



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS GEOLÓGICO DE LA PROVINCIA
PETROLERA DE CHIHUAHUA, CON UN MODELO
GEOLÓGICO 3D EN EL ÁREA DE CUCHILLO
PARADO.**

TESIS

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE INGENIERO
GEÓLOGO.**

PRESENTA:

JOSÉ DE JESÚS BARDALES LAZCANO.



DIRECTOR DE TESIS:

DR. RICARDO JOSÉ PADILLA Y SÁNCHEZ

CIUDAD UNIVERSITARIA

2016

CDMX



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

**ANÁLISIS GEOLÓGICO DE LA PROVINCIA PETROLERA DE CHIHUAHUA,
CON UN MODELO GEOLÓGICO 3D EN EL ÁREA DE CUCHILLO PARADO.**

José de Jesús Bardales Lazcano

Director: Dr. Ricardo José Padilla y Sánchez

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO.

FACULTAD DE INGENIERÍA.

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA.

Agradecimientos.

A mis padres: Por haber enseñado con el ejemplo y convertirse en un gran ejemplo a seguir, por apoyarme, por confiar en mí, por su comprensión y por su cariño

A mí hermana Erika y Esteban: les agradezco todo el apoyo y cariño que me brindaron, por inspirarme a ser mejor cada día y por enseñarme que nunca hay que darse por vencido.

A mi hermana Mercedes: Por todo su cariño, por convertirse en mi mejor amiga y vivir día a día una nueva aventura, por estar conmigo en las buenas y en las malas.

A la vida: Por permitirme crecer dentro de un núcleo familiar

consolidado que a pesar de las adversidades hemos encontrado la manera de salir adelante, y con esto demostrarme lo afortunado que soy.

A mi asesor: Dr. Ricardo Padilla y Sánchez por haberme brindado la oportunidad de realizar este proyecto bajo su supervisión, por su amistad, paciencia y apoyo en la realización de este proyecto.

A mis sinodales: Dr. Joaquín E. Aguayo, Dr. Enrique González Torres. Ing. Javier Arellano G., Dr. Isabel Domínguez Torres, por su apoyo en la elaboración de este proyecto.

A mis profesores: por ser parte fundamental en la mi formación profesional y enseñarme que con esfuerzo y dedicación todo es posible.

A mis amigos Roberto, Yahir, Alexis, Selene, Zeus... etc.: Por su amistad, apoyo y aliento en cada una de las materias.

A la facultad de Ingeniería.: Por permitirme vivir innumerables experiencias en sus aulas y pasillos,

las cuales fueron piezas importantes en mi formación.

A la UNAM: Por ser mi segunda casa desde la preparatoria, y permitirme haber estudiado una licenciatura y sentirme orgulloso de pertenecer a la máxima casa de estudios.

José de Jesús Bardales Lazcano

“Por mi raza, hablará el espíritu.”

Índice:

I. Resumen.....	1
II. Introducción	2
1. Objetivo:.....	3
III. Antecedentes e Información Disponible.	4
1. Ubicación.....	4
2. Fisiografía.....	6
3. Pozos de exploración en el Estado de Chihuahua.....	8
A. Pozo exploratorio “Chapo 1”	10
B. Pozo exploratorio “Cuchillo Parado 1”	13
C. Pozo exploratorio “Cuchillo Parado 2”	15
D. Correlación de pozos (Sección geológica)	17
IV. Historia geológica.....	19
A. Orogenia Laramídica.....	22
1. Marco estratigráfico y ambiente sedimentario de la Cuenca de Chihuahua.	24
A. Paleozoico: Pensilvánico-Pérmico.....	25
B. Mesozoico	27
C. Cretácico.....	29
D. Cenozoico.....	32
2. Marco estratigráfico y ambiente sedimentario de Cuchillo Parado.....	33
A. Estratigrafía del área de Cuchillo Parado.....	36
3. Evolución tectónica – estructural de la Cuenca de Chihuahua.....	40
A. Periodo de apertura (Jurásico Superior Kimmeridgiano- Cretácico Inferior Aptiano Temprano)	40

B.	Periodo de cuenca con desarrollo de plataforma (Cretácico Temprano Aptiano Tardío-Albiano).....	40
C.	Periodo de compresión y colmatación (Cretácico: Cenomaniano-Terciario Inferior: Paleógeno).....	40
4.	Evolución tectónica estructural de Cuchillo Parado.....	43
V.	<i>Marco conceptual de geología del petróleo.....</i>	45
1.	Sistema petrolero.....	46
1.1	Clasificación de los sistemas petroleros.....	48
	Clasificación de los depósitos petroleros económicos	51
2.	Kerógeno	54
3.	Diagénesis.....	56
4.	Catagénesis.....	57
5.	Metagénesis.....	57
6.	Subsistemas petroleros.....	58
a.	Subsistema generador.....	59
b.	Subsistema almacenador.....	61
c.	Subsistema sello.....	63
d.	Subsistema entrapamiento.....	64
e.	Subsistema migración y sincronía.....	67
7.	Sistemas petroleros en la Cuenca de Chihuahua.....	70
5.1.	Sistema Petrolero Jurásico Superior Tithoniano-Tithoniano-Cretácico Inferior Albiano (!) 71	
7.2	Procesos de los Sistemas Petroleros Tithoniano-Tithoniano-Aptiano (!), Aptiano-Albiano (·) y Turoniano-Turoniano (·)	79

7.3	Extensión geográfica de los Sistemas Petroleros Tithoniano- Tithoniano-Aptiano (!), Aptiano-Albiano (·) y Turoniano-Turoniano (·)	80
7.4	Extensión estratigráfica de los Sistemas Petroleros Tithoniano- Tithoniano-Aptiano (!), Aptiano-Albiano (·) y Turoniano-Turoniano (·)	80
7.5	Extensión temporal de los Sistemas Petroleros Tithoniano- Tithoniano-Aptiano (!), Aptiano-Albiano (·) y Turoniano-Turoniano (·)	81
VI.	<i>Modelado tridimensional.</i>	84
1.	Material empleado para el modelado.....	86
2.	Método a seguir para la digitalización.	89
3.	Interpretación de datos.....	99
VII.	<i>Conclusiones.</i>	101
VIII.	<i>Referencias citadas.</i>	103
	PAGINAS WEB.....	106
IX.	<i>Glosario.</i>	108
X.	<i>Anexos</i>	118
1.	Imágenes del modelo.	118
A.	Vista SE	119
B.	Vista NW.....	120
C.	Vista NE.....	121
D.	Vista SW.....	122
2.	Imágenes de las secciones	123
A.	Sección A - A'.....	123
B.	Sección B - B'.....	124
C.	Sección D - D'	125

I. Resumen.

En la búsqueda de nuevos proyectos que influyen directamente a la industria petrolera, y basándose en la información geológica disponible de la Provincia Petrolera de Chihuahua, se interpreta que corresponde con una área con altas probabilidades de exploración, lo cual impulso la planeación y realización de este proyecto, que comprende un estudio minucioso y una amplia visualización de las características determinantes para poder explorarle.

Se fijó como propósito realizar un modelo geológico 3D del área de Cuchillo Parado, con el cual se apreció de manera clara la ubicación de las estructuras, el orden de los elementos que componen el sistema petrolero hallado, así como una óptica apreciación de las bases y principios clave para la realización de una propuesta económica-petrolera firme.

El estudio del área designada se llevó a cabo mediante la integración de información disponible en un software llamado MOVE™, con el cual se puede llegar a crear una interpretación de la zona.

Así mismo se tuvo como resultado, un panorama claro de los puntos que cumplen con las características y propiedades idóneas para la generación óptima de hidrocarburos.

Con un resultado favorable se puede concluir que debido a que la zona no ha sido fuertemente afectada, por deformación estructural, se infiere que el hidrocarburo podría encontrarse en la roca generadora.

Se debe considerar que las formaciones se encuentran plegadas, encontrándose en el sector norte un anticlinal que se encuentra abierto por lo que esta zona se encuentra sin oportunidad de hallazgo de yacimientos de hidrocarburos.

De tal manera la parte suroeste de la zona está en óptimas condiciones de contener hidrocarburo, los cuales podrían estar acumulados en trampas estratigráficas.

II. Introducción

La Provincia Petrolera de Chihuahua cubre un área de 177,000 km², considerada por Petróleos Mexicanos como una provincia con potencial medio-bajo, ubicado con el número 10 en el mapa de Provincias Petroleras realizado por PEMEX.

En esta provincia se han postulado 4 secuencias sedimentarias generadoras, sin embargo, por la alta madurez térmica y falta de sincronía, el sistema petrolero tiene un alto riesgo, no obstante debido a la gran deformación que tiene la zona ocasionada por la Orogenia Laramide, podríamos encontrar potenciales trampas estructurales y estratigráficas.

En este trabajo se realizó el modelo tridimensional del área de Cuchillo Parado, el cual se encuentra en el Noreste del Estado de Chihuahua, aproximadamente a 50 km al Suroeste de Ojinaga. En esta localidad fueron perforados dos pozos de exploración: Cuchillo Parado 1 y Cuchillo Parado 2, a finales de los años 40's por Petróleos Mexicanos, pero su exploración fue abandonada a principios de los años 50's debido al descubrimiento de grandes campos petroleros en el sureste del país.

En este trabajo se compiló la información disponible de la zona para realizar un modelo 3D con el software MOVE™ 2013.1, y así lograr una mejor interpretación estructural de la zona con fines económicos petroleros.

1. Objetivo:

Teniendo conocimiento de la historia geológica de la Cuenca de Chihuahua, se interpreta que cuenta con los elementos necesarios para que existan yacimientos petroleros. Debido a varias circunstancias el área ya no siguió siendo explorada, quedando registrada como Probable Provincia Petrolera de Chihuahua.

Por lo cual el objetivo de proyecto, será la realización de un modelo geológico 3D, del área de Cuchillo Parado, perteneciente a la Provincia Petrolera de Chihuahua. Con este modelo se podrá tener una mejor visualización de la manera de cómo se encuentran las estructuras y sí las rocas que componen el sistema petrolero se encuentran en orden. Así mismo, se pretende realizar una nueva propuesta económica-petrolera de la zona, proponiendo la ubicación de nuevos pozos de exploración, para una mejor evaluación del área.

III. Antecedentes e Información Disponible.

1. Ubicación.

El Estado de Chihuahua se encuentra localizado ente los paralelos 25° y 32° de Latitud Norte y los meridianos 103° y 109° al oeste de Greenwich, Figura III.1 sus límites son: al Norte, Los Estados Unidos de Norte América; al Este, el Estado de Coahuila; al Sur el Estado de Durango; al Suroeste, el Estado de Sinaloa; y al Oeste el estado de Sonora. Es el Estado de mayor extensión superficial de la República Mexicana con un área de 250,673 kilómetros cuadrados.



FIGURA III.1: ESTADO DE CHIHUAHUA.

(TOMADO DE INGI, 2016.)

La Provincia Geológica de Chihuahua, se encuentra delimitada al noreste por el Rio Grande del Norte, al occidente con las estribaciones de la Provincia Geológica de la Sierra Madre Occidental, al sur con la Provincia Geológica de la Plataforma de Coahuila y al sureste con la Provincia Geológica de Sabinas (Patiño R. J., 2013). Cubriendo una totalidad de 177,000 km². (Figura III.2.)



FIGURA III.2: CUENCA DE CHIHUAHUA. (TOMADO DE PATIÑO RUIZ, 2013.)

2. Fisiografía

El Estado de Chihuahua forma parte de dos grandes provincias fisiográficas: La Mesa Central del Norte, en la que se encuentra la mayor parte del Estado y de la cual ocupa su porción más septentrional, y la provincia de la Sierra Madre Oriental, en la cual está incluida la parte poniente del estado. (Ordoñez, 1936).

La Mesa Central del Norte, llamada también, Mesa del Norte (Garfias, 1949), se caracteriza por ser una gran superficie desértica en la que emergen bloques montañosos separados por amplias llanuras. Las características morfológicas de la Mesa del Norte persisten en Texas, Nuevo México y Arizona en la región que Fenneman llamo “altas tierras mexicanas”. La mayor parte de las sierras están constituidas por rocas sedimentarias de edad cretácica con excepción de las rocas de algunas sierras como en Boca Grande, Placer de Guadalupe, Sierra del Cuervo, Samalayucan, etc. que pertenecen a periodos más antiguos. Las amplias llanuras de drenaje centrípeto a las que lo colonizadores llamaron “Bolsones”, son típicas de la Mesa del Norte, y se caracterizan por su poco declive y por presentar en la zona central una laguna estacional a la cual Ordoñez llamo “barrial”.

Estas llanuras tienen una cubierta sedimentaria compuesto por material de acarreo, gravas y arenas cuyos grandes espesores fueron depositados durante el terciario y épocas más recientes.

En esta Mesa del Norte también se encuentran en varias localidades rocas intrusivas, así como extensos derrames lávicos terciarios.

La provincia de la Sierra Madre Occidental está constituida por un sistema de cordilleras montañosas caracterizado por derrames lávicos terciarios que cubren rocas ígneas y sedimentarias del Mesozoico y Paleozoico. Las antiguas rocas ígneas están constituidas en su mayor parte por dioritas, diabasas y pórfidos andesíticos, mientras que los derrames son en su mayor parte de la familia de las andesitas y riolitas, intercaladas con brechas y tobas del mismo tipo. Las rocas

sedimentarias en su mayor parte están muy plegadas y falladas, y afloran tan sólo en profundos cañones que se desarrollan en esta provincia (Ordoñez, 1936).

Hacia el Norte, esta provincia pasa gradualmente a otra de cuencas y sierras que comprende a los desiertos del norte de Sonora y sur de Arizona (Figura III.3).

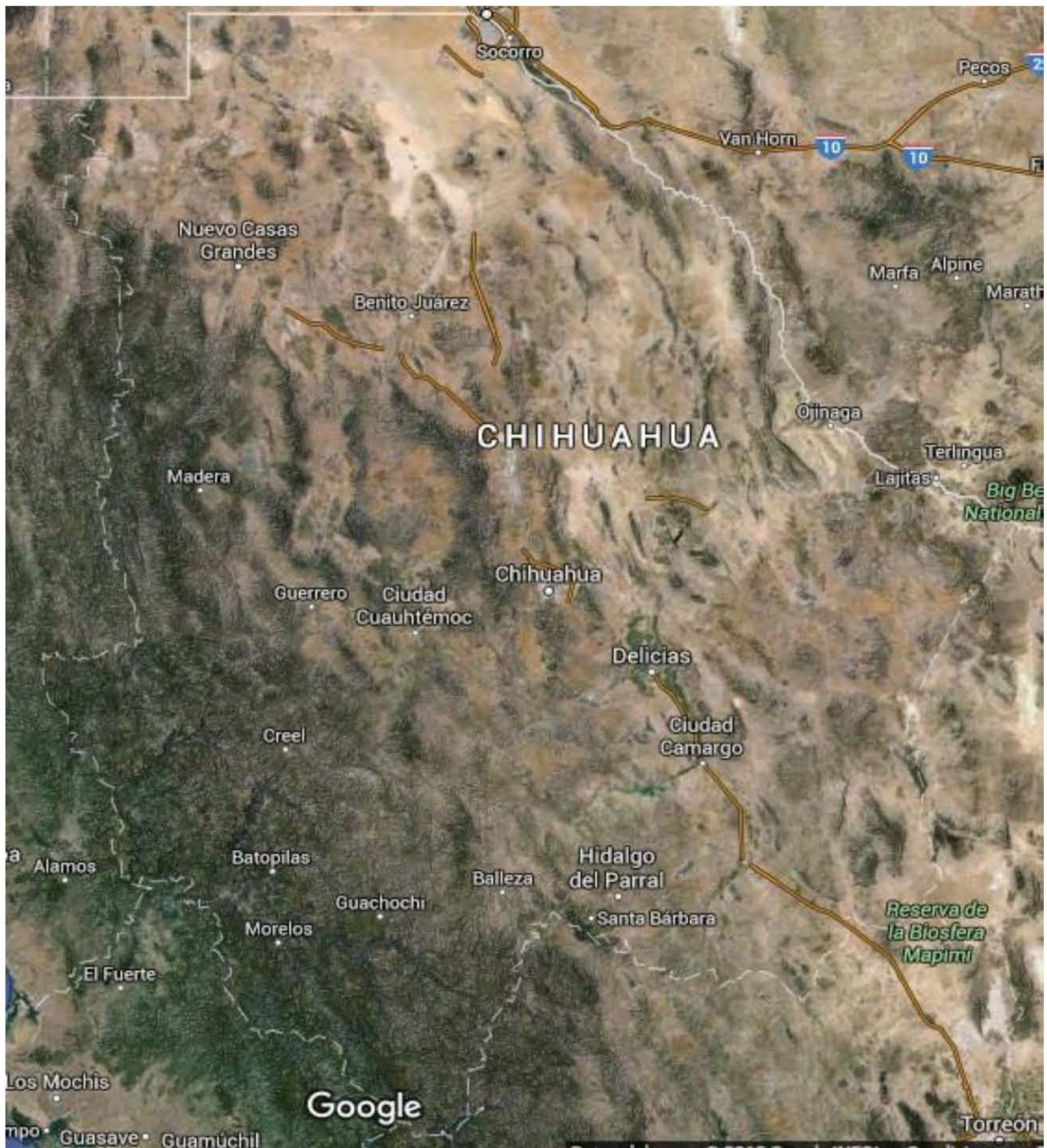
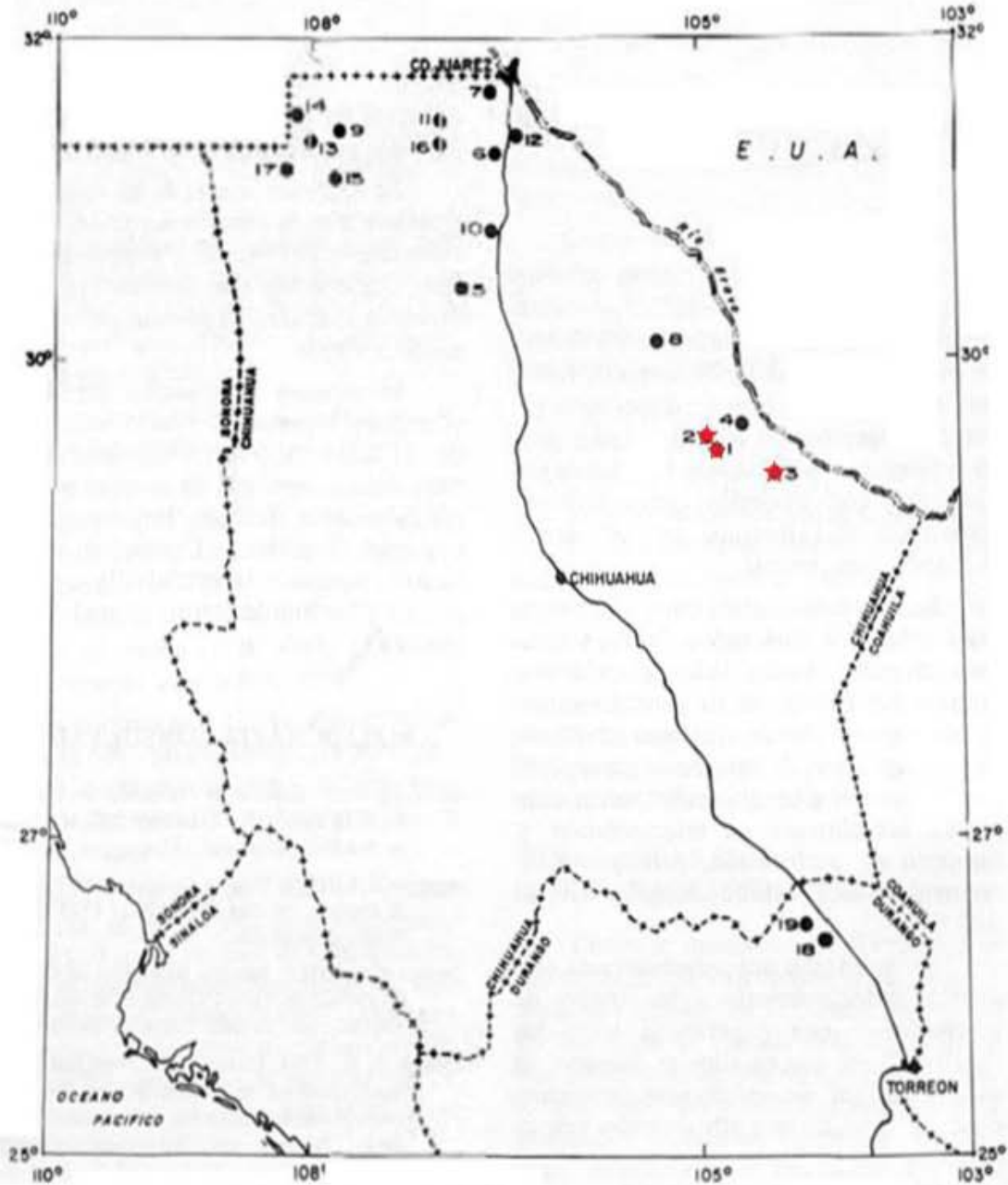


FIGURA III.3: FISIOGRAFÍA DEL ESTADO DE CHIHUAHUA. (TOMADO DE GOOGLE MAPS. 2016)

3. Pozos de exploración en el Estado de Chihuahua

En los años de 1947-1948, Petróleos Mexicanos perforó en el área de Cuchillo Parado dos pozos exploratorios sobre el anticlinal que se manifiesta en la Sierra de Cuchillo Parado, situado en la región oriente del Estado de Chihuahua.

Durante esos mismos años, Petróleos Mexicanos también perforó el pozo de exploración Chapo 1 situado, más al SE de los perforados en Cuchillo Parado. La ubicación de los pozos se observa en la Figura III.4.



L E Y E N D A

- ★ 1 POZO CUCHILLO PARADO N.º 1
- ★ 2 POZO CUCHILLO PARADO N.º 2
- ★ 3 POZO CHAPO N.º 1
- 4 POZO CHAPO N.º 2
- 6 POZO VILLA AHUMADA N.º 1
- 8 POZO SAMALAYUCA N.º 1
- 7 POZO JUAREZ N.º 1
- 8 POZO HUEBO N.º 1
- 9 POZO CHINOS N.º 1
- 10 POZO BANCO DE LUCERO N.º 1
- 11 POZO MOYOTES N.º 1
- 12 POZO PRESIDIO N.º 1
- 13 POZO ESPIA N.º 1
- 14 POZO CAMELLO N.º 1
- 15 POZO ASCENSION N.º 1
- 16 POZO SAPALLO N.º 1
- 17 POZO CENTAURO N.º 1
- 18 POZO CEBALLOS N.º 1
- 19 POZO DURANGO N.º 1

PETROLEOS MEXICANOS

POZOS PERFORADOS EN EL DISTRITO



FIGURA III.4: UBICACIÓN DE LOS POZOS PERFORADOS EN EL ESTADO DE CHIHUAHUA

A. Pozo exploratorio “Chapo 1”

El pozo está localizado a 4,285 km al S83°W de la población de El Chapo, del municipio de Ojinaga, Chihuahua, su profundidad total fue de 3,200 m. Las secciones atravesadas por el pozo, así como la clasificación por litología de las diferentes formaciones, efectuada por los geólogos encargados del estudio de las muestras de canal obtenidas de él, es como sigue (Jaime, Consejo de Recursos Minerales, 1957):

Profundidad en m.

0 – 24.4	Lutitas calcáreas y arenosas de color gris y gris oscuro, apizarrado, con escasas margas de color gris (Formación Eagle Ford).
24.4 – 51.3	Calizas margosas de color gris pardo, lutitas calcáreas arenosas de aspecto carbonoso.
51.3 – 299	Calizas margosas de color gris pardo, azulosas y claras; lutita negra y gris; fragmentos de yeso y en menor cantidad lutitas calcáreas.
299 – 375	Lutita calcárea gris oscuro, yeso y caliza gris clara.
375 – 415	Caliza margosa de color gris claro y yeso en menor cantidad.
415 – 427	Lutita calcárea de color gris claro y yeso.
427 – 509	Caliza margosa de color gris oscura, y clara, bituminosa y yeso (de 24.4 a 509 m Grupo Washita.)
509 – 543	Lutita calcárea gris claro y en menor cantidad caliza margosa gris y yeso.
543 – 564	Caliza margosa, lutita calcárea gris y algo de yeso. (De 509 a 564 m Formación Kiamichi)

564 – 814	Caliza gris oscura y clara, compacta, dura, con escasa marga, lutita y algo de pedernal. (de 564 a 814 m Formación Edwards)
814 – 914	Caliza gris oscuro y gris claro, compacta, lutita calcárea gris clara. (de 814 a 914 m Formación. Walnut-Comanche)
914 – 951	Caliza gris oscura y gris clara, compacta, poca lutita calcárea gris clara y parda.
951 – 960	Caliza gris oscura y gris clara, margosa, compacta
960 – 1517	Caliza gris clara, oscura y negra, compacta
1571 – 1577	Caliza margosa gris clara y oscura.
1577 – 1673	Caliza gris oscura y clara, compacta, con pequeños intervalos de caliza gris clara margosa. (de 914 a 1673 m Formación Glen Rose Superior).
1673 – 1692	Caliza gris clara y oscura, compacta; lutita negra carbonosa.
1692 – 1719	Lutita negra carbonosa, con poca caliza gris oscuro. (En el núcleo se observó un echado de 55°).
1719 – 1724	Caliza gris oscura y lutita negra carbonosa.
1724 – 1751	Lutita negra carbonosa con poca caliza gris oscura.
1751 – 1820	Caliza gris clara y gris oscura, compacta, poca lutita negra carbonosa y en menor cantidad caliza margosa gris oscura y marga parda.
1820 – 1829	Lutita negra carbonosa, caliza gris oscuro y clara.
1829 – 1948	Caliza gris clara y oscura, compacta, lutita negra carbonosa y poca marga gris.
1948- 1984	Caliza gris blanquecina y gris oscura, lutita negra.

