 554		14,8	1 067	0,7	2	1	0,5	220,1	17,3%
10 556		17,9	742	0,7	2	1	0,5	320,9	17,1%
10 558		17,6	338	0,7	2	1	0,5	309,6	25,9%
10 560		15,3	422	0,7	2	1	0,5	234,6	26,6%
10 562		14,7	507	0,7	2	1	0,5	216,9	25,2%
10 564		16,2	629	0,7	2	1	0,5	262,2	20,6%
10 566		21,3	208	0,7	2	1	0,5	454,4	27,2%
10 568		13,2	402	0,7	2	1	0,5	174,5	31,6%
10 570		12,0	605	0,7	2	1	0,5	144,4	28,3%
10 572		15,9	392	0,7	2	1	0,5	252,2	26,6%
10 574		15,7	527	0,7	2	1	0,5	246,5	23,2%
10 576		14,2	761	0,7	2	1	0,5	202,5	21,3%
10 578		10,5	1 006	0,7	2	1	0,5	110,9	25,0%
10 580		20,5	255	0,7	2	1	0,5	421,3	25,5%
10 582		15,2	1 251	0,7	2	1	0,5	231,3	15,6%
10 584		14,8	443	0,7	2	1	0,5	219,5	26,8%
10 586		16,0	192	0,7	2	1	0,5	256,5	37,7%
10 588		21,0	58	0,7	2	1	0,5	442,0	52,4%
10 590		14,9	40	0,7	2	1	0,5	222,1	88,4%

ANEXO 9. FACTORES DE CONVERSIÓN

Unidades del sistema Inglés y sus Equivalencias con el sistema Internacional

Magnitud	Dimensionales	
	S. Inglés	S. Internacional
Longitud	Pulgada Pie Yarda Milla	1 pulg. = 2.54 cm 1 pie = 30.48 cm 1 yd = 0.914 m 1 mi = 1.609 Km
Volumen	Galón Cuarto Pie cúbico	1 gal = 3.785 L 1 qt = 946.4 mL 1 pie ³ = 28.32 L
Masa	Libra Onza Tonelada	1 lb = 453.6 g 1 oz = 28.35 g 1 t = 907.2 Kg

Constantes básicas

Temperatura absoluta equivalente a 0° F	459.688 °R
Densidad máxima del agua (39.16 °F)	0.999973 g por cm ³
Densidad del agua a 60 °F	0.999014 g por cm ³
Constante del gas	10.732 (lpc)(p ³)/(lb.mol)(°R)
Temperatura estándar legal comúnmente usada	60 °F

Escalas de temperatura

Grados Fahrenheit (°F)	1.8 °C + 32
Grados Centígrados (°C)	(1/1.8) °F – 32
Grados Kelvin (°K)	°C + 273.16
Grados Rankine (°R)	°F + 459.7

Unidades de volumen

1 ac-p	43 560 p ³
1 ac-p	7 758.4 bl
1 bl	42 gal U.S.
1 bl	5.61458 p ³
1 p ³	1 728 pl ³
1 p ³	7.4805 gal
1 p ³	0.178108 bl
1 m ³	6.2898 bl
1 gal	3 785.43 cm ³
1 gal	231 pl ³
1 qt	946.35 cm ³

Gravedad específica del petróleo fiscal:

$$\gamma_o = \frac{141.5}{^{\circ}API + 131.5}$$

Peso molecular del petróleo fiscal:

$$M_o = \frac{44.29 \gamma_o}{1.03 - \gamma_o} = \frac{6084}{^{\circ}API - 5.9}$$



CUNOR | **CENTRO UNIVERSITARIO DEL NORTE**
Universidad de San Carlos de Guatemala

El director del Centro Universitario del Norte de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer los dictámenes de la Comisión de Trabajos de Graduación de la carrera de:

GEOLOGÍA

Al trabajo titulado:

**DETERMINACIÓN DEL PETRÓLEO Y GAS ORIGINAL EN SITIO EN EL CAMPO OCULTÚN,
LA LIBERTAD PETÉN, MEDIANTE ANÁLISIS DEL POZO OCULTÚN-2X**

Presentado por el (la) estudiante:

JOSÉ MIGUEL ALBERTO OXOM RAMIREZ

Autoriza el

IMPRIMASE

Cobán Alta Verapaz 11 de Abril de 2016.


Lic. Erwin Gonzalo Eskenasy Morales
DIRECTOR