1984 – 2460	Caliza gris clara, gris oscura y blanquecina, compacta, lutita negra y marga amarillenta con limolita y pirita.
2460 – 2505	Caliza gris clara y oscura y blanquecina, marga y lutita gris oscura.
2505 – 2533	Caliza gris clara, blanca y negra, granulosa, dura y lutita negra.
2533 – 2542	Caliza negra y gris, dura, y lutita negra compacta.
2542 – 2565	Caliza gris clara, oscura y blanca, algo granulosa, dura y poca lutita compacta.
2565 – 2647	Caliza gris oscura, gris clara y blanca, compacta, con poca lutita gris oscura.
2647 – 2830	Caliza gris oscura, gris clara y blanca, compacta, dura; con lutita negra compacta en mayor cantidad que la sección superior.
2830 – 3199.28	Caliza gris oscura, gris clara y blanca, compacta, dura.
	Profundidad total 3199.28 metros, probablemente en Glen Rose Inferior.

B. Pozo exploratorio “Cuchillo Parado 1”

El pozo está situado aproximadamente a 50 km al oeste-suroeste de Ojinaga; la sección cortada está constituida principalmente por lutitas y areniscas en los primeros 259 m; atraviesa después una gruesa sección con intercalaciones de evaporitas: anhidrita, yeso, sal gema, lutitas y calizas.

La litología de la sección es la siguiente (Jaime C. R. M., 1957):

Profundidad en m.

0 – 152.4	No se muestreo.
152.4 – 164.6	Lutitas color gris oscuro, con selenita.
164.6 – 259	Yeso y caliza color gris oscuro.
259 – 320	Principalmente sal, con escasas capas de caliza gris, yeso y lutitas negras.
320 – 335	Arenas, yeso y calizas negras.
335 – 363	Sal y yeso principalmente.
363 – 384	Calizas oscuras y capas delgadas de lutitas.
384 – 439	Sal con escasas lutitas negras.
439 – 446	Lutita negra y caliza.
446 – 542	Sal con pequeños intervalos de lutitas.
542 – 579	Lutitas negras calcáreas y anhidrita.
579 – 652	Sal y algunas lutitas negras calcáreas.
652 -737	Lutitas negras calcáreas y arenas.

737 – 768	Sal con algunos intervalos de lutitas calcáreas negras.
768 – 774	Sal.
774 – 786	Lutitas negras y areniscas.
786 – 841	Sal.
841 – 896	Lutitas gris oscuro y anhidrita.
896 – 1378	Sal con algunas lutitas calcáreas y aislados intervalos de caliza y yeso.
1378 – 1402	Sal con lutita calcárea negra y pirita.
1402 – 1408	Sal con azufre nativo.
1408 – 1548	Sal con lutita calcárea gris y negra y poco yeso.
1548 – 1559	Arenas de calcita, selenita, anhidrita y sal.
1559 – 1585	Calcita, selenita, anhidrita y sal.
1585 – 1591	Anhidrita y material calcáreo.
1591 – 1938	Sal con intervalos de caliza y anhidrita.
1938 – 2042	Sal con poca anhidrita y azufre nativo.
2042 – 2066	Caliza gris y oscura con intervalos de anhidrita y algo de azufre y sal.
2066 – 2146	Sal con pequeños intervalos de caliza y anhidrita, con algo de azufre nativo.
2146 – 2164	Margas y calizas con intervalos de sal y anhidrita.
2164 – 2584.7	Sal con intervalos de anhidrita, yeso, azufre y pocas lutitas y calizas.

C. Pozo exploratorio “Cuchillo Parado 2”

El Pozo Cuchillo Parado No. 2 fue perforado a 9.75 km al N. 37°15'W. del No.1 y en el mismo anticlinal. En este pozo se encontraron evaporitas entre los 1131 m y los 1743 m, asociadas a lutitas compactas. La sección atravesada por este se describe a continuación (Jaime C. R. M., 1957):

Profundidad en m.

0 – 116	Sin muestras.
116 – 165	Lutitas arenosas blanca y pardo con yeso y cantos de material piroclástico.
165 – 177	Caliza gris oscura, margas grises y lutitas color pardo, con arena con yeso y material oxidado.
177 – 208	Lutita pardo, caliza gris y yeso.
208 – 366	Lutita pardo, margas y caliza gris con algo de yeso.
366 – 558	Lutitas, yeso y anhidrita.
558 – 576	Arenas, biotita, yeso y arcilla arenosa.
576 – 605	Yeso, anhidrita, lutita gris oscura arenosa y azufre.
605 – 731	Lutita gris oscura, arenosa, yeso, piroclásticos, azufre anhidrita.
731 – 887	Arena fina de color rojo-morado.
887 – 942	Arcilla arenosa color rosa, y arena de grano fino y color rojizo, azufre y anhidrita.
942 – 1131	Anhidrita negra y algo de pirita, azufre y arenas.
1131 – 1368	Sal, anhidrita y yeso con menores cantidades de azufre.

1368 – 1405	Anhidrita, yeso y poca cantidad de sal.
1405 – 1560	Lutita compacta y sal.
1560 – 1630	Lutita compacta, yeso y sal.
1630 – 1682	Lutita compacta y yeso en menor cantidad.
1682 – 1743	Lutita compacta, sal y yeso.
1743 – 1838	Lutita calcárea, gris, anhidrita, yeso y pirita.
1838 – 1860	Lutita compacta.
1860 – 1918	Lutita calcárea intercalada con yeso.
1918 – 2282	Lutita gris.
2282 – 2359	Lutitas y lutitas con intercalaciones de yeso.
2359 – 2435	Areniscas compactas.
2435 – 2469	Arenisca arcillosa.
2469 – 2595	Lutitas negras calcáreas y areniscas grises con inclusiones de pirita y calcopirita.

D. Correlación de pozos (Sección geológica)

En la Figura III.5 se puede ver la correlación de algunos pozos perforados en el Estado de Chihuahua en los cuales encontramos los pozos mencionados anteriormente, esta correlación fue realizada por López Ramos en 1979. En esta correlación se puede ver a grandes rasgos como se encuentran dispuestas las Formaciones así como al tiempo geológico que les corresponde. Los tres pozos descritos anteriormente se encuentran al lado derecho.

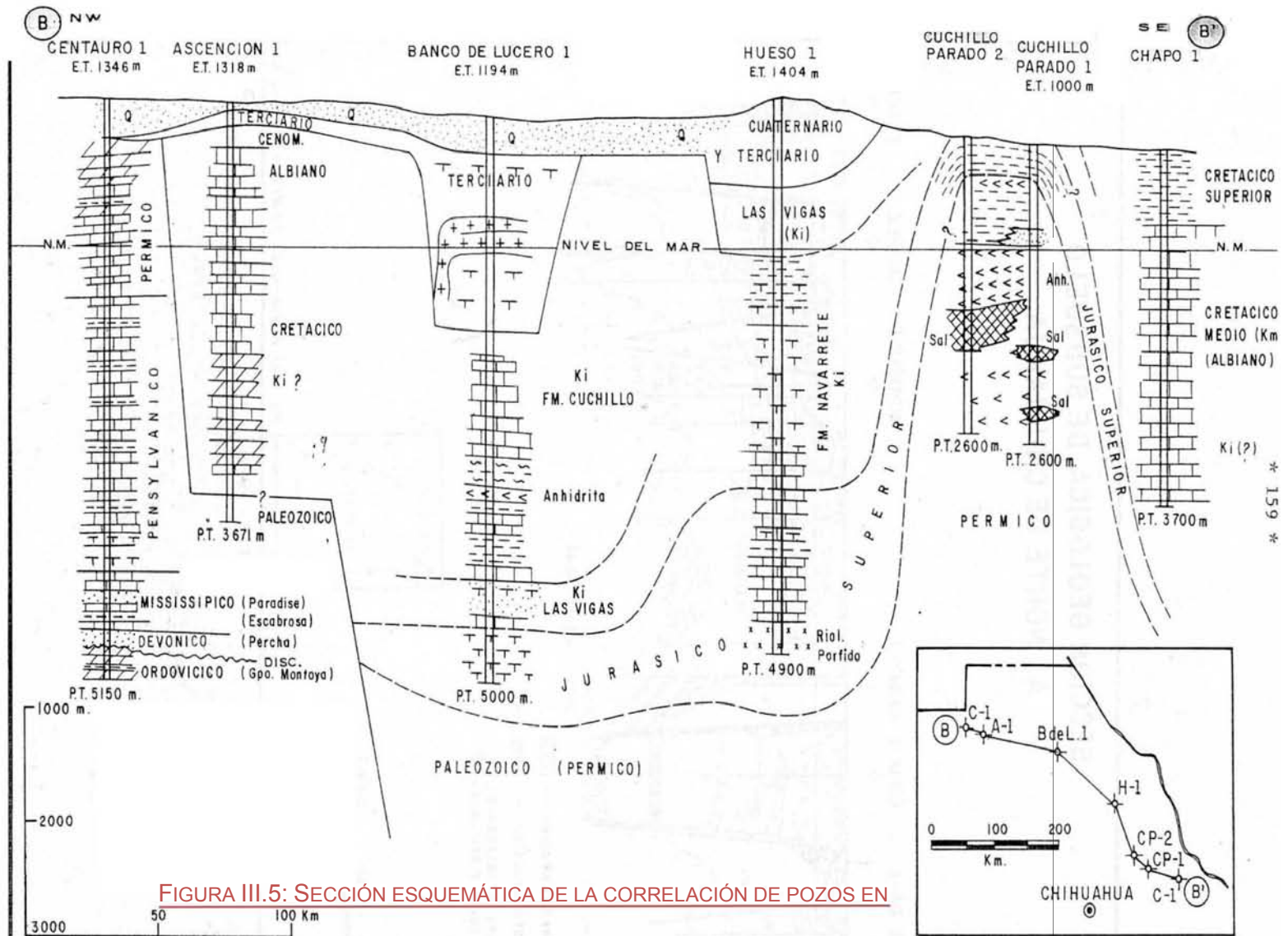


FIGURA III.5: SECCIÓN ESQUEMÁTICA DE LA CORRELACIÓN DE POZOS EN EL ESTADO DE CHIHUAHUA. (TOMADO DE LÓPEZ RAMOS. 1979)

IV. Historia geológica.

Los depósitos marinos en la cuenca comenzaron a depositarse a partir del Mesozoico con espesores de hasta 7000 m en tres mega ciclos: terrígenos-carbonatados (Jurásico Superior- Cretácico Inferior); carbonatos con intercalaciones arcillosas (Cretácico Inferior: Albiano -Cenomaniano) y terrígenos predominantes \pm 500 m de espesor (Cretácico Superior: Turoniano - Senoniano) (Tovar, 1981).

Durante el Jurásico los depósitos se iniciaron en el Mar Mexicano con sedimentos, areno-calcareos con algunos desarrollos evaporíticos, depositados sobre lechos rojos del Triásico (Eguiluz, 1976).

Para el Jurásico: Kimmeridgiano-Tithoniano, se depositó una secuencia de areniscas, lutitas y calizas arcillosas, cuyos espesores pueden alcanzar \pm 2000 m en el centro de las cuencas, acuñándose lateralmente hacia los elementos positivos, península del Diablo, Aldama y Coahuila.

Al final del Jurásico Superior Tithoniano, una regresión marina a nivel regional, que originó depósitos más someros, formándose en la Cuenca de Chihuahua una cuenca evaporítica constituida por cloruros y/o sulfatos con espesores hasta de 2000 m (Tovar, 1981)

En el Neocomiano Inferior continua la trasgresión iniciada en el Jurásico Superior, pero presenta facies más profundas en el Mar Mexicano como calizas arcillosas y lutitas, y más someras en la Cuenca de Chihuahua, con areniscas y lutitas (Tovar, 1981). En este tiempo los mares transgreden lentamente los elementos positivos, con depósitos de arenisca lutita y conglomerados como las penínsulas de Coahuila, Aldama y Diablo; teniéndose depósitos continentales a mixtos en ellas, como los desarrollos deltáicos masivos de arenisca.

El espesor promedio de estos sedimentos es de 1000 m, alcanzando hasta los 2000 m en la Cuenca de Chihuahua (Hernández, 1974) y se adelgaza hasta estar ausente en los elementos positivos, donde subyace discordantemente a rocas del Paleozoico (Hernández, 1976).

Durante el Cretácico Inferior, Neocomiano Superior y el Aptiano Inferior, los mares cubren una mayor superficie de los elementos positivos. En el borde de la península del Diablo se depositan areniscas y lutitas; mientras que en la Cuenca de Chihuahua y en la porción SE de la península Aldama se depositan lutitas, calizas y evaporitas (Hernández, 1976); al mismo tiempo la porción occidental de la península de Coahuila, es cubierta con depósitos continentales a mixtos con areniscas y lutitas (Garza, 1972). En el Mar Mexicano se depositó la Caliza Cupido de plataforma. El espesor promedio de los sedimentos descritos es de 500 m.

Durante el Aptiano Superior, la península de Coahuila es cubierta por los mares con el depósito discordante sobre el Paleozoico, en parte la Formación Las Uvas (Leyva, 1971), constituida por terrígenos gruesos, quedando aún algunas áreas emergidas. En el resto del área, el depósito en este tiempo es más constante, constituido por lutitas y calizas arcillosas correspondientes a la Formación La Peña y arenoso en el borde NE de la Cuenca de Chihuahua.

Durante el Cretácico Medio-Albiano-Cenomaniano, el depósito de estos sedimentos es más estable y homogéneo por encontrarse las cuencas ya azolvadas, pudiéndose a la fecha delinear como una gran plataforma de carbonatos parcialmente dolomitizados con desarrollo periódicos de unidades calcáreo-arcillosas (Tovar, 1981).

Los sedimentos carbonatados del Albiano-Cenomaniano tiene importancia económica-petrolera, pues en su facies de plataforma presentan buena porosidad; la barrera arrecifal en condiciones favorables en el subsuelo puede considerarse como un objeto de gran importancia económica-petrolera y las facies evaporíticas con desarrollos de yesos más de 50 m (Leyva, 1971).

Las facies de cuenca y los desarrollos (de plataforma) de mudstone arcilloso con alto contenido de materia orgánica, constituyen rocas generadoras de esta edad. El espesor de estos sedimentos varía de 1000 m a 1500 m.

Durante el Cretácico Superior, su depósito fue inestable, con una marcada tendencia regresiva, teniéndose hacia la base desarrollo de lutitas y calizas

arcilloso-arenosas (Formación Ojinaga) que varía hacia la cima a areniscas y lutitas de facies mixtas a continental (Formación San Carlos).

Su mayor desarrollo se hace evidente a partir de la Cuenca de Ojinaga (fosa del Cretácico Superior), distribuyéndose hacia el occidente y sur, generalmente preservados en los bolsones (Tovar, 1981).

Su espesor puede alcanzar hasta 1500 m en el Mar Mexicano (Eguiluz, 1976), teniendo sus espesores menores (500 m) sobre la Península de Coahuila.

El mudstone arcillo-arenoso y la lutita negra carbonosa, tiene características geoquímicas, para haber generado hidrocarburos (Tovar, 1981).

Al término del Mesozoico hay plegamiento de la secuencia cretácica, resultado de la compresión laramídica asociada a la subducción de la Placa del Pacífico, por debajo de la costa septentrional del occidente de México y mediante un despegue a nivel de la base de la secuencia evaporítica. Los ejes de las estructuras presentan generalmente una orientación noroeste-sureste (Patiño R. J., 2013).

A. Orogenia Laramídica.

La Cuenca de Chihuahua es una cuenca pull-apart de movimiento lateral derecho, que empezó a formarse hace 159-156 Ma (Oxfordiano) durante un periodo de rotación relativa de la placa de Norteamérica en sentido antihorario. Los mares jurásicos estaban bien establecidos a finales del Oxfordiano y la configuración de la cuenca tuvo pocos cambios a lo largo del Jurásico Tardío, Neocomiano y Aptiano. Estructuras de una amplia zona de lineamientos preexistentes que se intersectan, de orientación noroeste y norte, localizados a lo largo del borde suroeste del cratón de Norteamérica, proveen la fábrica para el desarrollo de la cuenca pull-apart entre las plataformas Diablo y Aldama. Durante el Titoniano y Neocomiano, la tasa de sedimentación eventualmente superó a la de subsidencia tectónica y, al iniciarse un evento “regresivo” resultante, ocurrió extensivo depósito de evaporitas (incluyendo halita) en el área oriental de la Cuenca de Chihuahua.

Durante la Orogenia Laramide (84 a 43 Ma.), la Cuenca de Chihuahua se invirtió, formando el cinturón tectónico de Chihuahua. La deformación Laramide es el resultado de tectónica transpresiva, con movimiento lateral izquierdo que involucró movimiento a lo largo de la fábrica preexistente, la cual controló la localización de la cuenca del Jurásico-Cretácico Inferior (Aptiano). En la porción evaporítica de la cuenca (área oriental), la reactivación de fallas limítrofes de la cuenca como fallas inversas laramídicas, con posibles componentes de movimientos izquierdos, acompañada por el desarrollo de pliegues suaves “ancestrales”, fue seguida por la amplificación de los pliegues en rocas post-evaporíticas causada por el flujo de las evaporitas hacia las crestas de los anticlinales. Al avanzar la deformación, el desarrollo estructural incluyó cabalgaduras (principalmente hacia la Plataforma Diablo) e inyección diapírica de evaporitas a lo largo de las márgenes de la cuenca evaporítica. En el área noroeste de la cuenca, la estructura refleja compresión con orientación noreste-suroeste e incluye cabalgamiento menor en dirección suroeste, hacia y sobre la plataforma jurásica de Aldama. Las cabalgaduras involucran a Formaciones paleozoicas y todo el cabalgamiento, puede ser interpretado como

consecuencia de un basamento fallado y no como una zona de despegue de escala regional.

La actividad tectónica post-laramídica, incluye una continuación del tectonismo evaporítico, intrusiones ígneas dispersas, volcanismo menor, tectónica gravitacional y fallamiento en bloques del Oligoceno tardío - Mioceno al Cuaternario. En el área oriental de la Cuenca de Chihuahua, la erosión, posterior a la formación de la estructura laramídica y anterior al emplazamiento de las rocas volcánicas oligocénicas, creó una topografía similar a la actual. Durante este intervalo, se desarrollaron deslizamientos y corrimientos gravitacionales en los flancos de algunos anticlinales grandes. Estructuras de colapso, relacionadas a disolución de evaporitas, deformaron las formaciones cretácicas y terciarias en áreas de intrusión diapírica a lo largo de zonas de falla de desgarre. El fallamiento normal del Terciario ocurrió después del realineamiento del sistema de esfuerzos regional, de compresión E-NE a extensión E-NE, hace aproximadamente 31 Ma. El fallamiento inicial en Chihuahua es probablemente contemporáneo al inicio del fallamiento en bloques en Trans-Pecos, Texas (hace aproximadamente 24 m.a.). Datos sísmicos en el área noroccidental de la cuenca muestran que una gran parte del área ha sido afectada por fallas normales miocénicas, las cuales probablemente son contemporáneas a parte del fallamiento descrito en el rift del Río Grande.

El área a lo largo del Río Grande, entre El Paso y el Big Bend, ha sido afectada por extensivo fallamiento del Neógeno y en parte del Cuaternario. Esta área es la continuación de una falla transformante intracontinental postulada, que se localizaría a lo largo del margen de la Plataforma de Colorado y que ha sido afectada por fallamiento relacionado a trastensión dextral durante los últimos 24 M.a. Muchos de los alineamientos de fallas cenozoicas en esta área se localizan a lo largo de elementos de la fábrica estructural preexistente que influenció el desarrollo y localización de la Cuenca de Chihuahua.

1. Marco estratigráfico y ambiente sedimentario de la Cuenca de Chihuahua.

En la Cuenca mesozoica de Chihuahua, se depositaron sedimentos continentales y marinos, del Jurásico Superior, Cretácico y Terciario, sobre sedimentos y rocas cristalinas paleozoicas. Figura IV.1.

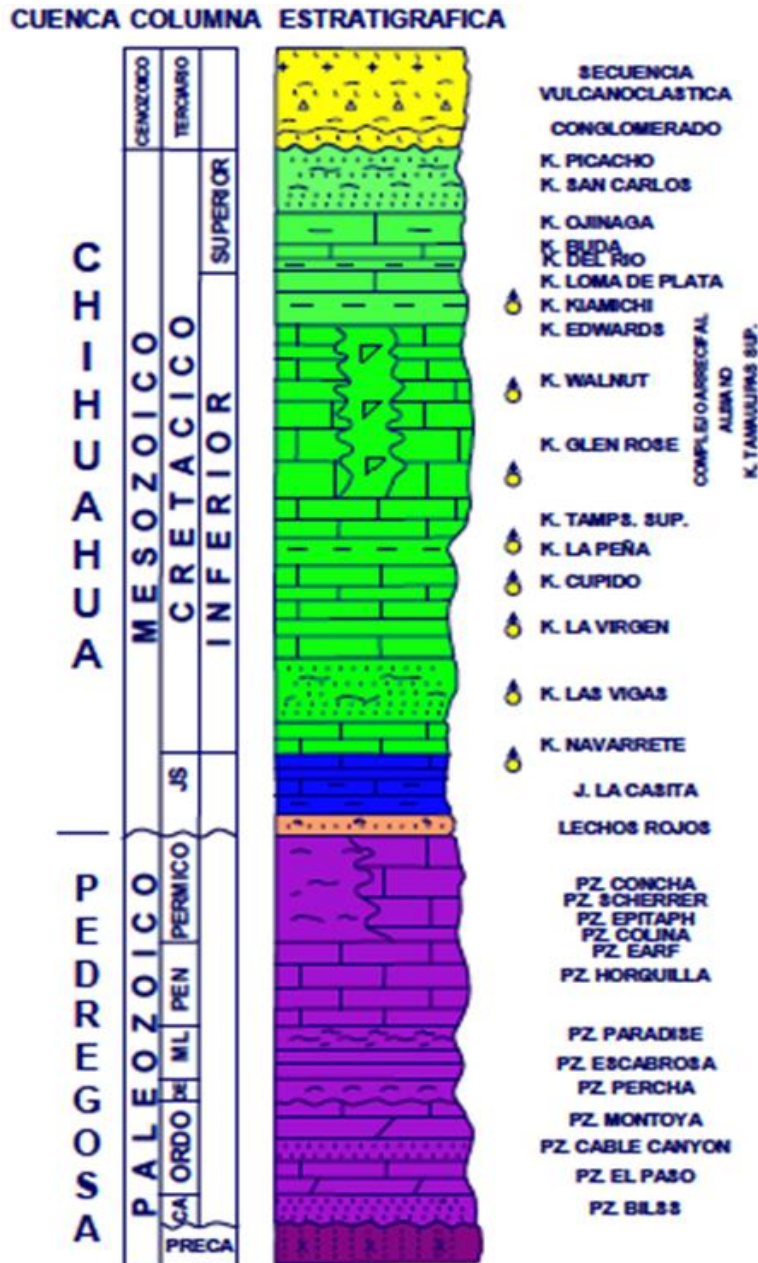


FIGURA IV.1: COLUMNA ESTRATIGRÁFICA GENERAL DE LA CUENCA DE

A. Paleozoico: Pensilvánico-Pérmico.

En el Pensilvánico-Pérmico, el patrón sedimentológico presenta la acción de fallamiento en bloques, que dio origen a fosas y pilares sobre los que se depositaron rocas carbonatadas y terrígenos. De esta edad es la Plataforma del Diablo, donde el borde suroeste es un marcado lineamiento que coincide con el cauce del Río Bravo en el tramo entre Ciudad Juárez y Ojinaga. Este rasgo tectónico ha mantenido su influencia sobre los depósitos sedimentológicos y deformaciones del Mesozoico y del Cenozoico (Patiño R. J., 2013). Figura IV.2.

Los afloramientos carbonatados paleozoicos de Chihuahua se encuentran en el área de la Mina Plomosas, al noreste; al norte en el área de Aldama afloran limolitas, y en varias localidades al noroeste del estado aparecen calizas y dolomías de plataforma (Patiño R. J., 2013). En diferentes pozos se cortaron rocas paleozoicas, además se han alcanzado rocas del Ordovícico, Cámbrico e incluso rocas metamórficas del Precámbrico.

Durante el final del Pérmico y hasta el Jurásico Medio hubo emersión en la mayor parte del territorio de Chihuahua, lo que propicio el depósito de sedimentos terrígenos en las fosas.

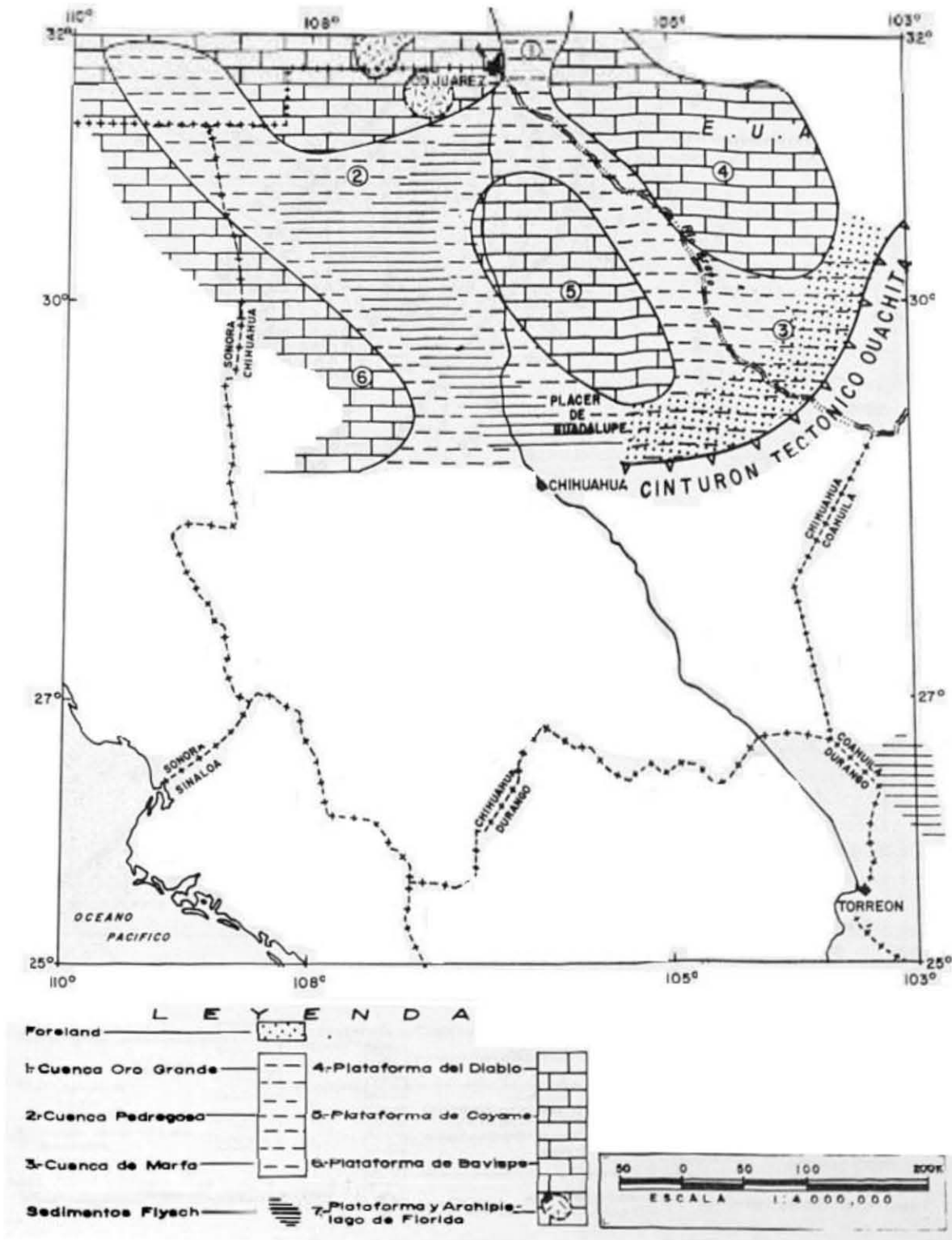


FIGURA IV.2: PALEOGEOGRAFÍA DEL PERMICO-PENSILVANICO. (TOMADO DE TOVAR, 1981).

B. Mesozoico

En el Jurásico Superior: Kimmeridgiano, la porción oriental de Chihuahua fue una cuenca, como consecuencia de una transgresión. Esta cuenca se encontraba limitada al noreste por la Península del Diablo, al suroeste por la Península de Aldama y al sur por la Provincia Geológica Plataforma de Coahuila (Figura IV.3).

La Península de Aldama y la Plataforma de Coahuila funcionaron como elementos positivos limítrofes, por lo que la Cuenca de Chihuahua tendría comunicación a través de la Cuenca de Sabinas, en Coahuila. Las primeras etapas de la transgresión marina del Jurásico Tardío, sobre la Cuenca Mesozoica de Chihuahua, dieron origen al depósito de evaporitas que actualmente se manifiestan en estructuras diapíricas de sal y yeso, ubicadas al sur de Ojinaga y Cd. Juárez, así como en los pozos perforados en la Sierra de Cuchillo Parado.

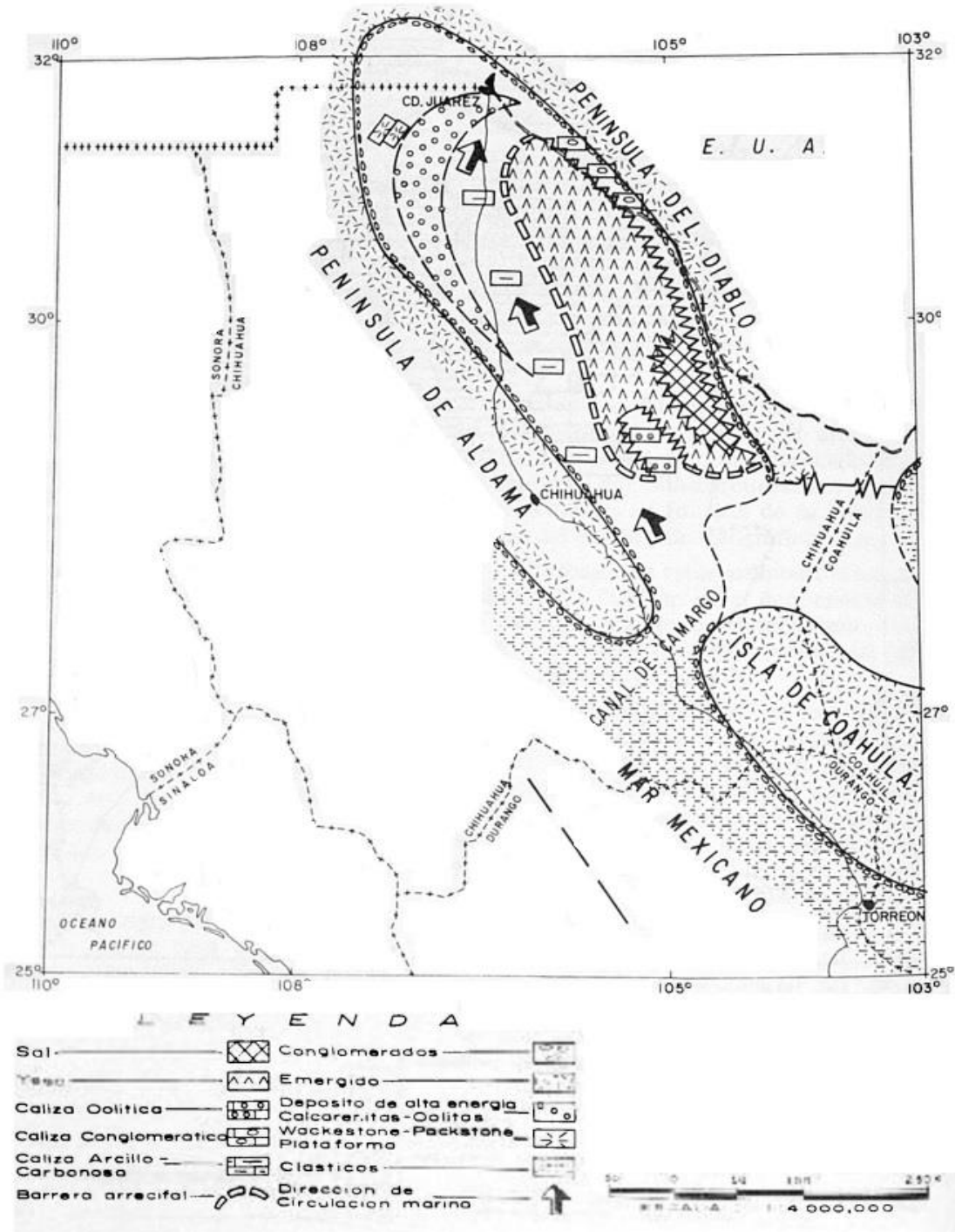


FIGURA IV.3: PALEOGEOGRAFÍA DEL JURÁSICO SUPERIOR (TITONIANO).

(TOMADO DE TOVAR, 1981).

Los afloramientos del Jurásico Superior son secuencias arcillo-arenosas y calcáreas, se localizan principalmente entre Cd. Juárez y Chihuahua, sobre todo en el norte de las Sierras de Samalayuca, Alcaparra, El Kilo y La Mojina.

C. Cretácico

En el Cretácico Inferior (Patiño Ruiz, 2013) la sedimentación marina continuó en la Cuenca de Chihuahua con depósitos de caliza y yeso de la Formación Navarrete, y lutitas y areniscas de la Formación Las Vigas. En ese tiempo permanecía emergida la Plataforma de Coahuila mientras que la Península de Aldama era cubierta por una transgresión marina. A fines del Aptiano los mares inician una transgresión sobre la Plataforma de Coahuila y los terrenos de Sonora y Sinaloa (Figura IV.4).

En la Cuenca de Chihuahua, se depositó una secuencia calcárea de la Formación Cuchillo y el Grupo Chihuahua (Formaciones Benigno, Aurora, Finlay y Benavides). Esta transgresión alcanza su máximo desarrollo en el Albiano-Cenomaniano, durante el cual se desarrollaron sobre la Plataforma de Aldama facies arrecifales (Figura IV.5).

Durante el Cretácico Superior, los terrígenos de ambientes deltaicos del Grupo Ojinaga se asocian con levantamiento y actividad volcánica en el occidente de México, indicando que para el Campaniano la línea de costa avanzó al oriente.

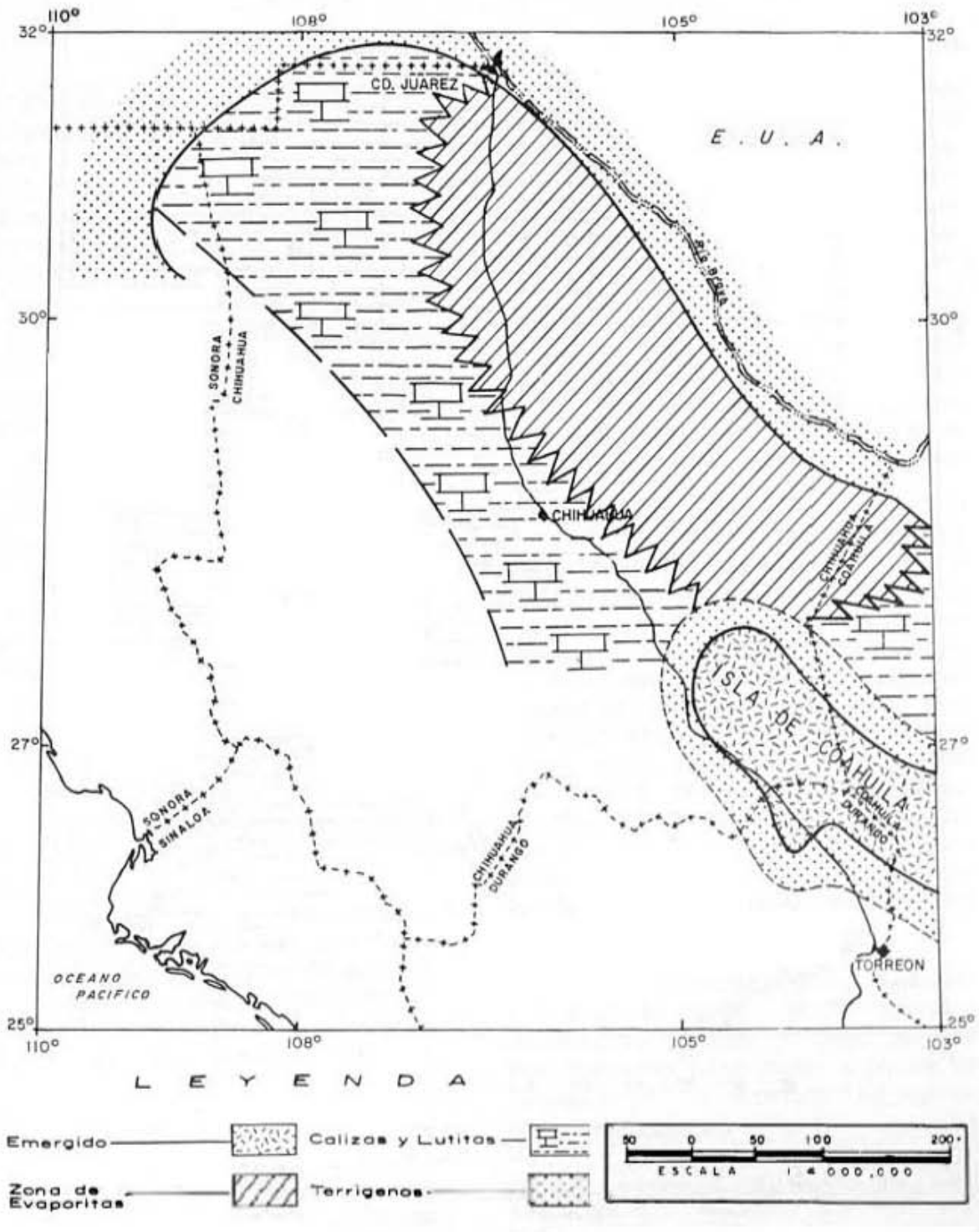


FIGURA IV.4: PALEOGEOGRAFÍA DEL APTIANO INFERIOR. (TOMADO DE TOVAR, 1981).

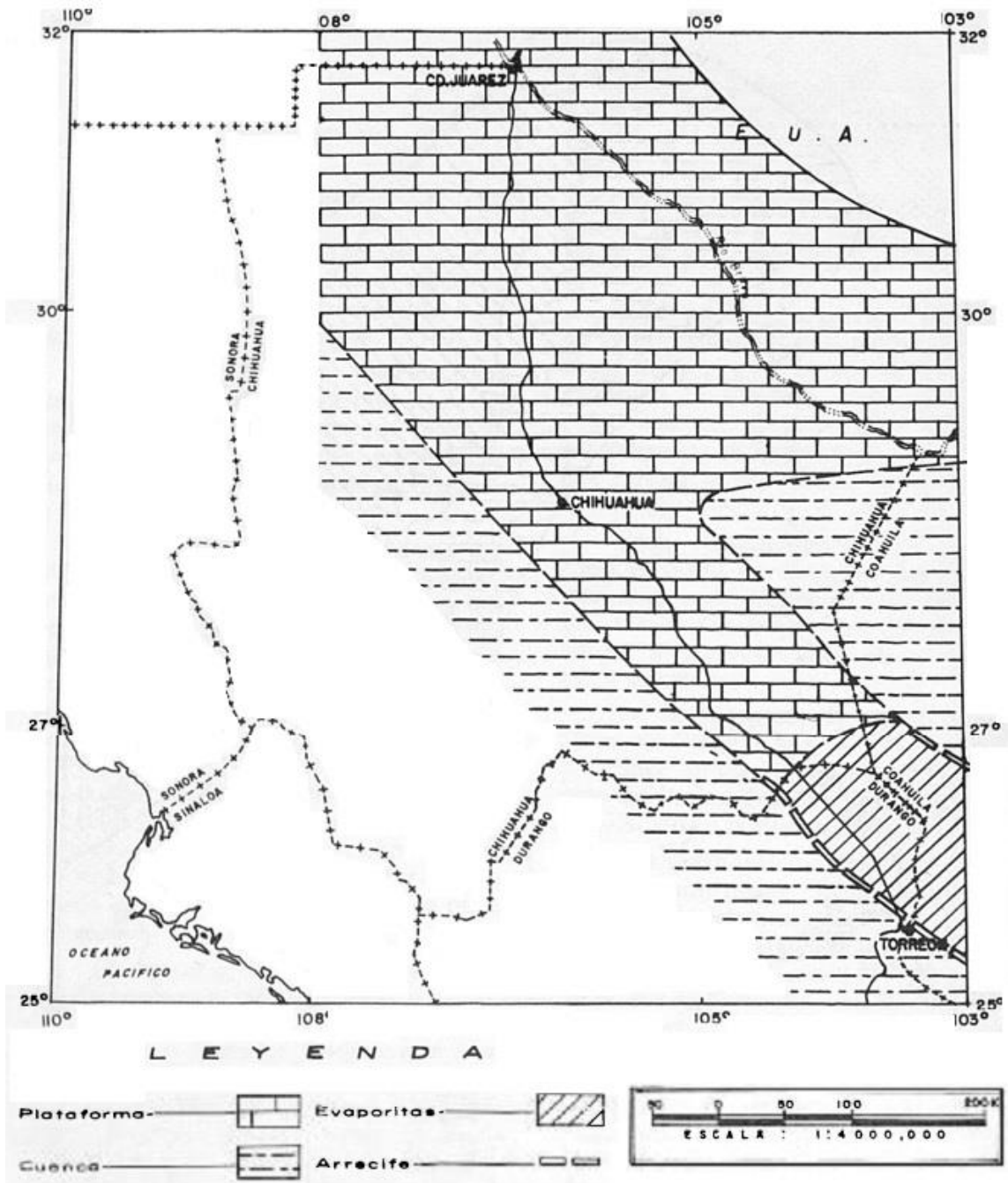


FIGURA IV.5: PALEOGEOGRAFÍA DEL ALBIANO-CENOMANIANO. (TOMADO DE TOVAR, 1981).

D. Cenozoico

En el Cenozoico, la Cuenca de Chihuahua evolucionó como una zona colmatada y emergida que fue parcialmente cubierta, durante el Oligoceno-Mioceno por ignimbritas en la porción occidental. Las rocas volcánicas del oriente de Chihuahua tienen diferencias químicas con las áreas vecinas y constituyen una provincia intermedia entre las series calcoalcalinas de la Sierra Madre Occidental (Oeste de Chihuahua) y las series alcalinas de la Provincia de Trans-Pecos en Texas (Patiño Ruiz, 2013). La tectónica de distensión del Terciario Tardío origina la formación de fosas y pilares, así como el depósito de importantes espesores de sedimentos terrígenos continentales. Figura IV.6.

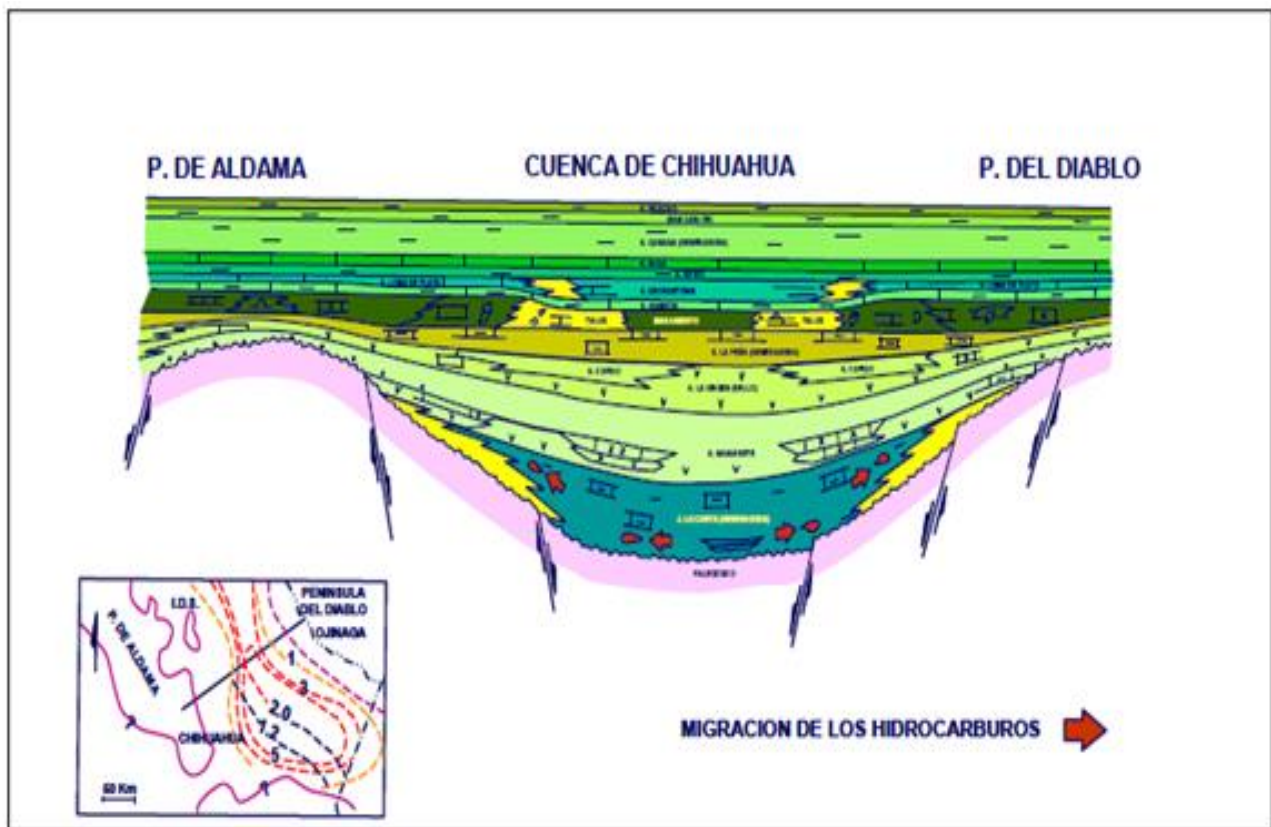


FIGURA IV.6: SECCIÓN ESQUEMÁTICA DE LA SEDIMENTACIÓN DEL MESOZOICO (PROY. CHIHUAHUA Y SAN FELIPE, 1993)

2. Marco estratigráfico y ambiente sedimentario de Cuchillo Parado.

En el Mesozoico, se desarrolla una secuencia sedimentaria del Jurásico Superior (Kimmeridgiano-Portlandiano) que marca el inicio de la sedimentación en la Cuenca de Chihuahua. Los sedimentos varían, son calcáreos y evaporíticos con horizontes de terrígenos representados por la Formación La Casita. Durante el Cretácico, se desarrolla una sedimentación continua y transicional que inicia con el depósito de la Formación Navarrete con predominancia de caliza y lutita e intercalaciones de yeso. Le sobreyacen concordantemente arenisca, lutita y limolita de la Formación Las Vigas. Sobreyaciendo de manera concordante a esta unidad, aflora caliza y yeso de la Formación la Virgen, la cual, subyace concordante y transicionalmente a una alternancia de caliza y lutita de edad Aptiano de la Formación La Peña.

Durante el Albiano Inferior, se depositaron calizas y lutitas de la Formación Tamaulipas Superior, que se encuentran cubiertas concordantemente por caliza arrecifal de la Formación Glen Rose de edad Albiano Inferior-Medio. Esta unidad, se encuentra subyaciendo concordantemente a una alternancia de caliza-arcillosa y lutita de la Formación Walnut del Albiano Medio, la cual a su vez, subyace a rocas calcáreas de estratificación mediana a gruesa de la Formación Edwards.

Cubriendo concordantemente a la Formación anterior, se depositó una alternancia de lutita y caliza-arcillosa de la Formación Kiamichi. Esta unidad marca la transición del Albiano Medio-Superior. El registro estratigráfico que evidencia el cambio hacia el Cretácico Inferior-Superior está representado por la Formación Loma de Plata conformada por calizas con variaciones en el espesor. Para el Cenomaniano, se depositó lutitas y calizas de la Formación Del Río que subyace en concordancia a la unidad antes mencionada y subyace de igual forma a calizas pertenecientes a la Formación Buda. Sobreyacen concordantemente sobre la unidad anterior, una alternancia de areniscas y lutitas con intercalación, en menor proporción caliza de la Formación Ojinaga del Turoniano, cuyo contacto superior es concordante sobre arenisca, limolita y lutita de la Formación San Carlos. Con esta última formación

termina la sedimentación del Cretácico, concluyendo así el ciclo sedimentario de la Cuenca de Chihuahua.

Para el Terciario, se tiene actividad volcánica continental, que inicia en el Oligoceno, representada por riolita y toba riolítica de origen físural; en el Mioceno, se originan depósitos continentales constituidos por conglomerado polimíctico. Por último, en el Cuaternario lo representan areniscas y limolita, ligeramente compactadas del Pleistoceno y en el Holoceno, depósitos lacustres presentes principalmente en el margen de la Sierra La Boquilla, arena y limo rellenan las zonas de bajos topográficos. Como etapa final, se tiene sobre los causes de los ríos y arroyos depósitos de aluvión (Figura IV.7).

ERA	PERIODO		COLUMNA	CLAVES CARTOGRÁFICAS	Ma	
	ÉPOCA	PISO				
CENOZOICO	CUATERNARIO	HOLOCENO		Qhoal	0.01	
				Qholm-ar		
				Qhola		
		PLEISTOCENO		QptAr-Lm	1.68	
	TERCIARIO	NEÓGENO	PLIOCENO			5.1
			MIOCENO		TmCgp	24.0
		PALEÓGENO	OLIGOCENO		ToR-T R	36.0
			EOCENO			
			PALEOCENO			
	MESOZOICO	SUPERIOR	MAASTRICHTIANO			83.0
CAMPANIANO			KrossAr-Lm		86.0	
SANTONIANO			Fm. San Carlos		89.0	
TURONIANO			KtAr-Lu Fm. Ojinaga		91.0	
CENOMANIANO			KceCz Fm. Buda KceLu-Cz Fm. Del Río		97.5	
		KasceCz Fm. Loma de Plata				
INFERIOR		ALBIANO		KamaLu-Cz Fm. Kamichi	108.5	
				KamCz Fm. Edwards		
				KamCz-Lu Fm. Walnut		
				KaimCz Fm. Glen Rose		
				KaiCz-Lu Fm. Tamp. sup.		
		APTIANO		KapCz-Lu Fm. La Peña	115.0	
		BARREMIANO		KbCz-Y Fm. La Virgen	124.0	
		NEOCOMIANO		KvhAr-Lu Fm. Las Vigas	130.0	
				135.0		
	KbevCz-Lu Fm. Navarrete		140.0			
	SUPERIOR	JURÁSICO	PORTLANDIANO	JlpoCz-Lu Fm. La Casita	145.0	
			KIMMERIDGIANO		154.0	

FIGURA IV.7: COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA DE CHIHUAHUA EN EL ÁREA DE CUCHILLO PARADO. (TOMADO DE LA CARTA GEOLÓGICA DEL SGM, 2005)

A. Estratigrafía del área de Cuchillo Parado.

De acuerdo con la columna estratigráfica realizada en el informe de PEMEX, en 2013 la Cuenca de Chihuahua cuenta con varias Formaciones con potencial petrolero, sin embargo, las siguientes Formaciones que se describen son las que se encuentran en el área de Cuchillo Parado.

a. Formación La Casita.

La Formación La Casita incluye la lutitas, areniscas y capas de calizas intercaladas, de fines del Jurásico Superior, que se encuentra entre las Formaciones La Gloria y la Taraises del Cretácico Inferior.

Esta Formación consiste en conglomerado, areniscas, lutitas, margosas, calizas, yeso y cantidad menor de carbón. Esta caracterizado por lutitas carbonosas y yeso. El conglomerado consiste en fragmentos pedernal, cuarzo y cuarcita. La arenisca es comúnmente de color gris y amarillo y menos comúnmente parda e intemperiza a un color rojizo.

b. Formación Navarrete.

Reyes Macías, en 1975, estudió esta Formación en la región de Cuchillo Parado e indica que es la más antigua del sistema Cretácico conocida en el estado de Chihuahua, esta Formación está compuesta por areniscas verdes con intercalaciones de lutitas gris-verdoso asociadas a delgadas capas de evaporitas.

Principalmente es una secuencia de areniscas calcáreas y lutitas arenáceas laminares, con abundantes druzas de calcitas y amígdalas cloritoides. Pueden verse intercalaciones delgadas de calizas arenáceas, de las cuales presentan un abundante contenido de gasterópodos pulmonados (Haenggi, 1970). Las areniscas de la parte superior y media presentan marcas de oleaje y estratificación cruzada.

c. Formación Las Vigas

Burrows, en 1910, dio el nombre de Formación Las Vigas a sedimentos clásticos y calcáreos que subyacen a la Formación Cuchillo. A estos sedimentos los

describió como: “En Chorreras”, la Formación tiene una potencia de 610 m aproximados y consiste en capas de areniscas calcáreas grises y lutitas, alternando.

Esta formación se construye de cuarcita de colores gris, negro y rojo, areniscas calcáreas de color gris, lutitas negras y calizas arenosas, que afloran en el valle del Río Conchos en NE del Estado de Chihuahua. (Ferreiro, M. 1975)

d. Formación La Virgen

El término de Formación La Virgen, fue introducido por Humphrey y Díaz, (1956 en Humphrey y Díaz, 2003) para definir a una secuencia de yeso, anhidrita y caliza que aflora en la parte central del este de Coahuila. Localidad tipo: Humphrey y Díaz (1956 en Humphrey y Díaz, 2003) designan como localidad tipo el Potrero de la Virgen en la Sierra de las Ovejas, ubicado aproximadamente a 10 km al noreste de Cuatro Ciénegas, Coahuila y la sección tipo fue medida hacia el oeste del Potrero de la Virgen.

Humphrey y Díaz (1956 en Humphrey y Díaz, 2003) describen esta Formación como una alternancia de capas de yeso granular, con caliza fosilífera color gris, cuyas características principales es el color amarillento por intemperismo y la presencia de cavidades, observándose en la sección Potreros de Berrendo y Padilla, el yeso muestra coloraciones de gris a café amarillento; también contiene lutita en menor proporción. Eguiluz de Antuñano (2001) menciona que dicha unidad se divide en cinco paquetes, los tres primeros consisten de carbonatos dolomíticos separados por dos paquetes evaporíticos, la dolomita contiene de 6 a 8% de porosidad y la fase evaporítica tiene una superficie de roca potencial.

e. Formación La Peña.

La Formación La Peña fue definida por Imlay (1936), en el noreste de México; su distribución estratigráfica fue posteriormente rectificadas y ubicada en el Aptiano Superior, en la Sierra de Los Muertos, cerca de Monterrey, Nuevo León, según Humphey (1949).

La Formación La Peña está constituida por mudstones y siliciclásticos, con amonitas del Aptiano Inferior, Medio y Superior (Eguiluz, 2011).

f. Formación Tamaulipas Superior

Inicialmente, estas rocas eran parte de lo que Stephenson (1922 en Muir, 1936), denominó caliza Tamaulipas, en un informe para la Mexican Gulf Oil Company. Sin embargo, la primera publicación donde se utiliza el término es en Belt, (1925). Posteriormente, Muir (1936) divide la caliza Tamaulipas en tres unidades independientes: 1) la correspondiente al Cretácico (Albiano-Cenomaniano) como Tamaulipas Superior, 2) a los estratos de calizas del Cretácico Inferior (Neocomaniano Inferior-Aptiano) bajo el término de Tamaulipas Inferior, y 3) la tercer unidad, como horizonte Otates, separando las dos unidades anteriores.

La Tamaulipas Superior está compuesta por Calizas compactas de grano fino, con una estratificación bien marcada, con un color gris que es predominante, contiene una gran cantidad de nódulos y lentes de pedernal de forma irregular, mientras que el color del pedernal varía desde negro a blanco, puede estar alternado con calizas arcillosas de capas delgadas, margas de capas laminares y en algunos lugares se identifica con intercalaciones laminares de lutitas y margas.

g. Formación Glen Rose.

R. T. Hill, en 1891, fue él que por primera vez usó el nombre de Formación Glen Rose. Su localidad tipo está situada a lo largo del Río Paluxy, cerca de Glen Rose, Texas.

Consiste en calizas de estratos delgados o medianos que se alternan con margas y calizas margosas. El intemperismo y la erosión en esta Formación labran profundos cañones al paso de la corriente y forman terrazas escalonadas a las faldas de las montañas.

h. Formación Walnut.

El nombre de esta Formación fue dado por R. T. Hill, en 1891, a las arcillas amarillentas, calizas laminadas, coquinas de *Exogyra Texana* y *Gryphanea Marcui*, que cubren a las areniscas de la Formación Glen Rose. La localidad tipo está en Walnut Springs, Texas.

Esta formada por calizas, estratificadas de color gris oscuro compactas. Presentan tres zonas aproximadamente de un metro, con gran abundancia de *Orbitolina Walnutensis* y dos horizontes muy fosilíferos, con macrofractura entre los tres antes citados. Existen algunos corales remplazados por pedernal. Hay algunos lechos delgados de lutitas en la base donde la caliza comienza a ser nodular.

i. Formación Edwards.

El nombre de la formación fue dado por Hill y Vaughan en 1899, a las calizas arrecifales y rocas asociadas que cubren la Formación Comanche Peak. Su localidad tipo está en Barton Creek cerca de Austin Texas.

Está compuesta por calizas masivas de color gris oscuro fosilíferas (principalmente Rudistas y Requierta), hacia la base presenta estratificación, existen zonas de concreciones de pedernal gris oscuro. La porción basal es altamente fosilífera con muchos rudistas. La caliza puede ser de facies arrecifales.

j. Formación Kimiachi.

La Formación fue originalmente llamada arcillas Kiamitia por Hill en 1891. El nombre actual fue dado por la Board of Geographic Names, la localidad tipo está en las llanuras del Río Kiamichi, cerca de Fort Towson, Oklahoma. En la localidad tipo consiste de margas pizarrosas y calizas pizarrosas. (Adkins, 1932)

Formada por lutita gris oscuro fosilíferas, con delgados lechos de calizas gris oscuro fosilíferas, las calizas predominan hacia la base, en algunos lugares, unos pocos metros arriba de la base aparecen delgados lechos de calizas. Las calizas presentan gasterópodos de alta espira.

3. Evolución tectónica – estructural de la Cuenca de Chihuahua

La Cuenca Mesozoica de Chihuahua se desarrolló sobre elementos paleogeográficos paleozoicos, que fueron formados en el borde sur del Cratón de Norteamérica, que evolucionaron a una cuenca intracratónica asociada a la apertura del Golfo de México durante el Jurásico Medio, limitada por los elementos positivos conocidos como Península del Diablo y Península de Aldama, uniéndose al sureste con la Plataforma de Coahuila. Esta cuenca tiene una secuencia sedimentaria que inició su depósito a partir del Jurásico Tardío y llegó hasta el Cretácico Tardío, la cual tuvo tres periodos de evolución tectónica sedimentaria.

A. Periodo de apertura (Jurásico Superior Kimmeridgiano- Cretácico Inferior Aptiano Temprano)

Un periodo tectónico distensivo, acompañado de una subsidencia, donde hay depósitos areno-arcillosos continentales, pasando a sedimentos arcillo-arenosos marinos profundos, en los depocentros de la cuenca y arenosos de facies litorales. Para el Cretácico Temprano, cambia a un régimen sedimentario de capas rojas de llanura aluvial y evaporitas en las márgenes occidental y oriental.

B. Periodo de cuenca con desarrollo de plataforma (Cretácico Temprano Aptiano Tardío-Albiano)

En este hay una estabilidad caracterizada por una subsidencia lenta, en donde se depositan grandes espesores de rocas carbonatadas de plataforma, en parte con influencia arcillosa y arcillo-calcáreos producto de fluctuaciones marinas, causadas por las transgresiones y basculamientos que sufrió la cuenca de occidente a oriente.

C. Periodo de compresión y colmatación (Cretácico: Cenomaniano-Terciario Inferior: Paleógeno).

Este régimen tectónico es compresivo, generado por el levantamiento y basculamiento de occidente a oriente durante la Orogenia Laramide, que ocurrió a

finis del Cretácico y principios del Terciario; originando en la Cuenca de Chihuahua una convergencia de su régimen sedimentario con desarrollos de plataforma a una cuenca colmatada por el aporte de sedimentos gruesos arcillo-arenosos, antecedentes al plegamiento y fallamiento inverso que presentan las rocas sedimentarias.

Los sistemas montañosos se encuentran separados por llanuras que surgieron al rellenarse las depresiones formadas por fosas tectónicas, con sedimentos continentales y algunos derrames lávicos, lo cual dio origen a las cuencas endorreicas locales de los llamados "bolsones". Las secuencias sedimentarias plegadas desaparecen hacia la margen occidental, debajo de la cubierta ignimbrítica de la Provincia Geológica Sierra Madre Occidental (Figura IV.8).

De igual forma, en la Figura IV.8 se tiene una sección idealizada de como se encuentran las estructuras a través de la Cuenca de Chihuahua, empezando desde la península de Aldama hasta la península del diablo, en donde se puede observar el plegamiento de las estructuras, algunas fallas y cuerpos ígneos que se emplazaron.



Palomares y González, 1988



Plano de Localización

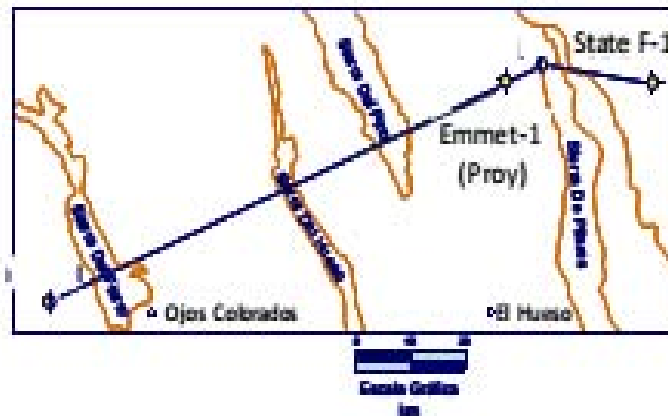


FIGURA IV.8: SECCIÓN ESTRUCTURAL DE LA PROVINCIA DE CHIHUAHUA.

TOMADO DE PATIÑO, 2013

4. Evolución tectónica estructural de Cuchillo Parado.

El área de Chuchillo Parado se caracteriza por contener grandes planicies de morfología suave, que se extienden por grandes distancias y a su vez presentan numerosas sierras alargadas y angostas, de topografía abrupta hacia su flanco noreste principalmente. La orientación preferente de las principales sierras es NW-SE.

En general se reconocen estructuras producidas por esfuerzos eminentemente comprensivos, originando plegamientos y cabalgaduras sobre las rocas mesozoicas, las que en consecuencia han sido deformadas en diferentes grados de acuerdo a la competencia de las mismas, presentando posteriormente esfuerzos de distensión asociados a la estructuración de “cuencas y sierras”

En la sierra “La Boquilla” se representa una cabalgadura de orientación NW-SE denominada La Boquilla; pone en contacto a las formaciones Loma de Plata y Ojinaga en su porción norte, esta inclinada con 58° en SW. Así mismo, un poco más al oriente, se observa otra cabalgadura de orientación paralela a la anterior, aunque de menos extensión.

Toda el área de la carta está afectada por plegamientos de grandes dimensiones, asociados a cabalgaduras, la orientación de los ejes es en general NW-SE y la vergencia hacia el NE. Varios de ellos son isoclinales, cruzan la carta de norte a sur y afectan a rocas mesozoicas.

También presentan fallas laterales que se observan en las localidades Las Vigas, Boquilla de Quiñones y Pacheco, en las regiones noreste y sureste de la carta.

Posteriormente al evento tectónico compresivo, en el área se desarrolla un fallamiento normal, el cual presenta una orientación general NW-SE, con longitudes variables (1 a 7 km) e inclinaciones de 65 a 78, tanto al suroeste como al noreste. Son estructuras características de una tectónica distensiva (Figura IV.9).

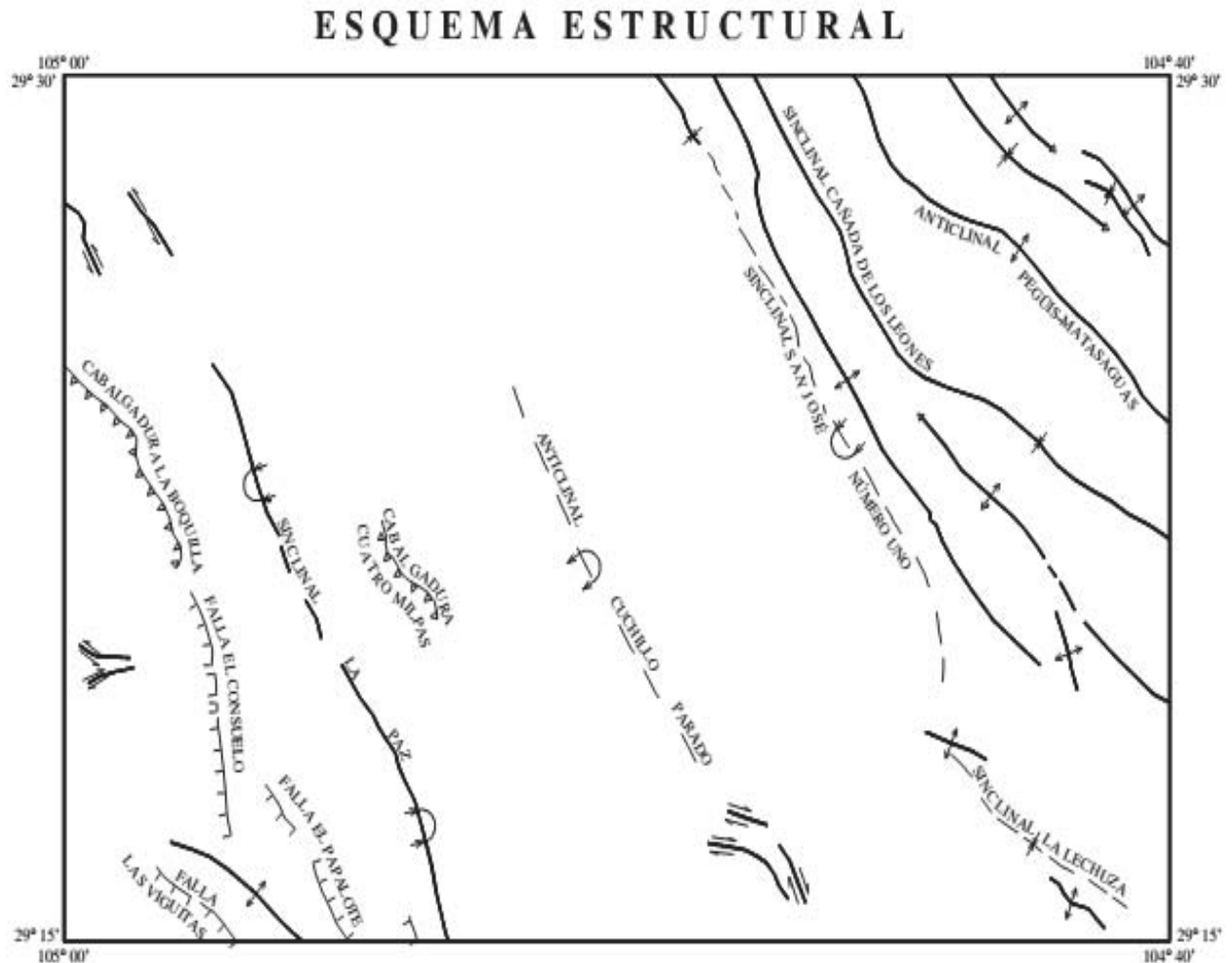


FIGURA IV.9: ESQUEMA ESTRUCTURAL DE CUCHILLO PARADO.

(TOMADO DE LA CARTA DE CUCHILLO PARADO DEL SGM, 2005)

V. Marco conceptual de geología del petróleo.

A medida que el tiempo pasa las técnicas para poder evaluar una zona con potencial petrolero ha cambiado, ya que la metodología para evaluar los parámetros geológicos relacionados a los yacimientos petroleros han cambiado con la llegada de las nuevas tecnologías, ya que con ellas, la forma de obtener, procesar e interpretar información geológica, se ha revolucionado ya que cada vez los resultados son más confiables. Es por esto que en la industria petrolera, con la finalidad de optimizar los recursos en la búsqueda de yacimientos de aceite y/o gas se está procesando e integrando información geológica, geofísica y geoquímica, tanto en áreas conocidas como en nuevas áreas de interés, con la integración de estas ramas de la ciencia se han creado conocimientos e ideas en modelos conceptuales, que tiene como base los procesos geológicos.

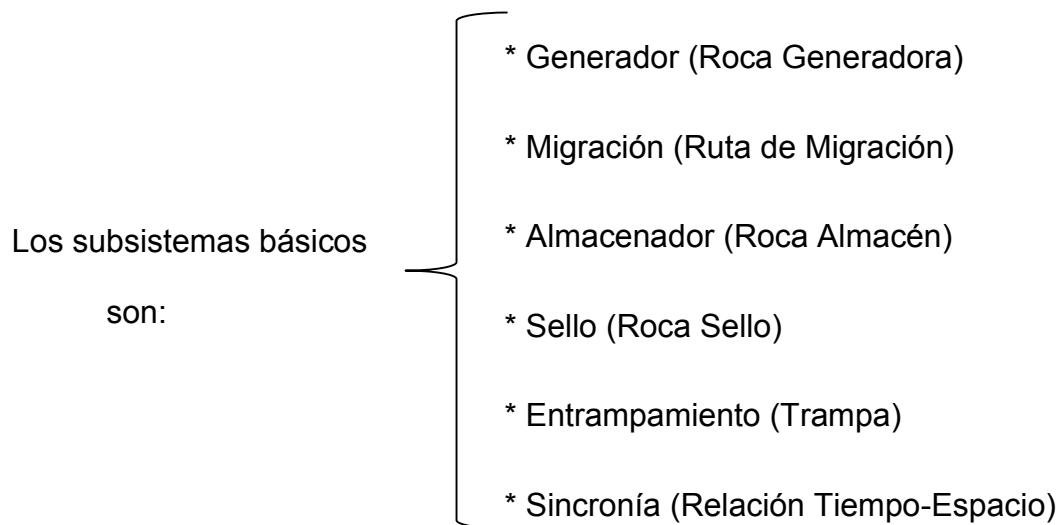
Es así como surge el concepto de Sistema Petrolero, el cual se va a definir como la integración de varios elementos y procesos que son esenciales para la generación del hidrocarburo. El estudio de este sistema se tiene que considerar como un modelo dinámico, en donde existe una o varias entradas (sedimentos), para después ser transformados por procesos naturales, para tener como producto final la generación de aceite y/o gas.

Para un mejor entendimiento del sistema petrolero, éste se divide en varios subsistemas básicos los cuales son: generador, almacenador, sello, migración, entrapamiento y sincronía. Para que el sistema funcione no solo es necesario la existencia de estos subsistemas, sino que también deben estar situados en tiempo y espacio para que el sistema pueda llegar a generar el hidrocarburo, en cualquier parte de la corteza terrestre.

La evaluación de cada uno de estos sistemas es indispensable en la etapa de exploración del hidrocarburo, y al hacerlo de la manera adecuada es de gran importancia para poder alcanzar con éxito los objetivos de la exploración, el cual sería el hallar una acumulación de hidrocarburo y/o gas susceptible de explotarse con rendimiento económico.

1. Sistema petrolero

Según Holguín (2001) y Vázquez (2008), el Sistema Petrolero o la “Maquina Natural de hacer Petróleo” como también es conocida, es un sistema natural, que incluye todos los elementos y procesos geológicos esenciales para que un yacimiento de hidrocarburos exista en la naturaleza; debe ser analizado como un modelo dinámico y se compone de los siguientes subsistemas: (Figura V.1).



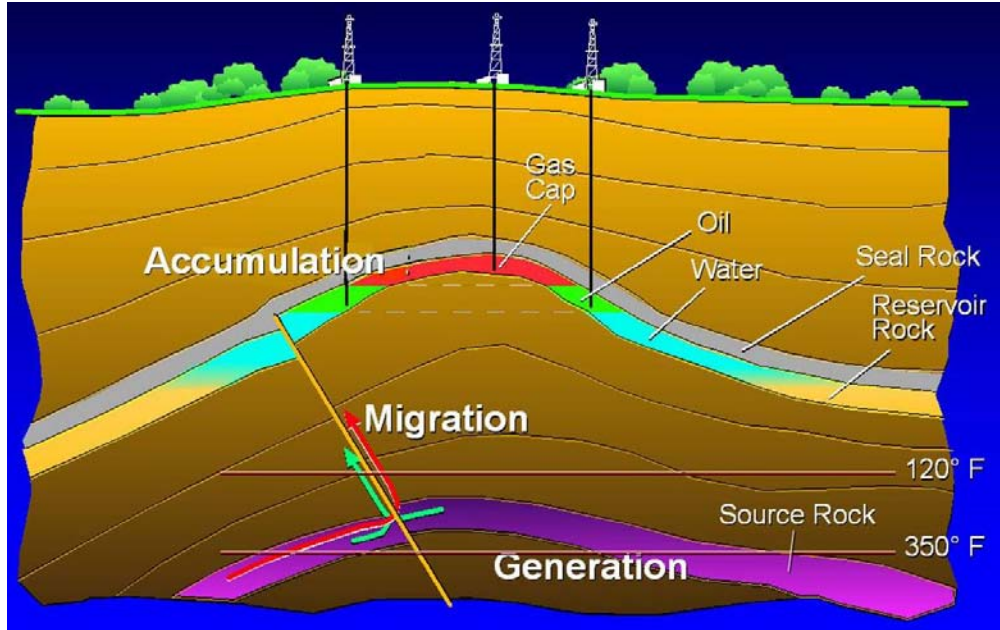


FIGURA V.1: ESQUEMA REPRESENTATIVO DE LOS ELEMENTOS BÁSICOS EN EL SISTEMA PETROLERO.

Todos estos subsistemas deben estar concatenados en tiempo y espacio, para que se forme una acumulación natural de petróleo en la corteza terrestre, susceptible de explotarse con rendimiento económico. Entonces debido a lo anterior si el área de estudio cumple con dichas condiciones, existe un Sistema Petrolero.

Para que se complete el sistema es necesario que transcurra el suficiente tiempo geológico, para la incorporación de todos los elementos básicos, que van desde la formación de la roca generadora hasta la existencia de la sincronía.

En la parte estratigráfica del sistema petrolero se construye de la siguiente manera: roca generadora, sistema de migración, roca almacenadora, roca sello y las rocas subyacentes requeridas para que se pueda incrementar la presión y temperatura, necesarias para la madurez térmica.

En la roca generadora vamos a tener la acumulación de la materia orgánica la cual se va a distinguir por los índices de hidrogeno y oxigeno contenido en el kerógeno cuando se grafica en un diagrama de Van Krevelen. (Figura V.2)

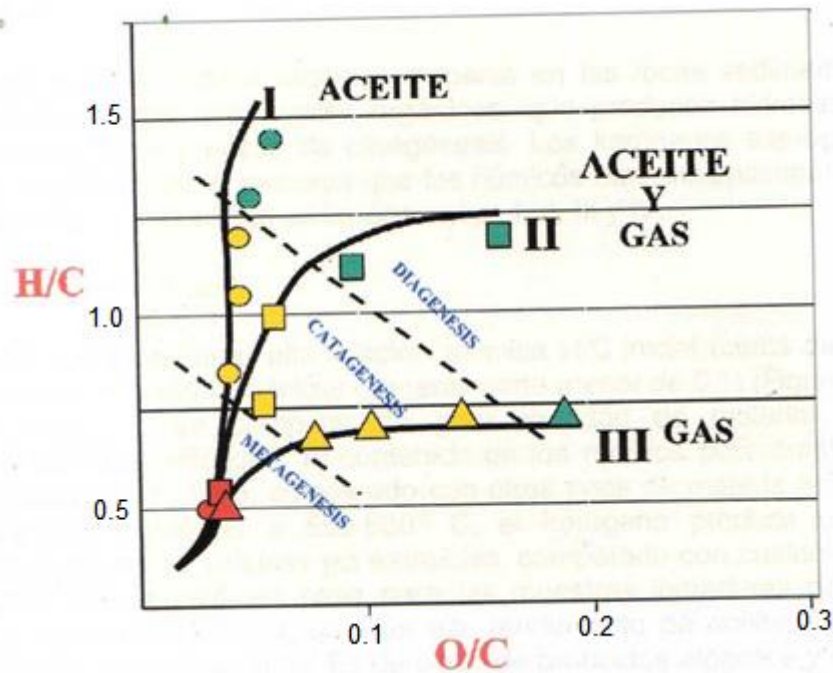


FIGURA V.2: DIAGRAMA DE VAN KREVELEN. (TOMADO DE HOLGUÍN, 2006)

El sistema petrolero es una herramienta analítica en la exploración de petróleo que ayuda a la identificación de los elementos de riesgo, al analizar objetivamente y en forma simple cada una de las variables o subsistemas, lo que permite definir programas de investigación y tomar decisiones durante la exploración.

1.1 Clasificación de los sistemas petroleros

Los sistemas petroleros van a variar de acuerdo a su forma, geometría, tipo de receptáculo y a su evolución geológica, estos sistemas se van a clasificar como puros o híbridos. De acuerdo a la calidad y cantidad de información geológica disponible, referente a la roca generadora (nivel de certeza) (Figura V.3), los sistemas se clasifican como conocidos, hipotéticos o especulativos; que se resumen en lo siguiente:

a. Los sistemas puros

Tienen la particularidad de no presentar deformación estructural significativa, ya que sus características se deben principalmente a aspectos sedimentológicos; como consecuencia, sus trampas son principalmente estratigráficas.

b. Los sistemas híbridos

Se caracterizan por presentar reorientación estructural por efecto de deformación, por lo que estos sistemas se distinguen por trampas en pliegues anticlinales, en fallas, aunque lo más frecuente es que el sistema tenga pliegues dislocados.

c. Los sistemas conocidos (!)

Son aquellos en los que la información geológica, geofísica y geoquímica permite establecer correlación positiva entre la roca generadora y los aceites entrampados.

d. Los sistemas hipotéticos (.)

Son aquellos en que la información geoquímica identifica a la roca generadora pero no se tiene correlación con acumulaciones de hidrocarburos en la cuenca o no existen yacimientos.

e. Los sistemas especulativos (?)

Cuando sólo se tienen evidencias geológicas y/o geofísicas de la existencia de rocas generadoras y de posibles acumulaciones de petróleo, pero no se han hecho estudios detallados.

Definición de niveles de certeza		
<u>Nivel de certeza</u>	Criterios	Símbolo
Conocido	Existe correlación entre aceite/roca generadora o gas/roca generadora	(!)
Hipotético	No existe correlación aceite/roca generadora o gas/roca generadora	(.)
Especulativo	Evidencias geológicas y geofísicas	(?)

FIGURA V.3: TABLA DE DEFINICIONES DE CERTEZA

Yacimiento

Es la acumulación natural en la corteza terrestre de gas y/o aceite de la misma composición, comprendida en los mismos límites y sometida a un mismo sistema de presión en una trampa petrolera.

Campo

Comprende dos o más yacimientos de hidrocarburos relacionados a una determinada condición geológica (cuenca sedimentaria, estructura, formación).

Provincia

Comprende varios campos localizados en una región geológico-petrolera, en la cual los yacimientos se formaron en condiciones geológicas similares, por lo que presentan características generales parecidas.

Tipos de Pozos

El tipo de pozo depende principalmente del propósito de la perforación con lo cual básicamente solo existen 3 tipos de pozos los cuales son:

Exploratorios

Evaluación

Desarrollo

En la Figura V.4 se puede ver cada uno de esos tipos de pozos siendo 1,2 y 4 pozos de exploración y/o de evolución ya que con ellos se está delimitando que tan grande es el yacimiento mientras los que aparecen con el número tres son pozos de desarrollo los cuales pueden extraer el hidrocarburo o inyectar fluidos, con los cuales mejorar la recuperación.

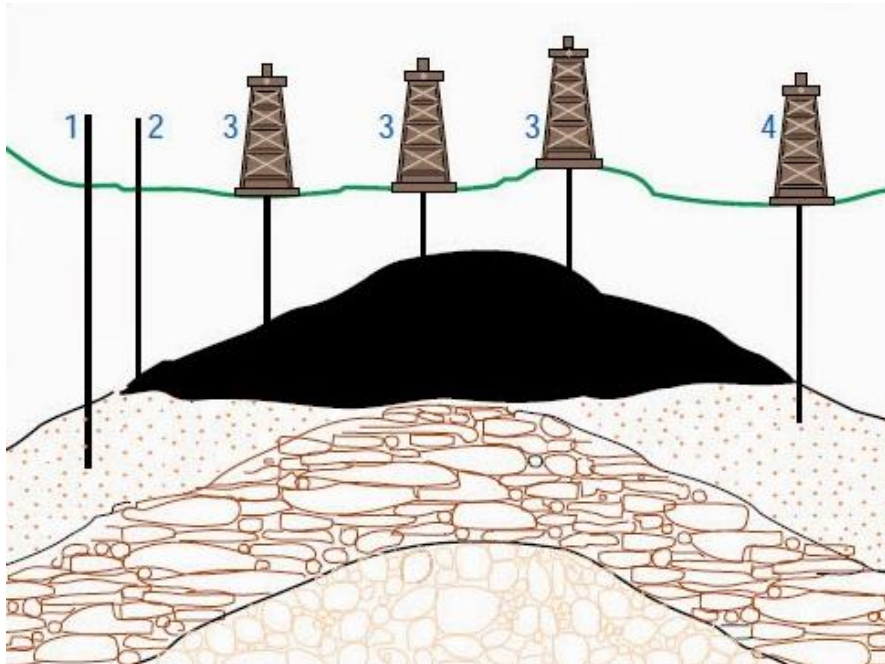


FIGURA V.4: IMAGEN REPRESENTATIVA DE LOS TIPOS DE POZOS QUE PUEDEN HACERSE EN LA INDUSTRIA PETROLERA.

Pozos de exploración petrolera

Los pozos exploratorios son los primeros en ser perforados en un proyecto. El principal objetivo de estos pozos es establecer la presencia de hidrocarburos. Los datos geológicos tomados de los recortes, los núcleos y los registros, son los objetivos de estos pozos. En resumen la función de los pozos exploratorios es obtener la mayor cantidad de información al menor costo.

Pozos de evaluación.

Un pozo de evaluación es perforado como una etapa intermedia entre la exploración y la producción, para determinar el tamaño del campo, las propiedades del yacimiento y cómo van a producir la mayoría de los pozos. Ya que la geología del área es mejor conocida, la perforación y terminación de los pozos podrá ser mejor diseñada para reducir los daños al yacimiento. Estos pozos mejoran la calidad de la información para permitir a los Geólogos e Ingenieros en Yacimientos la mejor predicción de la producción a lo largo de la vida del campo.

Pozos de Desarrollo

El propósito principal de estos pozos es poner en producción al campo, siendo su prioridad la producción antes que la toma de datos. Existen diferentes tipos de pozos de desarrollo los cuales son:

- * Pozos de producción: son los más numerosos, el objetivo es optimizar la productividad del pozo.
- * Pozos de inyección: estos pozos son menos numerosas, pero son indispensables para producir el yacimiento. En particular algunos pozos inyectoros, son usados para mantener la presión del yacimiento y otros para eliminar fluidos no deseados.
- * Pozos de observación: Sirven para completar o monitorear varios parámetros del yacimiento. Algunas veces que son perforados y no se pueden usar para producción o inyección son utilizados para observadores.

2. Kerógeno

Es la fracción de la materia orgánica en las rocas sedimentarias, que es insoluble en ácidos, bases y en solventes orgánicos, ya que está compuesto básicamente de grasas y ceras.

El kerógeno está formado por macromoléculas de núcleos cíclicos condensados y encadenados por enlaces heteroatómicos o cadenas alifáticas, por lo que es resistente a la descomposición. Se compone de fragmentos orgánicos diseminados, que pueden agruparse en unidades llamadas macéras.

Los términos para clasificar los carbones (sapropélico y húmico) también pueden ser empleados en los kerógenos (figura V.6).

	Sapropélico		Húmico	
Grupos de carbón maceral.	Liptinita (exinita)		Vitrinita	Inertrinita
Carbón maceral.	Algita		Telinita	Inertodetrinita
	Cerinita		Telocollinita	Escleotinita
	Esporinita		Desmocollinita	Macrinita
	Cutinita		Vitrodetrinita	
	Resinita			
	Lipodetrinita			
	Fluorescentes	Amorfos	No fluorescente Amorfo	
Tipos de kerógeno	I	II	III	IV
H/C	1.9 a 1.0	1.5 a 0.8	1.0 a 0.5	0.6 a 0.1
O/H	0.1 a 0.02	0.2 a 0.02	0.3 a 0.02	0.3 a 0.01
Fuentes	Marino, Lacustre, Terrestre		Terrestre y reciclado	

FIGURA V.6: TABLA DE CLASIFICACIÓN DE KERÓGENO DE ACUERDO A SU

El término sapropélico se refiere al producto obtenido de la descomposición y la polimerización de la materia algácea y herbácea principalmente, depositada en condiciones acuáticas con bajo contenido de oxígeno atmosférico.

Por otro lado, la palabra húmico se aplica al producto obtenido de la descomposición de plantas terrestres superiores, depositadas en medios terrígenos con abundante oxígeno atmosférico.

Los kerógenos sapropélicos producen aceite mediante calor, mientras que los húmicos producen principalmente gas.

El análisis del tipo de kerógeno sirve para determinar la calidad y el tipo de hidrocarburo que puede generar, en función de establecer las relaciones atómicas H/C y O/C.

En función de estas relaciones, de su origen y composición se puede dividir en cuatro tipos: tipo I, tipo II, tipo III y tipo IV.

Tipo I

Es el kerógeno que tiene una alta relación atómica H/C inicial (cerca de 1.5 o más), con una baja relación O/C inicial (generalmente menor de 0.1); es un kerógeno poco común y probablemente es derivado de productos algáceos, de una biomasa de lípidos retransformados y de otros lípidos microbiales. Deriva de materia orgánica que se acumuló en medios marinos, con excelente calidad de materia orgánica y gran potencial generador de hidrocarburos líquidos. Se trata de un kerógeno difícil de encontrar.

Tipo II

Se encuentra relacionado con los sedimentos marinos en donde se deposita la materia orgánica autóctona y la transportada, derivada de una mezcla de fitoplancton, zooplancton, microorganismos (bacterias), plantas y animales superiores que se acumularon en un medio ambiente reductor. Presenta menor rendimiento en la pirolisis que el de tipo I, aunque es más frecuente en muchas rocas generadoras y en lutitas aceitíferas; tiene relaciones H/C relativamente altas

y O/C bajas. En la Catagénesis este tipo de kerógeno produce aceite y gas; el azufre se encuentra presente en cantidades notables.

Tipo III

Se refiere al kerógeno con relación H/C inicial relativamente baja (normalmente menos de 1.0) y una relación atómica O/C inicial alta (0.2 o 0.3). Este tipo es menos favorable para la generación de hidrocarburos líquidos que los otros dos, produce generalmente carbón o gas. Son característicos de material de tipo eminentemente continental, o bien marinos o lacustres, pero sometidos a una fuerte oxidación.

Tipo IV

Se refiere a materia orgánica rica en inertinita, por lo que no produce aceite o gas. Este tipo de kerógeno no es importante en la generación de hidrocarburos.

Entonces el Kerógeno es materia orgánica transformada y dispersa en las rocas sedimentarias, insoluble en ácidos, bases y solventes orgánicos, produce hidrocarburos cuando se somete a un proceso de catagénesis.

3. Diagénesis.

Esta etapa de la generación del hidrocarburo es la primera y se inicia con los sedimentos recién depositados, donde la actividad microbiana es uno de los principales agentes de transformación. Posteriormente se presentan arreglos químicos a poca profundidad; policondensación e insolubilización. Al final de la diagénesis, la materia orgánica consiste principalmente en kerógeno y el sedimento se convierte en roca. La presión va de los 0 a 300 bares y la temperatura de 0 a 50 °C, con una reflectancia de vitrinita menores a 0.5 (Figura V.7).

4. Catagénesis.

Es la segunda etapa en la generación y la más importante, con el aumento de la temperatura durante el entierro de la cuenca sedimentaria. La degradación térmica del kerógeno es responsable de la generación de la mayor parte de los hidrocarburos, es decir, aceite y/o gas. La temperatura de esta etapa va de los 50 a 200 °C, con una presión que va de los 300 a 1500 bares. La reflectancia de la vitrinita se encuentra entre 0.5 y 2.0 (Figura V.7).

5. Metagénesis.

Esta es la última etapa en donde se puede generar hidrocarburo, esencialmente gas y sólo es posible si se alcanzan un sepultamiento de la cuenca sedimentaria que supere los 8 Km. En estas condiciones la temperatura ya es superior a los 200 °C y la presión mayor a los 1500 bares. La reflectancia de la vitrinita es mayor 2.0, con estas condiciones principalmente se genera gas metano y el carbón se transforma en antracita (Figura V.7).

Cuando la reflectancia de la vitrinita es mayor a 4.0, corresponde a principios de facies de esquistos verdes.

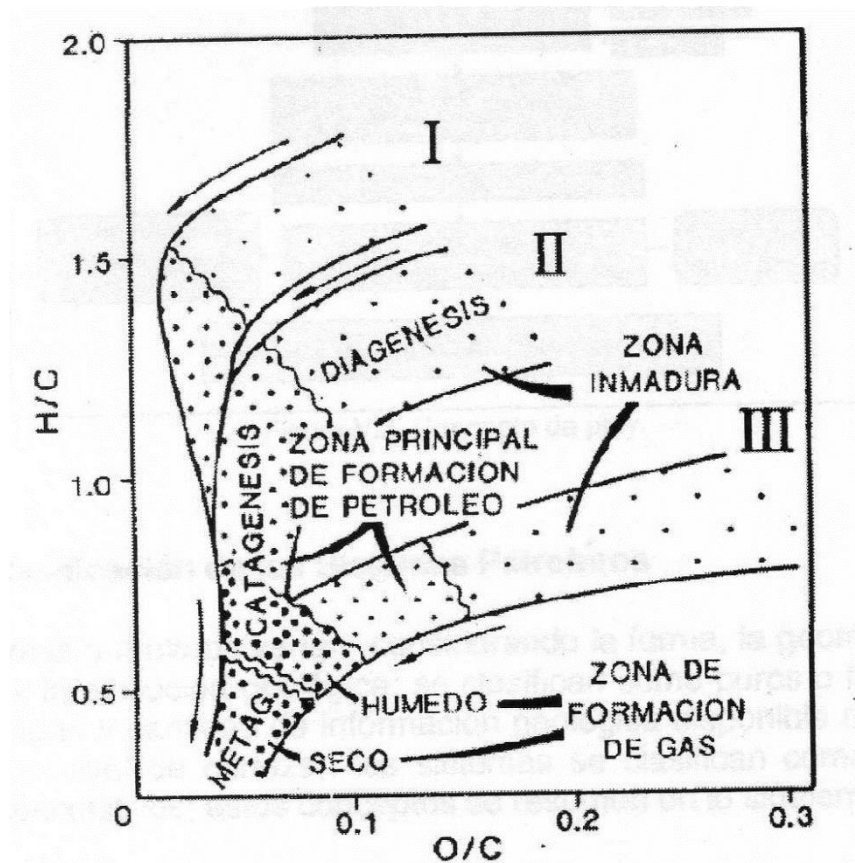


FIGURA V.7: TIPOS DE KERÓGENO Y SU RELACIÓN CON LA DIAGÉNESIS, CATAGÉNESIS Y METAGÉNESIS.(TOMADO DE LÓPEZ AGUIRRE)

6. Subsistemas petroleros.

Un sistema petrolero se considera como un sistema natural, abierto y compuesto de varios sistemas interrelacionados, dentro de un supersistema mayor, que es el medio ambiente. Se divide en varios subsistemas básicos: generador, almacenador, sello, migración, entrapamiento y sincronía, los cuales se describen a continuación.

a. Subsistema generador.

Según Hunt (1996) el subsistema generador se puede generar de dos formas. La primera representa la formación y acumulación de hidrocarburos libres derivados de organismos muertos, depositados en sedimentos no consolidados recientes, además de los formados por la actividad de bacterias y las reacciones químicas a bajas temperaturas, el hidrocarburo que se genera en esta etapa se le conoce como biológico, bioquímico o biogénico. Durante esta etapa entre un 10 y 15% del petróleo se forma, donde la materia orgánica se deposita y más tarde alteraciones químicas físicas y biológicas ante un pronunciado aumento de temperatura, esta tiene un rango menor a los 50 °C aproximadamente, todo este proceso corresponde a la Diagénesis.

La segunda ocurre la transformación de lípidos (grasas), proteínas y carbohidratos derivados principalmente de organismos marinos, a kerógeno; el contenido orgánico en promedio de tales sedimentos que eventualmente se transforman a roca generadora varía de 0.5 a 5%.

Sin lugar a duda dentro de este subsistema la parte más importante para que se pueda determinar si hay posibilidades petroleras es la existencia de una roca sedimentaria, la cual contenga un importante porcentaje de materia orgánica contenida. Y es por esto que esta roca recibe el término de Roca Generadora.

Por lo que el termino Roca Generadora se ha empleado para asignar a las rocas que son ricas en materia orgánica, que son o han sido capaz de generar hidrocarburos para formar yacimientos de petróleo económicamente explotables (Tissot y Welte,1978). Actualmente se distinguen 3 tipos de roca generadora (Waples,1985):

Roca Generadora Efectiva

Cualquier roca sedimentaria que ha generado y expelido hidrocarburos.

Roca Generadora Posible

Cualquier roca sedimentaria en la que su potencial generador no ha sido aún evaluado, pero la cual pudo haber generado y expelido hidrocarburos.

Roca Generadora Potencial

Cualquier roca sedimentaria inmadura con riqueza orgánica, la cual puede generar y expeler hidrocarburos sí su nivel de maduración termal fuera más alto.

Una vez que se cuenta con la roca generadora, para continuar con el proceso de la generación del hidrocarburo, ésta debe ser enterrada a una profundidad suficiente (más de 1000 m), para que la materia orgánica contenida pueda madurar, hasta convertirse en aceite y/o gas; se tiene que encontrar dentro de una Cuenca Sedimentaria, de esta manera sufrirá procesos de subsidencia (hundimiento por su propio peso) y enterramiento, con un aporte suficiente de sedimentos; esto limita el número de cuencas en el mundo que tienen interés petrolero al 50% de las existentes.

Con la subsidencia de la roca generadora las condiciones cambian totalmente, ya que la temperatura y la presión aumentan. En esta etapa de la generación estamos entrando a lo que se le conoce como la catagénesis, en donde debido al enterramiento de los sedimentos orgánicos tenemos temperaturas que va de los 50 a los 200 °C y presiones que van de los 300 a los 1500 bares, condiciones perfectas para que se produzca la mayor cantidad de aceite y/o gas. El hidrocarburo generado en esta etapa se conoce como térmico, catagenético o catagénico.

Si las condiciones térmicas siguen aumentando, el siguiente paso que sigue sería la Metagénesis, en la cual por el aumento de la temperatura (de 200 a 250 °C), lo que se generara será pequeñas cantidades de metano y metantracita. El gas que se genera es principalmente gas metano.

Si las condiciones siguen aumentando, la roca generadora entrara a una zona de metamorfismo, en donde la materia orgánica restante podría llegar a formar grafito.

Dentro de la roca generadora, no toda la materia orgánica se transforma en petróleo, se estima que el 70% permanece como residuo orgánico insoluble, por lo que el rendimiento promedio de las rocas generadoras es de aproximadamente 30%. Pero

este porcentaje no es el del petróleo que finalmente obtenemos, pues se estima que sólo 1 % del petróleo generado es capaz de migrar hacia la roca almacén y acumularse en ella, mientras que 99% no llega a migrar o se pierde debido a que no existe un sello que impida que el crudo o el gas escape de la roca almacén.

Por otro lado, se tiene el problema de la cantidad de petróleo recuperable con rendimiento económico de los yacimientos, que es en general menor del 60%.

b. Subsistema almacenador.

El subsistema almacenador, consiste básicamente en contar con una roca capaz de almacenar hidrocarburos, y debe de cumplir con las siguientes características, según Vázquez (2008)

- Ser porosa, esto es que disponga de suficientes espacios entre los granos para ser capaz de almacenar un volumen considerable de hidrocarburos. Pueden tener una porosidad original o la porosidad secundaria.
- Ser permeable, esto es que los poros se encuentren conectados, para que así permitan el flujo de los hidrocarburos a lo largo de la roca.
- Tener continuidad lateral y vertical, esto es que la roca cuente con un gran volumen, el cual permita que se almacene una cantidad considerable de hidrocarburo.

Como se mencionó existen dos tipos de porosidad en la roca almacenadora los cuales se describen a continuación:

Porosidad primaria

Se refiere a la porosidad que se generó al depositarse la roca.

Porosidad secundaria

Se refiere a la porosidad generada o alterada posteriormente a la depositación, por la acción de las aguas, deformación, cambios en la

composición química de las rocas o la acción de fuerzas tectónicas. (FiguraV.8).

En la porosidad de una roca, lo que realmente importa es que los poros estén conectados, para que permitan el libre movimiento de los hidrocarburos a la hora de la explotación. De aquí se derivan otros dos tipos de porosidad, la porosidad absoluta y la porosidad efectiva, estos dos términos nos ayudan a cuantificar que porcentaje de la roca está hueca.

La porosidad se mide en porcentaje de espacios o huecos, dentro de la roca. Se tienen dos casos.

Porosidad absoluta.

La porosidad absoluta nos va a hablar de la cantidad de huecos que se encuentran en la roca, pero sin importar si existe una conexión entre los poros, la porosidad absoluta; se puede obtener de la siguiente manera:

$$\text{Porosidad absoluta} = \frac{\text{Vol. total de poros}}{\text{Vol. de roca}} \times 100$$

Porosidad efectiva.

Este tipo de porosidad nos va a indicar el porcentaje de huecos conectados en la roca, que permiten el flujo de líquidos a través de ella, en un subsistema almacenador como en ruta de migración esta porosidad es la más importante; se obtiene de la siguiente manera:

$$\text{Porosidad efectiva} = \frac{\text{Vol. total de poros conectados}}{\text{Vol. de roca}} \times 100$$

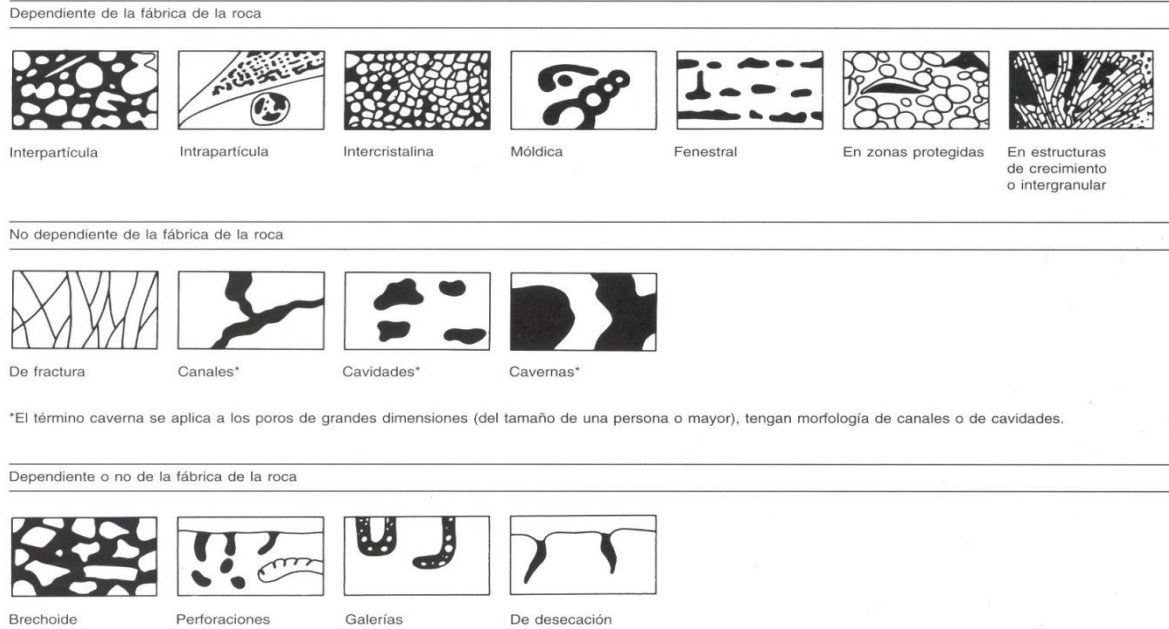


FIGURA V.8: CLASIFICACIÓN DE TIPOS DE POROSIDADES. SEGÚN CHOQUETTE Y PRAY, 1970

c. Subsistema sello.

Un subsistema sello se define como una secuencia sedimentaria de rocas, con escasa permeabilidad o impermeable (es decir que no debe tener fracturas ni poros interconectados), si la roca sello tiene poros, estos poros deben de poseer una diámetro de garganta de poro menor a los 4 Angstrom. Ya que con esta condición no permite el paso del hidrocarburo a través de la roca. El sello es el cierra de la etapa de la migración o desplazamiento del petróleo, con lo cual propicia a que exista una barrera en los horizontes generadores o almacenadores, formando así la acumulación del hidrocarburo en una trampa.

Para que los hidrocarburos puedan quedar confinados en las rocas almacenadoras, es necesario que las paredes del depósito estén selladas de manera efectiva.

Principales rocas sello

- * Lutitas.
- * Lutitas calcáreas.
- * Calizas Arcillosas.
- * Calizas Mudstone.
- * Calizas Wackestone.
- * Margas.
- * Sal.
- * Yeso.
- * Anhidrita.

Para que una roca sea considerada desde el punto de vista práctico, como impermeable, esta debe ser de grano fino, lodo de carbonatos o evaporitas y no debe poseer fracturas interconectadas.

Debido a que los yacimientos petroleros aparecen normalmente tectonizados en mayor o menor grado, las rocas sello, deben tener comportamiento plástico, de manera que respondan a los esfuerzos mecánicos deformándose en el campo dúctil, formando pliegues.

El espesor de la roca sello es muy variable, puede ser de espesor muy reducido si tiene excelente calidad (20-50 m) o de espesor mediano o grueso, si es de calidad mediana o mala; en el caso de las milonitas y blastomilonitas el espesor es de menos de 5 m.

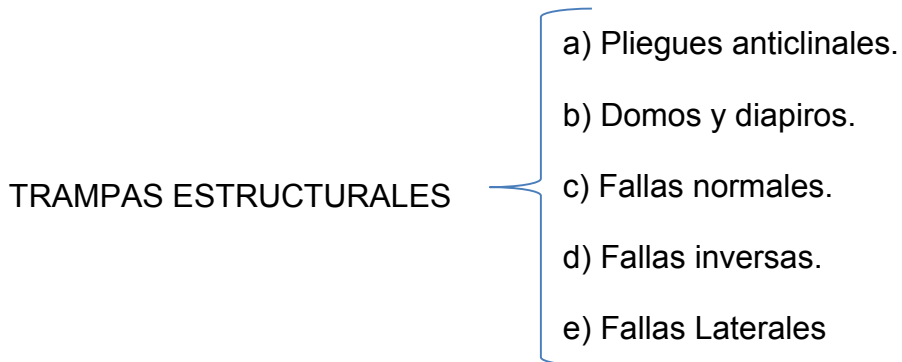
d. Subsistema entrampamiento.

En el subsistema de entrampamiento se tienen a las trampas, las cuales serán obstáculos naturales en el subsuelo que impiden que el hidrocarburo siga desplazándose, quedando acumulado en ellas. Las trampas más comunes se caracterizan por ser convexas, en cuyo interior existe roca porosa de yacimiento, en combinación con una roca sello más densa y relativamente impermeable, localizada arriba y lateralmente. La forma definitiva de la convexidad puede ser angular, curva o una combinación de ambas; el único parámetro importante es que debe de estar cerrada en planos verticales y horizontales, sin fugas notables, para llegar a formar

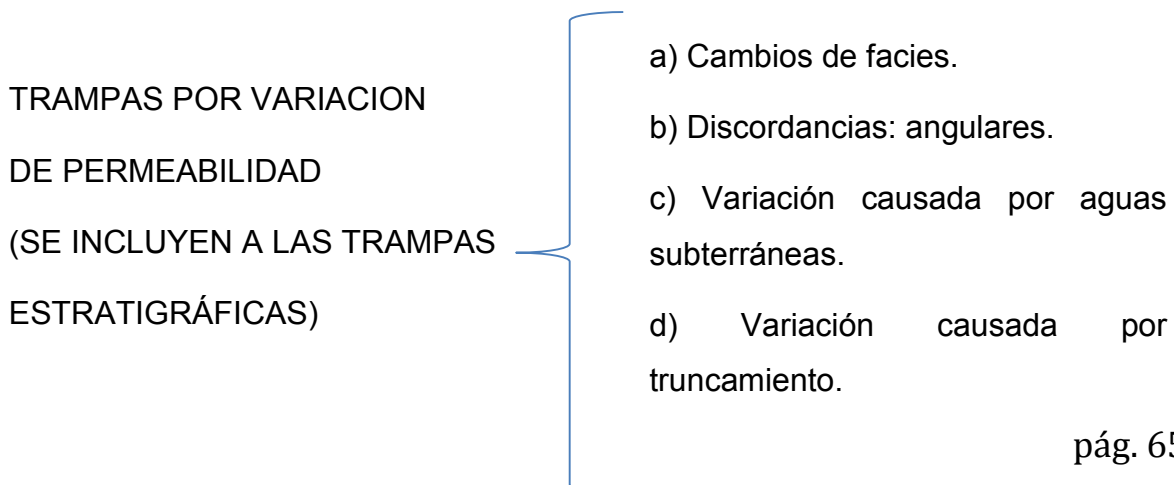
un recipiente invertido. Los contornos longitudinales de este recipiente invertido, en una trampa estructural, debe circundar las áreas cerradas que constituyen lo que se llama área de cierre o cierre de una trampa.

Clasificación de trampas

Principalmente se clasifican en estructurales y estratigráficas. Las trampas estructurales son el resultado de modificaciones en la forma de las unidades estratigráficas, estas trampas se formaron debido a grandes movimientos tectónicos los cuales tuvieron la fuerza suficiente para plegar a los estratos o superar su punto de flexión llegando al fracturamiento de estos (Figura V.9). Las trampas estructurales se pueden clasificar de la siguiente manera:



Las trampas estratigráficas, pudieron haberse formado por litificación de sedimentos, por cambios posteriores al depósito, por deformación estructural o por la combinación de estos elementos, las trampas estratigráficas se pueden clasificar de la siguiente manera:



Las trampas mixtas es una combinación de dos o más factores presentes en las trampas estructurales como en las trampas estratigráficas, se pueden considerar de la siguiente manera:

TRAMPAS MIXTAS

- a) Combinación de elementos estructurales con variación de permeabilidad.
- b) Hidrodinámicas.
- c) Variación causada por truncamiento

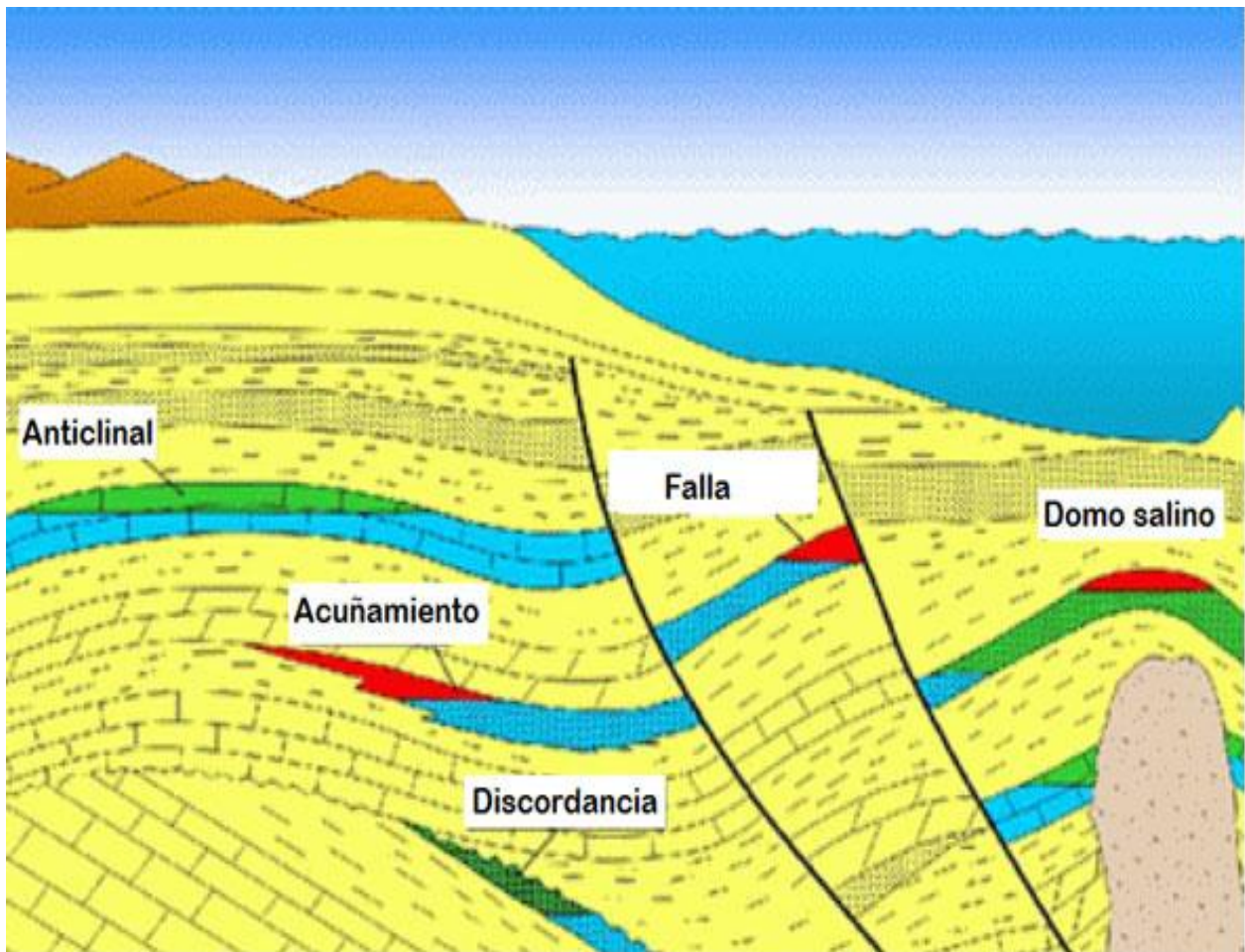


FIGURA V.9: ESQUEMA DE LOS TIPOS DE ENTRAMPAMIENTOS. (TOMADO DE

e. Subsistema migración y sincronía.

El subsistema de migración, se describe la posibilidad de que después de la diagénesis, una parte de los hidrocarburos y agua hayan sido expulsados de la roca generadora depositándose directamente en una roca capaz de almacenarlos, a este desplazamiento que se lleva a cabo dentro de la misma roca generadora, se considera como una migración primaria. La migración secundaria se desarrolla en rocas con una mayor porosidad y permeabilidad en trayectos que implican una mayor distancia de desplazamiento, el cual terminara en la acumulación de aceite y/o gas en yacimientos o concluirá en manifestaciones superficiales como chapopoterías y escapes de gas.

Se han considerado varios parámetros para poder establecer las posibles rutas de migración, pero no son del todo conocidos, solamente se puede inferir que las vías de migración pudieron ser por los poros, las fracturas, las superficies de estratificación, las discordancias y las fallas; se interpreta que la migración secundaria puede ser migración lateral y/o vertical. Vázquez (2008), considera que los siguientes son parámetros clave en la relación con la migración y acumulación de hidrocarburos: las partículas arrastradas, la presión capilar (fenómeno de presión de desplazamiento), la flotabilidad, los efectos de gas disuelto, la acumulación, los contactos petróleo-agua inclinados, las barreras estratigráficas, la migración vertical y tiempo de acumulación del petróleo.

La presencia de gilsonita o chapopote es evidencia de que los hidrocarburos se movieron en sentido ascendente en diferentes áreas y niveles estratigráficos, quedando aceite pesado en los poros de las rocas en la superficie de las regiones petroleras.

Es de suponer que el petróleo expulsado con el agua de la roca generadora se dispersó en partículas minúsculas, tal vez de tamaño coloidal o microscópico. (Casi todos los depósitos de petróleo están asociados con agua congénita o fósil, esto quiere decir que la migración de hidrocarburos está estrechamente ligada con las formas de migración del agua).

Las microfisuras de la roca (debido al aumento de la presión interna resultante de la generación térmica de hidrocarburos de peso molecular bajo a partir del kerógeno) permiten el desprendimiento de hidrocarburos de las rocas generadoras compactadas, densa y relativamente impermeables. Las distancias implicadas por la migración primaria son del orden de metros o decenas de metros, mientras que la migración secundaria implica desplazamiento de decenas de kilómetros.

Dentro de este subsistema podemos encontrar los siguientes términos que nos hablan sobre el tipo de desplazamiento que tienen los hidrocarburos, hasta llegar al entrapamiento del mismo.

Connigración:

Son todos los desplazamientos de hidrocarburos que conducen más o menos rápida y directamente a la formación de un yacimiento por acumulación y segregación en una trampa.

Dismigración:

Son los desplazamientos de hidrocarburos a la superficie terrestre. Conducentes a la formación de manifestaciones superficiales.

Migración primaria:

Designa los movimientos de los fluidos de la roca madre hasta la roca almacén. Comprende el movimiento de los hidrocarburos a partir de su desprendimiento del Kerógeno, así como su transporte dentro y a través de los capilares y poros estrechos de las rocas de grano fino (roca generadora).

Migración secundaria:

Desplazamiento de los hidrocarburos, en el interior de los horizontes permeables de una serie estratigráfica, hacia las trampas donde se produce la acumulación o hacia la superficie de la tierra a través de fracturas, fallas o discordancias. Es el movimiento del petróleo, después de su expulsión de la roca generadora a través de poros más amplios de las rocas con discontinuidades y almacenadoras, más permeables y porosas (Figura V.10).

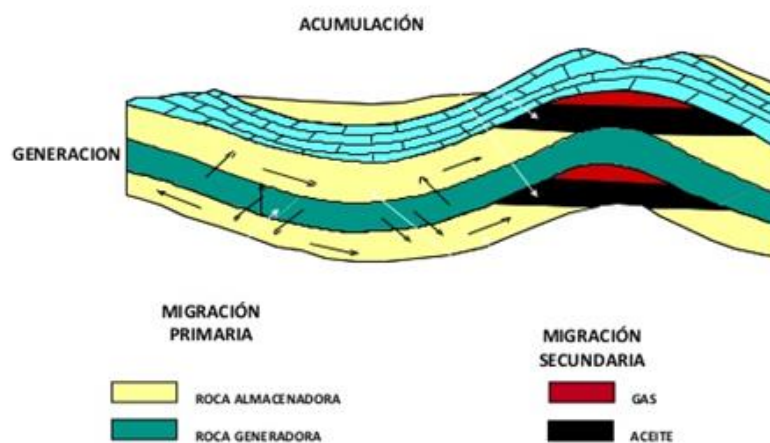


FIGURA V.10: ESQUEMA DE MIGRACIÓN DE LOS HIDROCARBUROS.

Sincronía:

Es la relación precisa en espacio y tiempo de todos los elementos que conforman el sistema petrolero, para que este pueda existir.

7. Sistemas petroleros en la Cuenca de Chihuahua.

En la Provincia Petrolera de Chihuahua se tienen evidencias de hidrocarburos de asfalto, aceite y gas, que fueron identificados a través de la perforación exploratoria y por manifestaciones superficiales de hidrocarburos, adicionalmente los estudios geoquímicos han permitido postular la presencia de Sistemas Petroleros relacionados a cuatro rocas generadoras: Paleozoico, Jurásico Cretácico Tithoniano, Aptiano y Turoniano (Pemex-Chevron,1999).

De acuerdo con los estudios realizado por PEMEX, las rocas del Jurásico Superior-Tithoniano también tiene un alto riesgo por su alta madurez, sin embargo, consideran factible que los hidrocarburos líquidos y gaseosos pueden estar almacenados en el mismo. Los sedimentos del Cretácico Inferior Aptiano son delgados, sin embargo, la riqueza orgánica así como su madurez también puede proveer hidrocarburos gaseosos que se almacenarían en rocas del Albiano. Finalmente, rocas generadoras del Cretácico Superior Turoniano se han asociado con hidrocarburos líquidos detectados en manifestaciones superficiales.

5.1. Sistema Petrolero Jurásico Superior Tithoniano-Tithoniano-Cretácico Inferior Albiano (!)

A. Elementos del Sistema Petrolero Tithoniano-Tithoniano-Albiano (!)

Roca generadora:

Como roca generadora en este sistema encontramos las lutitas de la Formación La Casita, ya que cuenta con una gran riqueza de materia orgánica, de acuerdo al informe de PEMEX los valores de COT que presenta esta formación van de regular a alto y con madurez en la ventana de gas seco (Figura V.11).

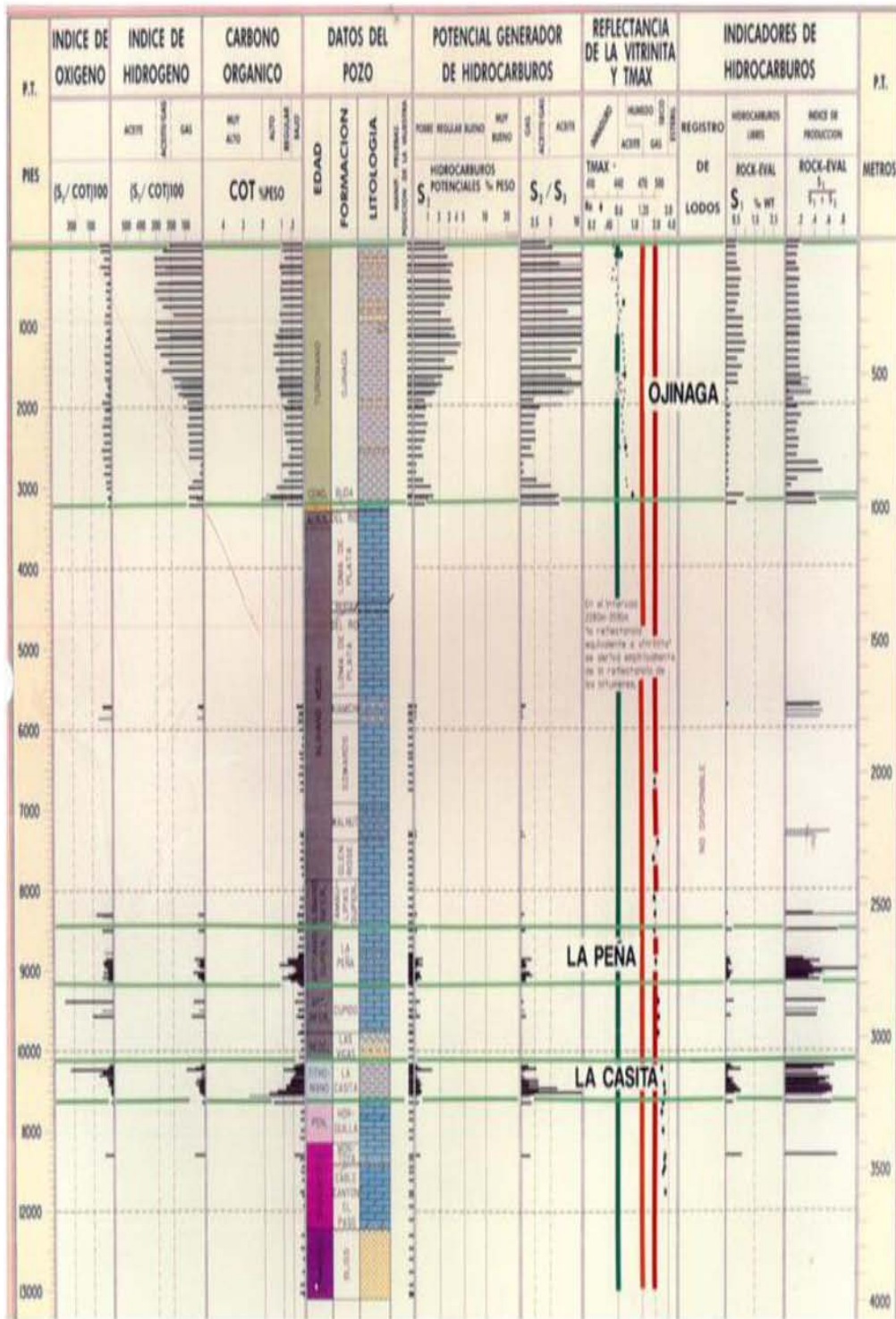


FIGURA V.11: REGISTRO GEOQUÍMICO QUE MUESTRA LA RIQUEZA ORGÁNICA Y MADUREZ DE LAS FORMACIONES LA CASITA, LA PEÑA Y OJINAGA. (TOMADO DE PROVINCIA PETROLERA DE CHIHUAHUA.

PEP. 2013)

Así mismo, Pemex realizó estudios de biomarcadores (Figura V.12), en muestras de manifestaciones superficiales y de aceites obtenidos de los pozos perforados, que permiten asociarlos a una roca generadora de ambientes marino carbonatados, indicando afinidad con una roca generadora, en donde existe una contribución de algas por la presencia de los C28 estéranos, por lo que se determina que estos aceites provienen del Jurásico Superior.

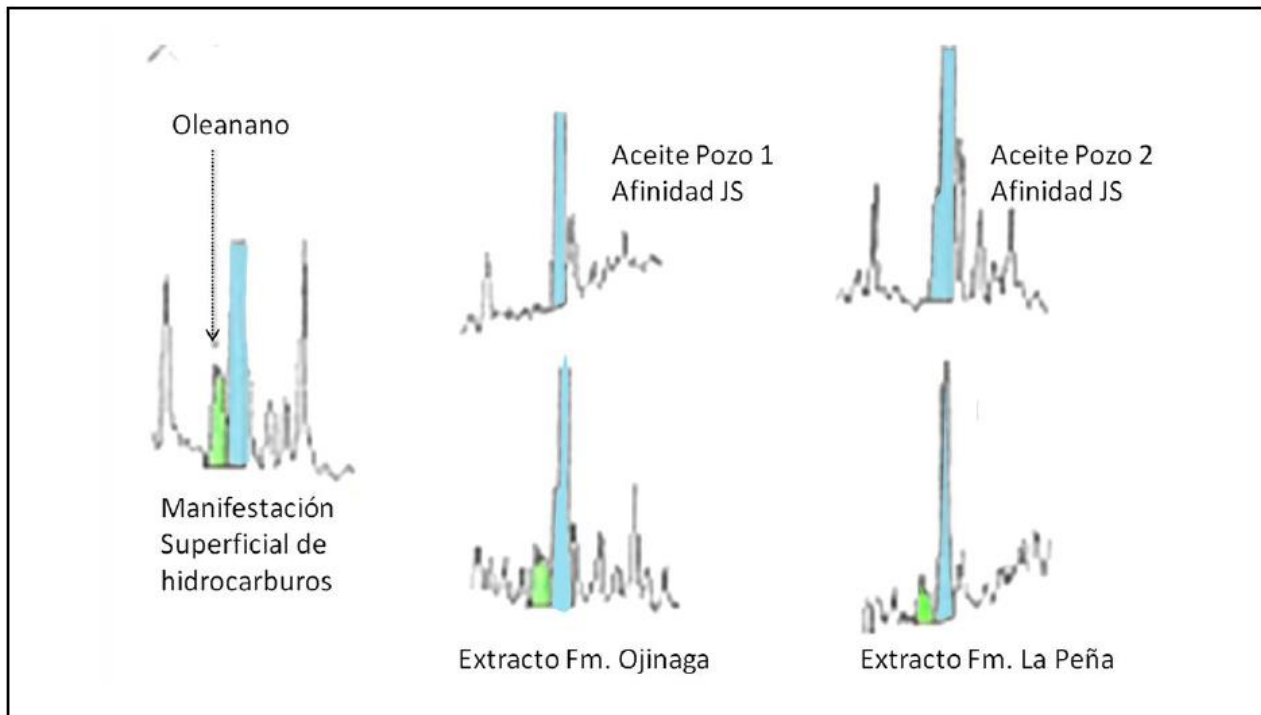


FIGURA V.12: CORRELACIÓN ACEITE-ACEITE, EN EL GRÁFICO LOS ACEITES DEL POZO 1 Y 2 TIENEN LA MISMA ROCA GENERADORA, EN LA MANIFESTACIÓN SUPERFICIAL Y EL EXTRACTO DE LA FORMACIÓN LA PEÑA DIFIEREN DE LOS PRIMEROS POR LA PRESENCIA DE OLEANANO (ÁREA VERDE). (TOMADO DE PROVINCIA PETROLERA DE CHIHUAHUA. PEP. 2013)

Roca Almacén:

Pemex determinó que las facies almacenadoras potenciales corresponden a rocas carbonatadas fracturadas del Albiano, de la Formación Tamaulipas Superior en ambientes de cuenca, la cual presenta porosidades promedio de 8% en los pozos

perforados. En menor proporción areniscas por cambio de facies de la Formación La Casita del Tithoniano.

Roca Sello:

Para las trampas de la Formación La Casita, el sello se considera a la serie de evaporitas de la Formación Navarrete (Figura V.13). Esta secuencia es muy potente en la porción central de la cuenca, y disminuye en espesor hacia los bordes, también disminuye la proporción de las evaporitas en este sentido. Por levantamientos de la cuenca, muchas partes de la Formación Navarrete han sido erosionadas, lo que representa un riesgo a considerar durante la evaluación. Para las trampas en carbonatos del Albiano el sello corresponde a la serie de lutitas calcáreas de la Formación Kiamichi, potente en la porción central de la cuenca y disminuyendo su espesor hacia los bordes de la Cuenca.

Trampas:

La mayor parte de las trampas potenciales son estructurales y corresponden a anticlinales y anticlinales asociados a fallas, conformados principalmente durante la compresión laramídica. Pliegues con cierre contra fallas inversas formadas durante la compresión laramídica y contra fallas normales producto de la extensión terciaria. También se tienen trampas estratigráficas en acuñamientos de areniscas por cambio de facies de la Formación La Casita.

Distribución de las facies generadoras y almacenadoras

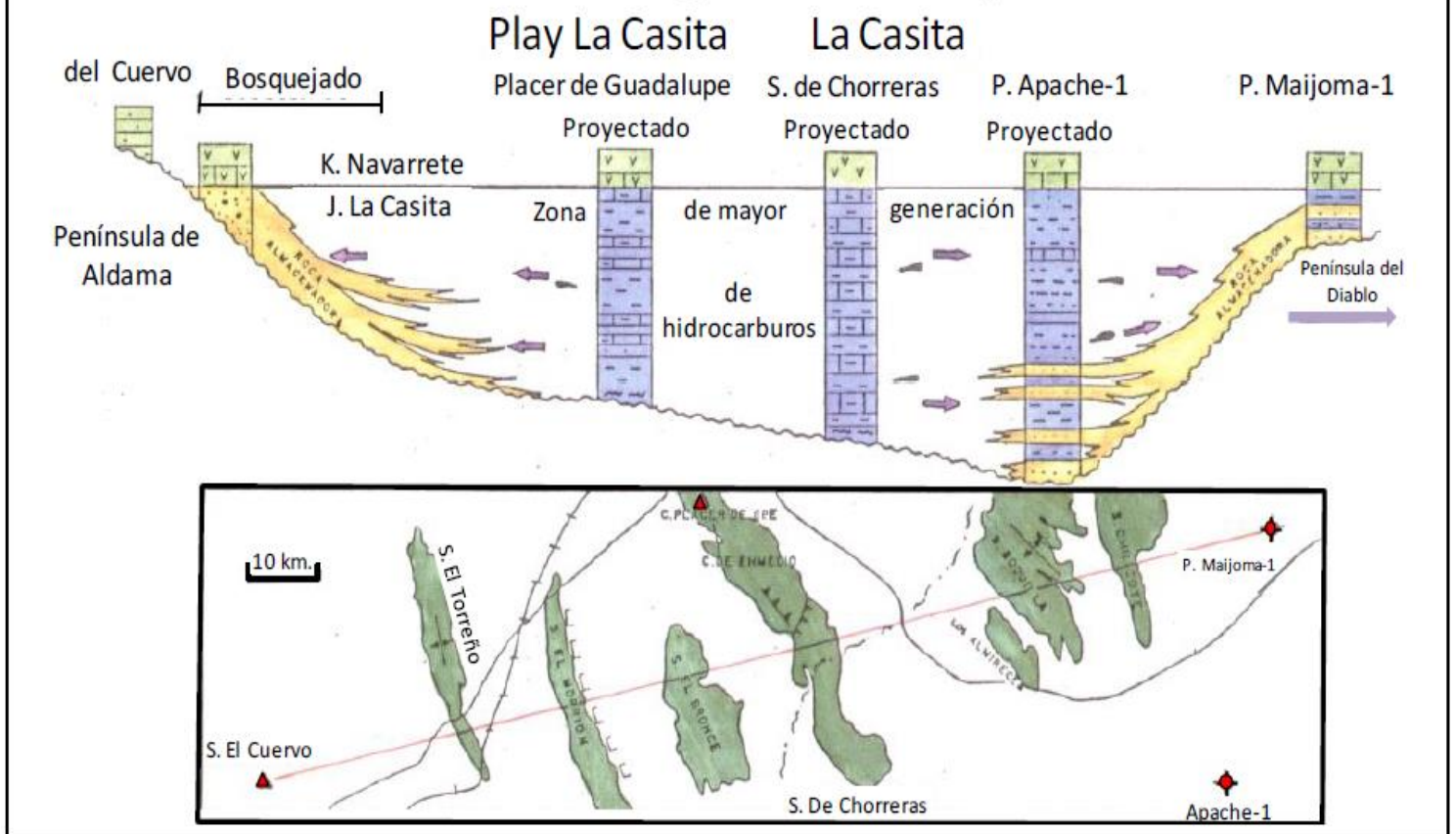


FIGURA V.13: JURÁSICO SUPERIOR LA CASITA. (TOMADO DE PROVINCIA PETROLERA DE CHIHUAHUA. PEP. 2013)

B. Elementos del Sistema Petrolero Aptiano-Albiano (.)

Roca generadora:

La Formación La Peña es la unidad generadora de este sistema, tiene un espesor mediano cuya riqueza orgánica es regular a alto, se estima una madurez dentro de ventana de gas seco (Patiño Ruiz. 2013), (Figura V.14).

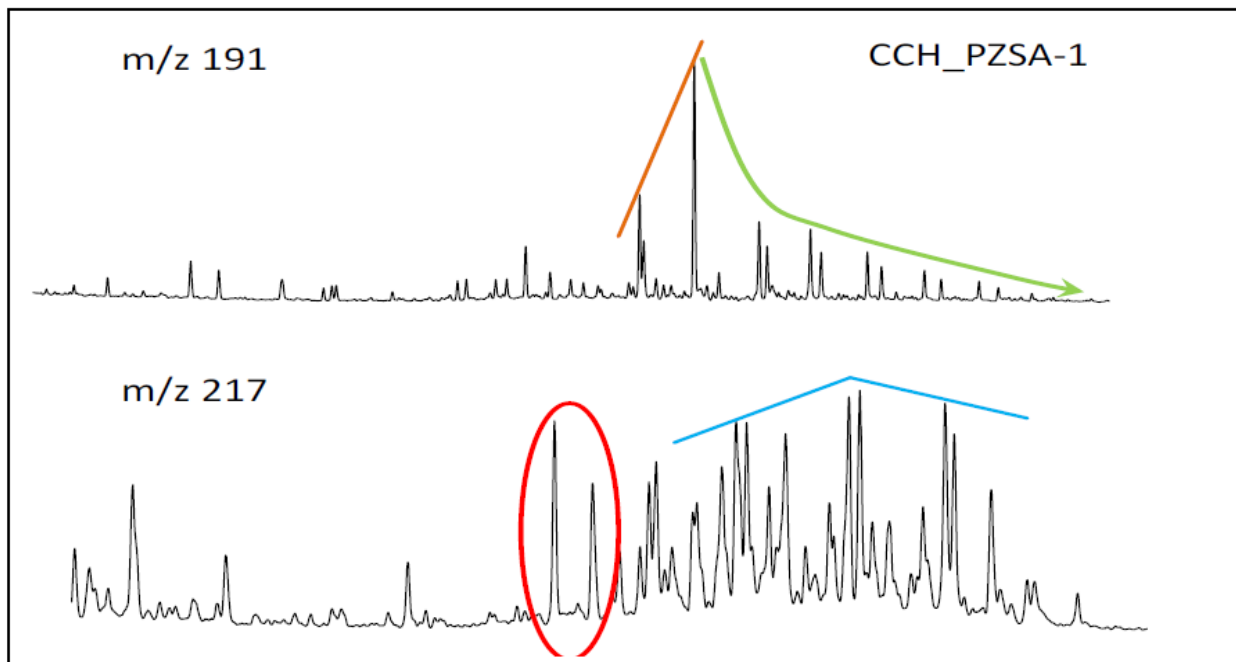


FIGURA V.14: EXTRACTO DE HIDROCARBURO QUE MUESTRA UNA AFINIDAD
A LAS ROCAS DEL TURONIANO. (TOMADO DE PROVINCIA PETROLERA DE
CHIHUAHUA. PEP. 2013)

Rocas almacenadoras:

Se consideran los carbonatos de facies arrecifales del Albiano, de la Formación Tamaulipas Superior y a la Formación Tamaulipas Inferior, que es de facies de cuenca, presenta porosidades promedio de 8% en los pozos perforados, además que puede esperarse fracturamiento que puede mejorar la porosidad primaria

Roca sello:

Para las trampas en carbonatos del Albiano, el sello corresponde a la serie de lutitas de la Formación Kiamichi.

Trampa:

La mayor parte de las trampas potenciales son estructurales, anticlinales y anticlinales asociados a fallas, conformados principalmente durante la compresión laramídica. Los pliegues con cierre contra fallas inversas, formadas durante la compresión laramídica y contra fallas normales, producto de la extensión terciaria, pueden constituir buenas trampas petroleras. También se tienen trampas estratigráficas en acuñamientos de arenas, por cambio de facies de la Formación La Casita.

C. Elementos del Sistema Petrolero Turoniano-Turoniano (·)

Roca generadora:

La Formación Ojinaga del Turoniano es una secuencia de espesor potente, que tiene una riqueza orgánica que va de regular a alto y madurez en la ventana de aceite. Recientemente se realizó un extracto en un núcleo obtenido por CFE, el cual presento impregnación de hidrocarburos, los biomarcadores revelaron que se tiene una afinidad a una roca marina asociada a depósitos arcillosos, por lo que la roca generadora es rica en arcillas (Figura V.15).

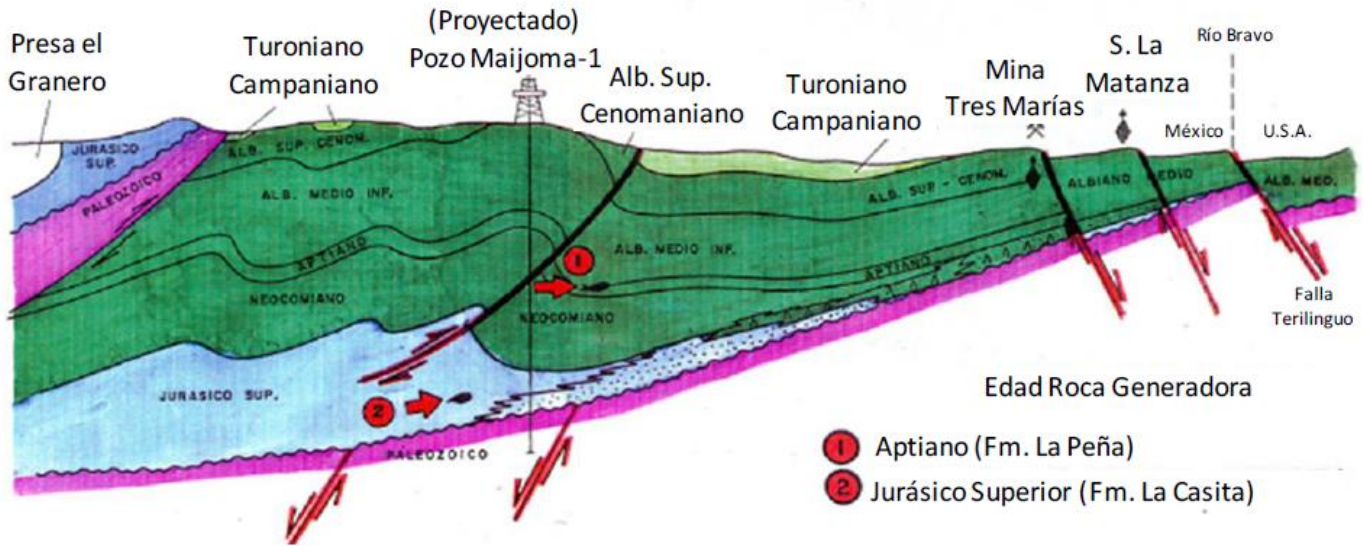


FIGURA V.15: SECCIÓN ESQUEMÁTICA MOSTRANDO LAS ROCAS GENERADORAS Y POSIBLES VÍAS DE MIGRACIÓN DE ACEITE, EN LA PROVINCIA PETROLERA CHIHUAHUA. (TOMADO DE PROVINCIA PETROLERA DE CHIHUAHUA. PEP. 2013)

Rocas almacenadoras:

Las rocas almacén son las areniscas asociadas a los sistemas deltaicos de las Formaciones Ojinaga y San Carlos del Turoniano.

Roca Sello:

Las Formaciones Ojinaga y San Carlos son secuencias deltaicas, con una amplia distribución de rocas arcillosas en el pro-delta que conforman el sello.

Trampa:

La mayor parte de las trampas potenciales son estructurales, anticlinales asociados a fallas, conformados principalmente durante la compresión laramídica. Pliegues con cierre contra fallas inversas formadas durante la compresión laramídica y contra

fallas normales, producto de la extensión terciaria. También se tienen trampas estratigráficas, en acuñamientos de arenas por cambio de facies de las Formaciones Ojinaga y San Carlos.

7.2 Procesos de los Sistemas Petroleros Tithoniano-Tithoniano-Aptiano (!), Aptiano-Albiano (·) y Turoniano-Turoniano (·)

En el estudio realizado por PEMEX en el 2013, con la realización de un modelo geológico en 1D, se estiman que los procesos de generación indican que las Formaciones La Casita y La Peña generaron hidrocarburos del Cenomaniano al Paleoceno. Que la Orogenia Laramide provocó la interrupción de la generación al levantar la roca generadora por encima de la ventana de petróleo. Para la roca generadora de la Formación Ojinaga del Turoniano, se estima que su generación ocurre del Paleoceno al Oligoceno, y que estos hidrocarburos generados debieron de moverse en forma lateral hacia el borde de la cuenca, que pudieron ser remigrados por eventos tectónicos posteriores a través de fallas (Figura. V.16).

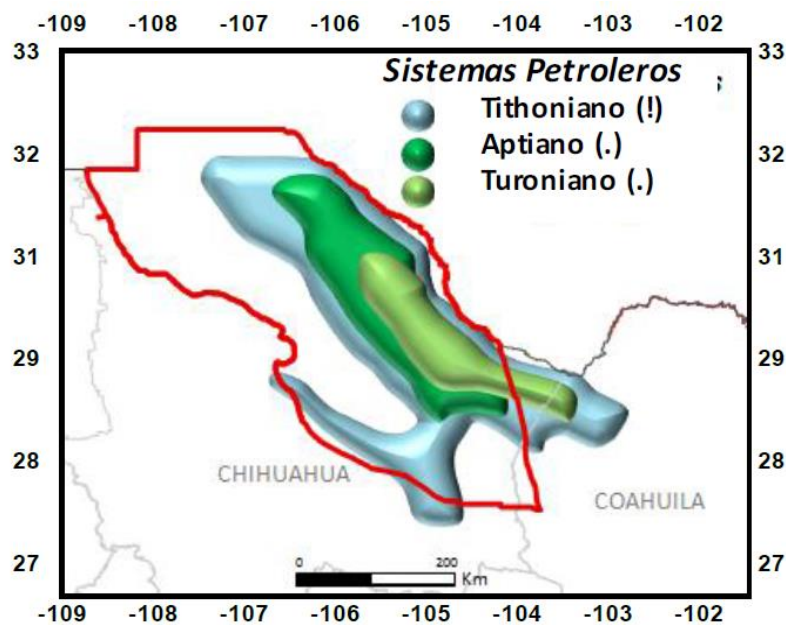


FIGURA V.16: DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA DE LOS SISTEMAS PETROLEROS DE LA PROVINCIA PETROLERA CHIHUAHUA. (TOMADO DE PROVINCIA PETROLERA DE CHIHUAHUA, PEP, 2013)

7.3 Extensión geográfica de los Sistemas Petroleros Tithoniano-Tithoniano-Aptiano (!), Aptiano-Albiano (·) y Turoniano-Turoniano (·)

Estos sistemas petroleros se distribuyen a lo largo de la Cuenca de Chihuahua principalmente en la región centro-oriental como se muestra en la Figura. V.17.

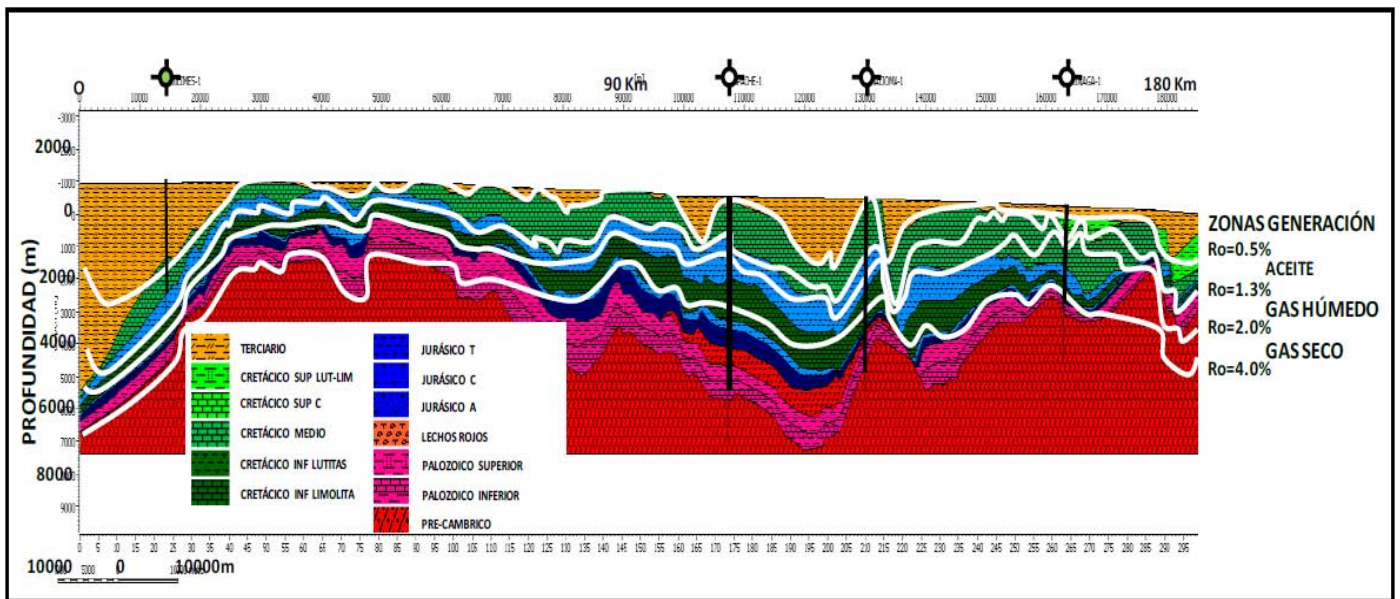


FIGURA V.17: TRANSECTO REGIONAL DE LA PORCIÓN CENTRAL DE LA PROVINCIA PETROLERA CHIHUAHUA, ENTRE LAS PALEOPENÍNSULAS DE ALDAMA Y DEL DIABLO.

(TOMADO DE PROVINCIA PETROLERA DE CHIHUAHUA. PEP. 2013)

7.4 Extensión estratigráfica de los Sistemas Petroleros Tithoniano-Tithoniano-Aptiano (!), Aptiano-Albiano (·) y Turoniano-Turoniano (·)

Los elementos de estos sistemas petroleros tienen una amplia distribución en toda la Provincia Petrolera Chihuahua, como se muestra en la Figura V.16, donde se esquematiza el área que abarcan las rocas generadoras del Jurásico Superior,

Cretácico Inferior y Cretácico Superior- Turoniano, así como las posibles facies almacenadoras arenosas del Jurásico Superior, facies carbonatadas del Cretácico-Albiano y sistemas deltáicos para el Cretácico- Turoniano, así como los sellos de lutitas y anhidritas interestratificadas, también se muestra la relación actual de las zonas de madurez térmica y generación de hidrocarburos con respecto a las rocas generadoras del Jurásico Superior.

7.5 Extensión temporal de los Sistemas Petroleros Tithoniano-Tithoniano-Aptiano (!), Aptiano-Albiano (·) y Turoniano-Turoniano (·)

La temporalidad de estos sistemas petroleros tienen riesgos, principalmente para la preservación de los hidrocarburos, ya que la generación inició contemporáneamente al desarrollo de la Orogenia Laramide, lo que provocó que en algunas áreas se interrumpiera el proceso de madurez térmica. Además el área estuvo sujeta a procesos de erosión con la consecuente pérdida de las rocas sello en algunas estructuras, por otro lado, existe el desarrollo de eventos volcánicos en el Terciario, que afectaron la madurez de las rocas generadoras, haciendo que una parte de estas maduraran drásticamente e iniciaran la etapa de generación de gas, como en las Formaciones La Casita y La Peña (Figuras V.18 y V.19), mientras que para la Formación Ojinaga pudo ser de aceite (Figura V.20).



FIGURA V.18: DIAGRAMA DE EVENTOS DEL SISTEMA PETROLERO TITHONIANO
 (!).(TOMADO DE PROVINCIA PETROLERA DE CHIHUAHUA. PEP.2013)

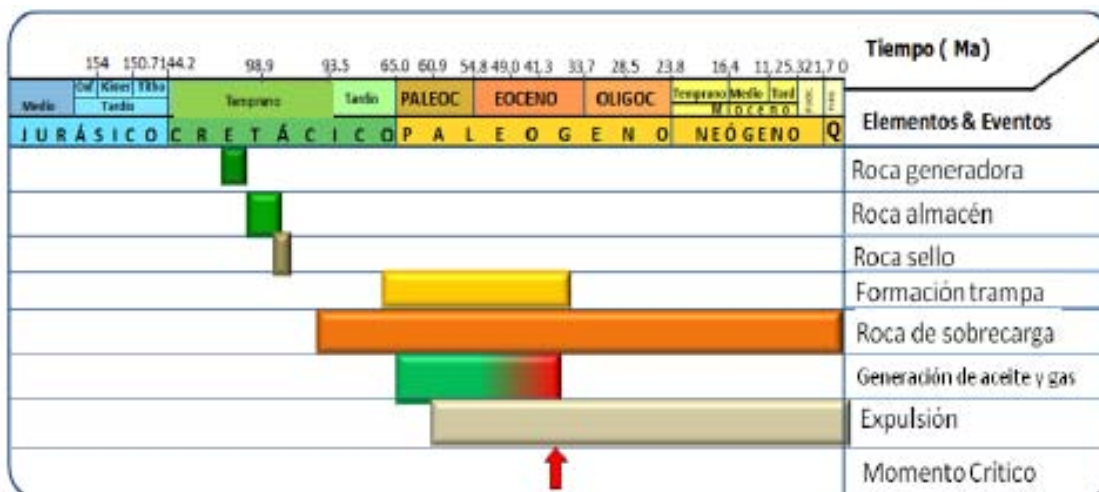


FIGURA V.19: DIAGRAMA DE EVENTOS DEL SISTEMA PETROLERO APTIANO (FORMACIÓN
LA PEÑA) (·). (TOMADO DE PROVINCIA PETROLERA DE CHIHUAHUA. PEP.2013)



FIGURA V.20: DIAGRAMA DE EVENTOS DEL SISTEMA PETROLERO TURONIANO (FORMACIÓN. OJINAGA) (·). (TOMADO DE PROVINCIA PETROLERA DE CHIHUAHUA.

VI. Modelado tridimensional.

Para poder llevar a cabo el modelado, se tuvo que escoger una zona de la cuenca, área en la cual se encontró con más información disponible, como una pequeña descripción de los pozos perforados en la zona.

El área que se encontró más apropiada fue Cuchillo Parado, un poblado que se encuentra al NE de la ciudad de Chihuahua, contando con dos pozos exploratorios: Cuchillo Parado 1 y Cuchillo Parado 2.

Para llevar a cabo el modelado de la zona se hizo uso de un software especializado llamado MOVE™.

MOVE™ es la aplicación principal de la suite Mover. Que proporciona un entorno independiente de gran alcance para la integración de datos, la construcción de modelos 3D y forma la base para los módulos estructurales especializados para cinemática 2D y 3D, fracturas y la digitalización de sedimentos.

La aplicación MOVE™ ofrece una plataforma que integra 2D georreferenciada y vistas en 3D, lo que permite más de 100 diferentes formatos de datos para ser combinados. Los puntos de vista integrados pueden ser utilizados para construir geológicamente válidos, secciones y modelos 3D usando herramientas manuales y automatizadas.

El espacio 2D / 3D proporciona el mejor ambiente de la práctica para desarrollar modelos, que entonces se puede probar directamente y validado usando los módulos cinemáticos.



FIGURA VI.1: LOGOTIPO DE MIDLAND VALLEY,
DESARROLLADORES DE MOVE.

Características

- * Importar e integrar una amplia variedad de tipos de datos, incluyendo por ejemplo: datos de campo digitales, modelos digitales de elevación, datos sísmicos, datos de pozos y perforaciones, mapas geológicos, imágenes de campo anotados, escaneada secciones transversales, grav / mag y datos de teledetección, ASCII , forma de SIG y archivos DXF.
- * Crear rápidamente mapas y secciones 2D y modelos 3D en el espacio totalmente georreferenciadas, utilizando herramientas automatizadas y manuales de digitalización.
- * Proyectar datos en secciones y superficies o transformar manualmente objetos.
- * Condición y verificación del modelo para mejorar sistemáticamente su integridad.

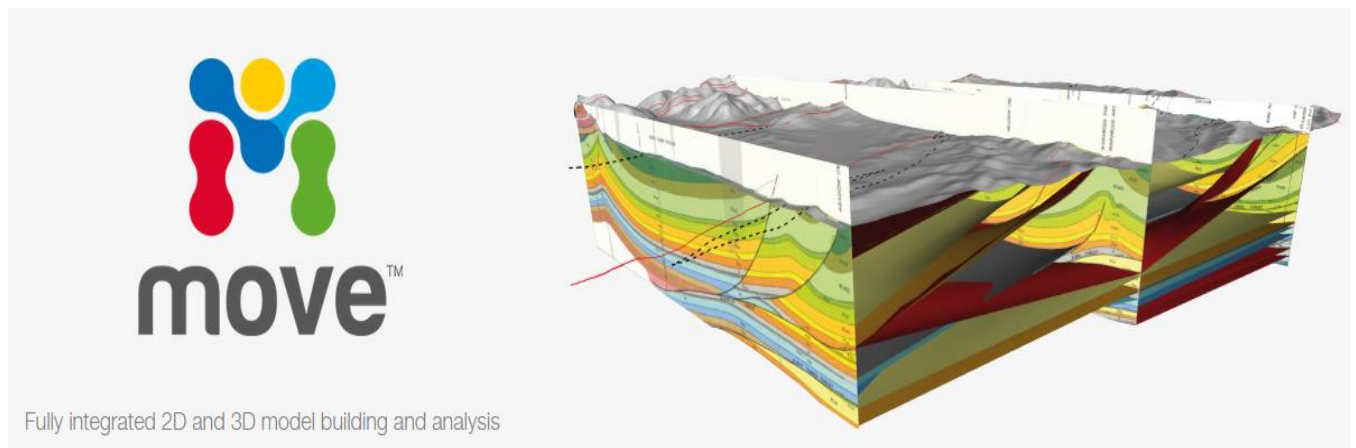


FIGURA VI.2: LOGOTIPO DEL PROGRAMA MOVE™

1. Material empleado para el modelado.

Una vez que se determinó el área de trabajo para el estudio, se procedió a la descarga de cartas topográficas, cartas geológicas y modelos digitales de elevación. El material empleado se descargó de las plataformas, para el caso de la carta topográfica fue descargada del portal de INEGI, (Figura VI.3) para la carta geológica se descargó del SGM (Figura VI.4) y el Modelo Digital de Elevación se descargó de la plataforma digital de INEGI (Figura VI.5).



The screenshot shows the INEGI website interface. The browser address bar displays the URL: www3.inegi.org.mx/sistemas/biblioteca/ficha.aspx?upc=702825700584. The website header includes the INEGI logo and the text "INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICA Y GEOGRAFÍA". Navigation menus are visible for "Estadística", "Geografía", "Investigación", "Productos y Servicios", and "Acerca del INEGI". A search bar is present on the right. The main content area features a yellow and green banner with the word "Productos" and a small image of a map. Below this, a green banner displays the title "Cuchillo Parado" next to a thumbnail of a topographic map. A navigation menu below the title includes "Ficha", "Descarga", and "Centros de información". The "Ficha" tab is active, showing the following metadata:

Entidad federativa:	Chihuahua
Municipio:	Coyame del Soto
Edición:	2002
Formato:	Impreso
Escala:	1:50 000
Clave carta:	H13D31
Proyección:	Universal Transversa de Mercator
Coordenadas:	O 104°40 - O 105°00/N 29°15 - N 29°30
DATUM:	ITRF92

FIGURA VI.3: PAGINA DE DESCARGA DE LA CARTA TOPOGRÁFICA DEL PORTAL DE INEGI. 2015

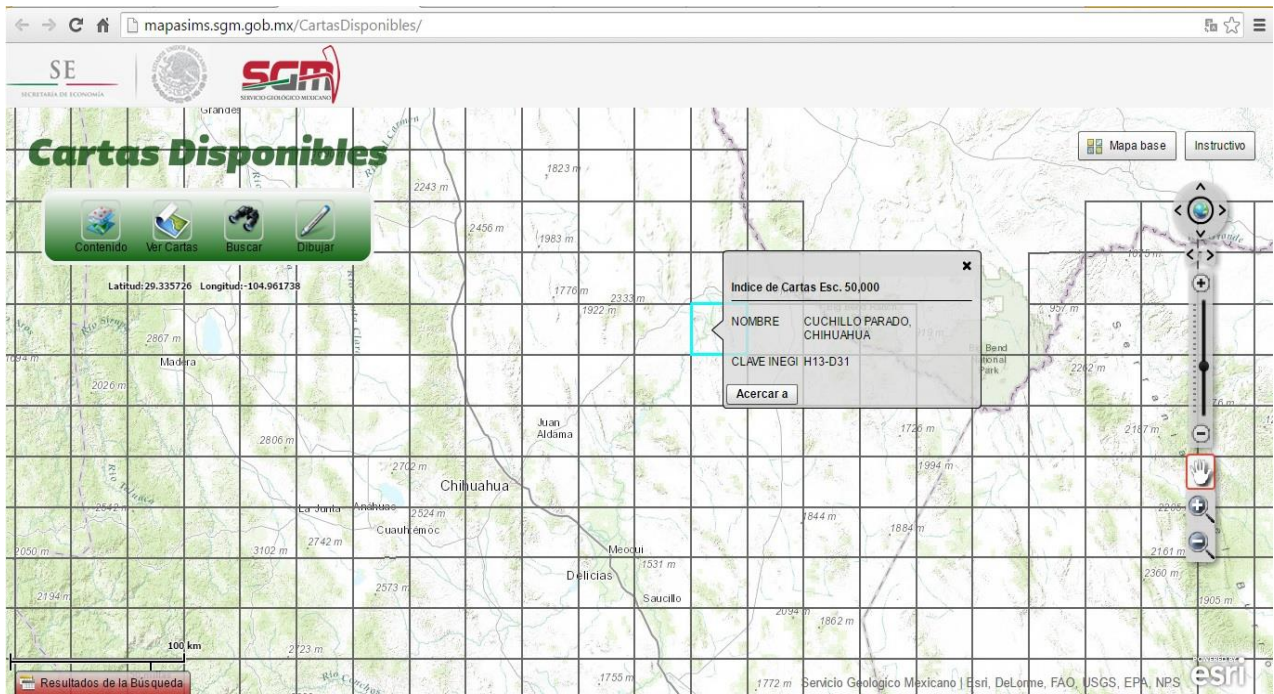


FIGURA VI.4: PAGINA DE DESCARGA DE LA CARTA GEOLÓGICA DEL PORTAL DE SGM. 2015.

Para la geología del área de estudio se optó por utilizar la del Servicio Geológico Mexicano debido a que se encuentra en formaciones además de tener un mejor detalle a diferencia de la carta de INEGI que se encuentra descrita por litología.

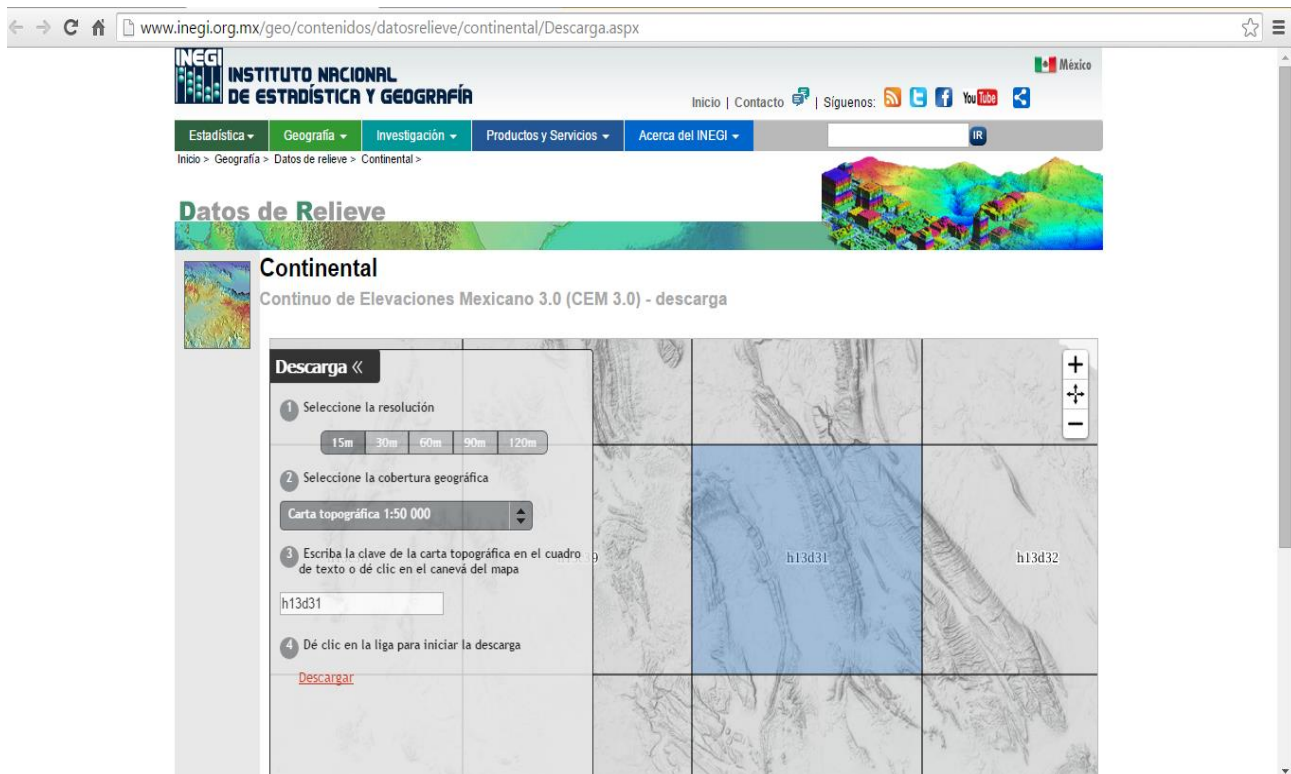


FIGURA VI.5: PAGINA DE DESCARGA DEL MODELO DIGITAL DE ELEVACIÓN
DEL PORTAL DE INEGI0. 2015.

La carta topográfica así como la carta geológica, tuvieron que volverse a georreferenciar debido a que al cargarlas en MOVE™ y ver la ubicación, esta se desfasaba, así que para corregir este problema, se tuvo que utilizar un programa auxiliar llamado Global Mapper.

Las cartas que se utilizaron para la realización de este trabajo están a una escala de 1:50'000, debido a que los pozos se encuentran en la misma carta, solo se utilizó la carta H13-D31. El DEM (Modelo Digital de Elevaciones MDE) de igual forma se descargó a una escala de 1:50'000 con una resolución de 30 m. El sistema de coordenadas que se utilizó para la georreferenciación fue el una proyección UTM y el Datum WGS 1984. Debido a la ubicación en la zona 13N.

2. Método a seguir para la digitalización.

Carga del Dem y mapa base

Una vez que se descargaron las cartas con las que se van a trabajar se georreferenciaron y se cargaron en el programa de MOVE™.

Para poder cargar el DEM, solo es necesario ir a la barra de herramientas se seleccionar *File*, posteriormente *Insert*, para que aparezca el archivo es necesario cambiar el tipo de formato a buscar en la carpeta donde está guardado el DEM, el tipo de formato es: *GIS DATA –Raster Files*. Una vez seleccionado se le da abrir, antes de proyectarse uno deberá elegir algunas opciones como son: límites del área, tipo de proyección y resolución. Al concluir con este proceso el DEM se cargara como un Grid en nuestra barra de trabajo.

Para cargar la carta geológica, se descargó del SGM, es necesario pasarla a un formato jpg; una vez con este formato definido se realiza el mismo procedimiento *File/Insert/abrir*. De igual manera se agregan algunos datos para la completar el proceso (Figura VI.6).

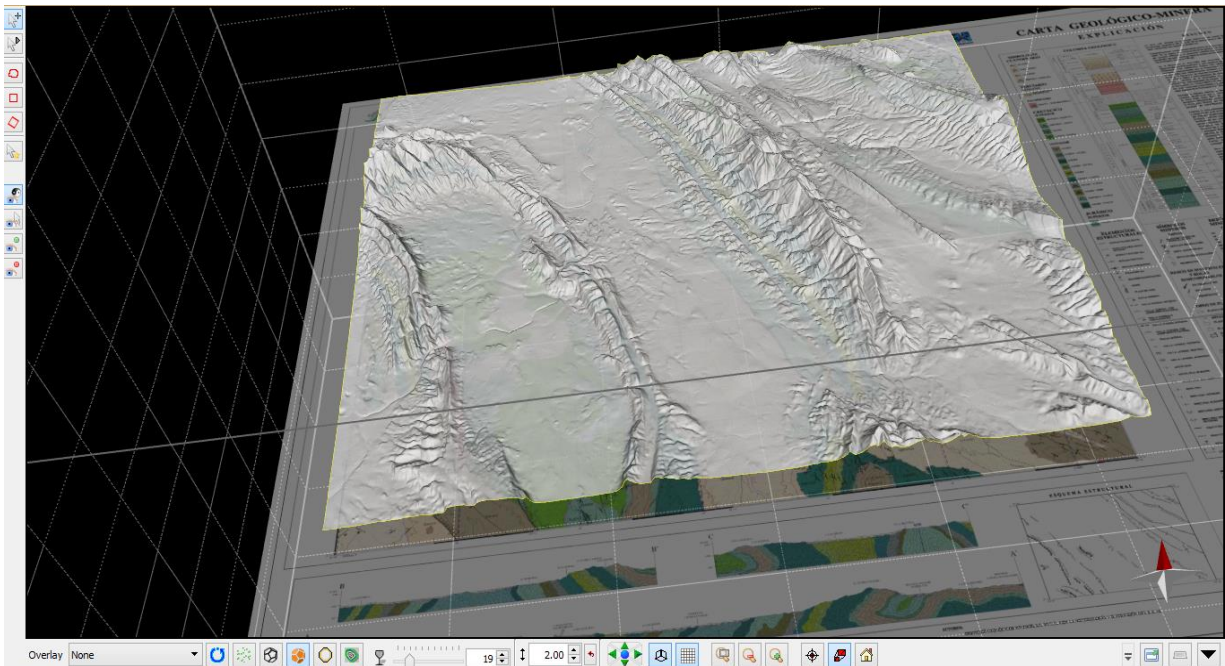


FIGURA VI.6: IMAGEN TOMADA DIRECTAMENTE DE MOVE. SE MUESTRA COMO SE

OBSERVA EL DEM Y LA CARTA GEOLÓGICA CARGADA EN EL SOFTWARE

En la imagen se puede ver que hay una diferencia de alturas, esto es debido a que el DEM por si solo trae la altura del terreno y dentro de los metadatos viene descrita la altura que debe llevar de acuerdo al relieve que se tenga, por el contrario de la carta geológica, al no contar con altura esta se plasma en la cota cero, sin embargo, si se desea se puede dar la altura a la cota deseada, este cambio de altura se realiza al cargar la imagen en ajustes de la imagen o bien en las propiedades de la misma.

Construcción de la columna estratigráfica.

La creación de esta columna estratigráfica es de gran importancia ya que con ella se pueda llevar un mejor control sobre cómo se encuentran dispuestas las Formaciones y el tiempo en el que se depositaron. Una vez creada esta columna se facilitó ir digitalizando los horizontes y se tendrá un perfecto orden en las estructuras (Figura VI.7).

		2:Colour	3:Rock Type	4:Age	5:Active
1	ALUVION		Default	0.0000	<input checked="" type="checkbox"/>
2	O - ARENA		Default	0.1000	<input checked="" type="checkbox"/>
3	LACUSTRE		Default	1.6800	<input checked="" type="checkbox"/>
4	LIMOLITA		Default	5.1000	<input checked="" type="checkbox"/>
5	LIMICTICO		Default	24.0000	<input checked="" type="checkbox"/>
6	RIOLITICA		Default	36.0000	<input checked="" type="checkbox"/>
7	San Carlos		Default	89.0000	<input checked="" type="checkbox"/>
8	m. Ojinaga		Default	91.0000	<input checked="" type="checkbox"/>
9	Fm. Buda		Default	93.0000	<input checked="" type="checkbox"/>
10	m. Del Rio		Default	95.0000	<input checked="" type="checkbox"/>
11	na de Plata		Default	97.5000	<input type="checkbox"/>
12	n. Kiamichi		Default	98.6000	<input type="checkbox"/>
13	n. Edwards		Default	102.6000	<input type="checkbox"/>
14	m. Walnut		Default	104.1000	<input type="checkbox"/>
15	. Glen Rose		Default	106.6000	<input type="checkbox"/>
16	is Superior		Default	108.5000	<input type="checkbox"/>
17	m. La Peña		Default	115.0000	<input type="checkbox"/>
18	. La virgen		Default	124.0000	<input type="checkbox"/>
19	n. Las Vigas		Default	135.0000	<input type="checkbox"/>
20	Navarrete		Default	140.0000	<input type="checkbox"/>
21	n. La Casita		Default	154.0000	<input type="checkbox"/>

FIGURA VI.7: COLUMNA
ESTRATIGRÁFICA UTILIZADA
EN EL SOFTWARE PARA LA
ELABORACIÓN DE LOS
HORIZONTES.

Digitalización de horizontes y estructuras.

Para poder digitalizar la carta geológica, se cambió de la vista 3D a una vista 2D, donde únicamente se visualizara la carta, posteriormente se utilizó la herramienta de *Create Horizon*, en donde se fue seleccionando el elemento estratigráfico que se requiriera, con líneas de colores se digitalizo cada una de las cimas en la carta (Figura VI.8).

Para la generación de fallas se utilizó la herramienta de *Create Fault Estructure*, seleccionar esta opción y al trazar la línea de falla en el menú de opciones se puede seleccionar que tipo de falla es, normal, inversa o lateral, así como también para tener un mejor control para la ubicación en el mapa se les puede asignar un nombre.

Y por último para la generación de estructuras como sinclinales y anticlinales, es en base a la herramienta de *Create Fauld Estructure*, en donde se puede poner qué tipo de estructura es, cuál es su dirección, etc.

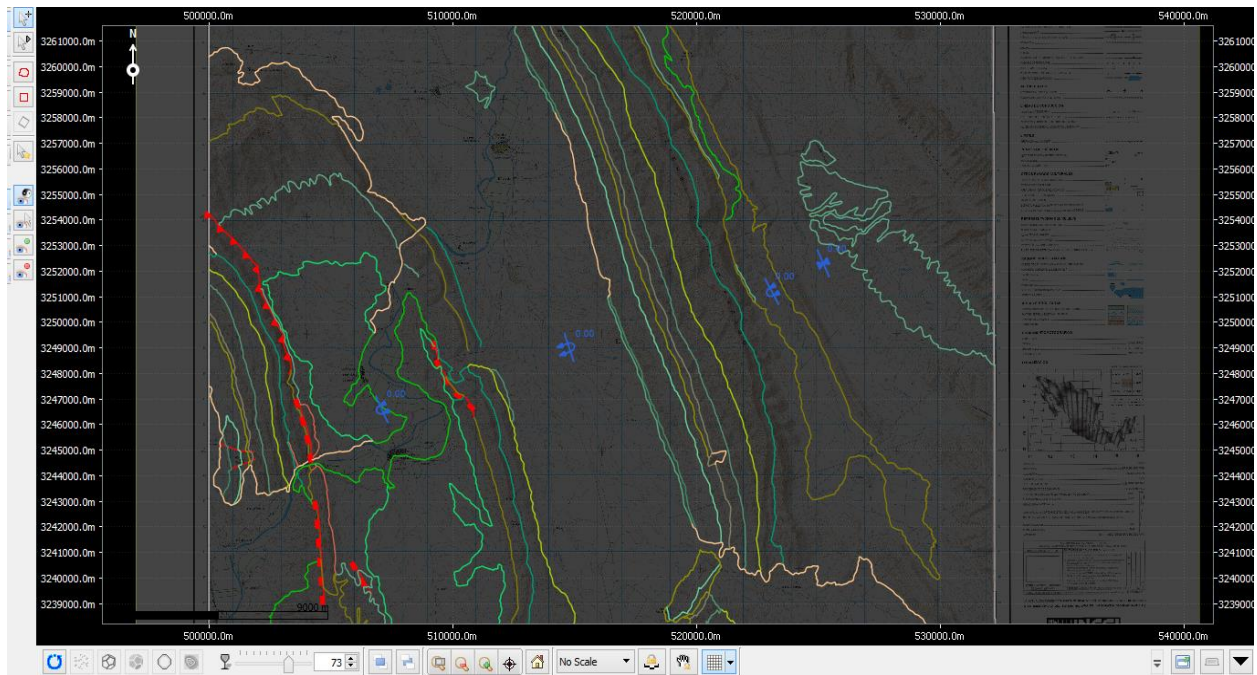


FIGURA VI.8: SE MUESTRA LA DIGITALIZACIÓN DE LA CARTA GEOLÓGICA EN EL PROGRAMA

EN ELLA, SE OBSERVAN LAS CIMAS ASÍ MOCO FALLAS Y ESTRUCTURAS

Digitalización de los Echados.

En el caso de los echados se hizo uso de la herramienta de *Create Dip*, al tener la carta geológica en la parte de abajo se fueron marcando los echados como están en la carta con su misma dirección e intensidad. En la generación de estos elementos se selecciona la unidad estratigráfica de donde se encuentra esto, utilizando la opción de *Horizon Assignment*. La cual se va a encontró en la barra de menú que aparecerá al seleccionar la opción de *Create Dip* (Figura VI.9)

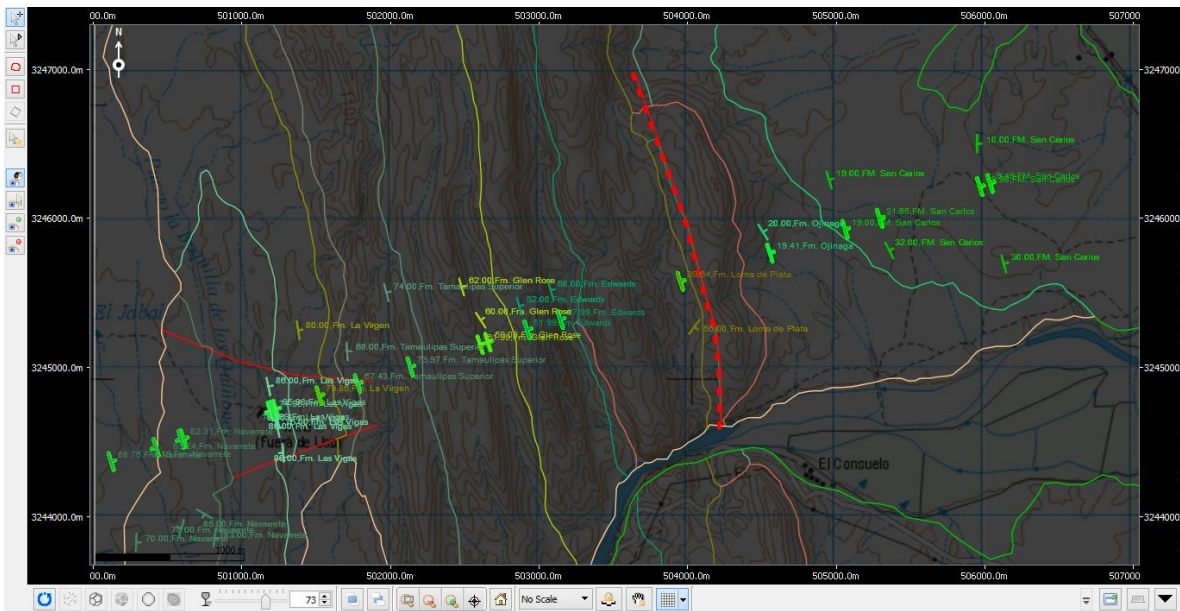


FIGURA VI.9: EN ESTA IMAGEN SE OBSERVA QUE LOS ECHADOS YA FUERON DIGITALIZADOS, SOLO SE DIGITALIZARON LOS ECHADOS MÁS CERCANOS A LAS SECCIONES.

Elaboración de secciones.

Se realizó la construcción de secciones para poder tener una mayor comprensión de cómo están dispuestas las estructuras en el subsuelo, es decir, cómo se encuentran los espesores, si las estructuras tienen continuidad, comprender mejor la intensidad de la deformación y la geometría de los pliegues.

Para la elaboración de las secciones se utilizó como guía dos de las secciones que vienen en la carta geológica, de esas dos se conservó la orientación, la línea de inicio y la línea de final; la tercera sección se realizó en la parte inferior de la carta, modificando la dimensión y la orientación que viene por default en la carta. (Figura VI.10).

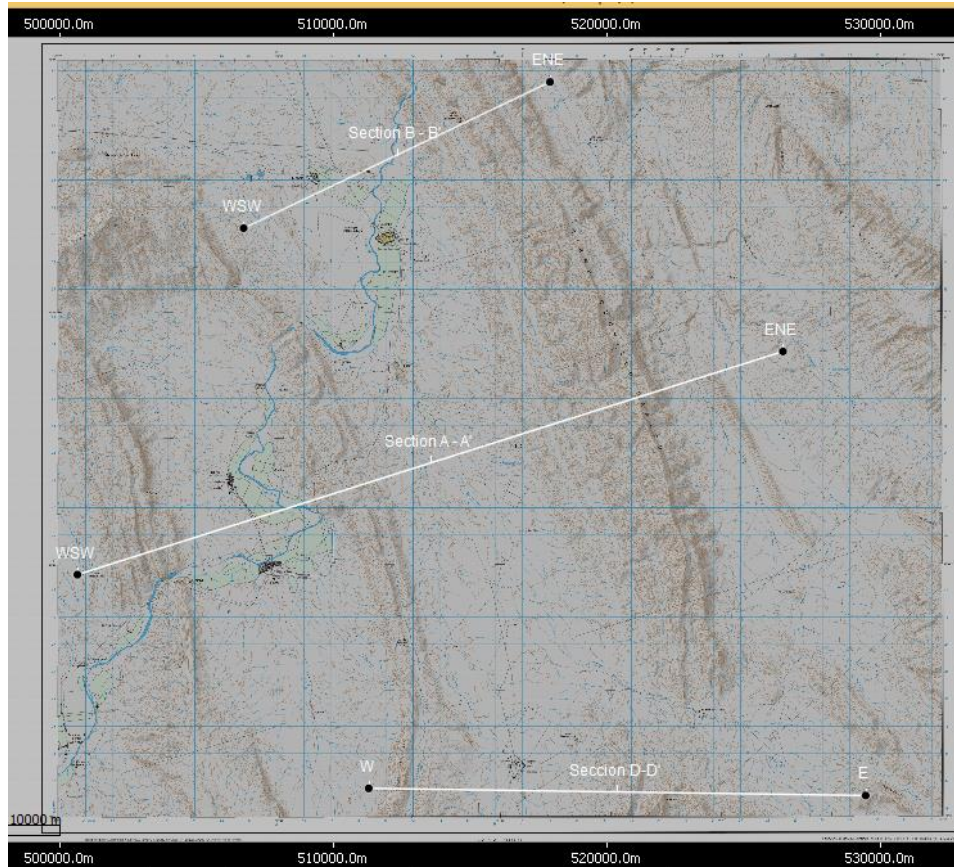


FIGURA VI.10: IMAGEN DONDE SE PUEDE APRECIAR LAS LÍNEAS DE SECCIÓN SELECCIONADAS.

La metodología a seguir para la realización de las secciones fue la siguiente:

Para poder comenzar el proceso de la creación de las secciones debemos de estar en una vista 2D.

Una vez que se tiene ubicada donde va a pasar la línea de la sección, se elige la herramienta de *Trace*, la cual que se encuentra en el módulo de *Section Creation*, y se traza la línea sobre el mapa.

Cuando se tienen trazadas las líneas de sección sobre el mapa se elige una y se aplica la opción de *Open Seccion View*.

En la vista de sección de cada una de las secciones, se proyecta la línea de intersección de la sección con la superficie (DEM), con el fin de tener el perfil topográfico, así mismo se proyectan las intersecciones de las líneas (horizontes, falla, sinclinales o anticlinales) con la sección, con el fin de tener control de las cimas o cortes por falla. (Figura VI.11).

Únicamente se van a proyectar los echados más cercanos a la sección, se proyectaran con la herramienta de *Proyec/To Seccion/ Dip/*, en el relieve generado. De esta forma, se tiene lo necesario para realizar la sección, ya que tendremos topografía, cimas de las unidades, estructuras y echados.

Teniendo todo lo anterior, se utiliza la herramienta de *Create Lines/Horizon*, en la generación de este horizonte, se puede seleccionar a que unidad estratigráfica correspondiente, con los echados y estructuras que se tiene, se hace una interpretación de cómo se encuentra la estructura. Cuando la interpretación es correcta, se puede utilizar este horizonte como un horizonte guía, para poder generar los demás horizontes (Figura VI.12). Para utilizarlo como guía se emplea la herramienta de *Horizon-Fault Construction/ From Template*, al utilizarla automáticamente se generaran las demás cimas con la unidad estratigráfica correspondiente, de igual forma se pueden engrosar o adelgazar los estratos según como se comporten, esto eligiendo la opción de *Angle*.

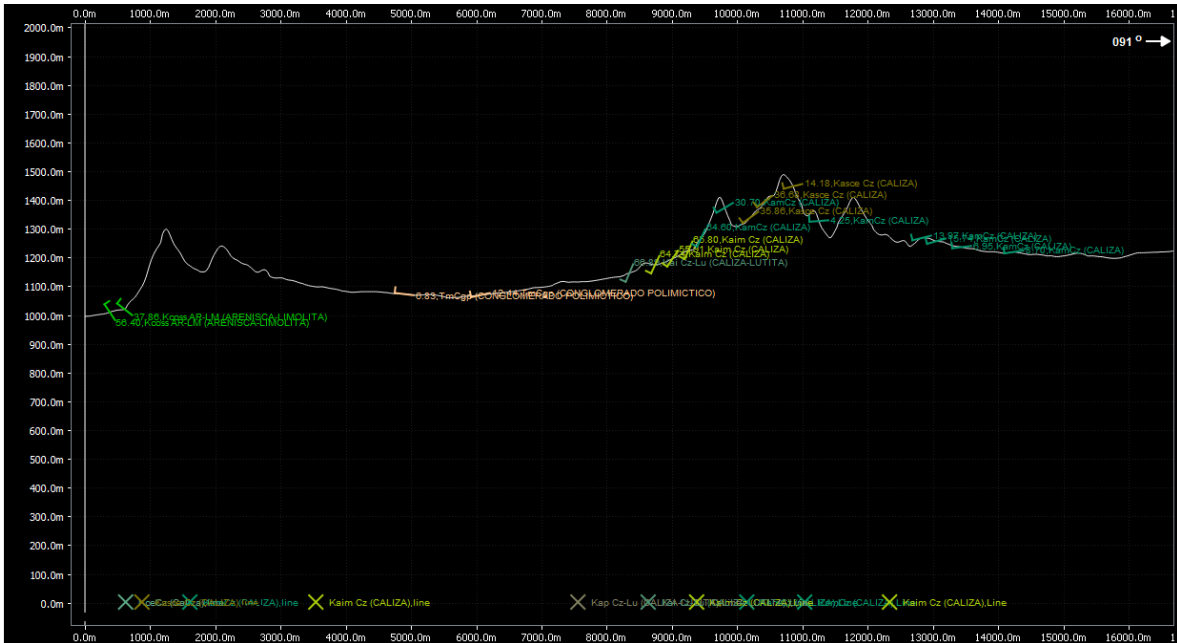


FIGURA VI.11: VISTA DE PERFIL DE LA SECCIÓN, EN ELLA OBSERVA QUE CON AYUDA DEL DEM SE OBTUVO EL RELIEVE Y QUE SOBRE EL RELIEVE YA ESTÁN PROYECTADOS LOS PUNTOS DE CONTACTO Y LOS ECHADOS.

Quando se han generado los demás horizontes, se tiene que dar un poco de forma a la estructura en algunas partes, esto debido a que por default el programa lo hace trabajando con líneas, así que para tener una estructura más redondeada es necesario editarlo manualmente, teniendo el cuidado de mantener los espesores. Para lograr eso se selecciona uno por uno cada horizonte y se le aplica *edit*. (Figura VI.13).

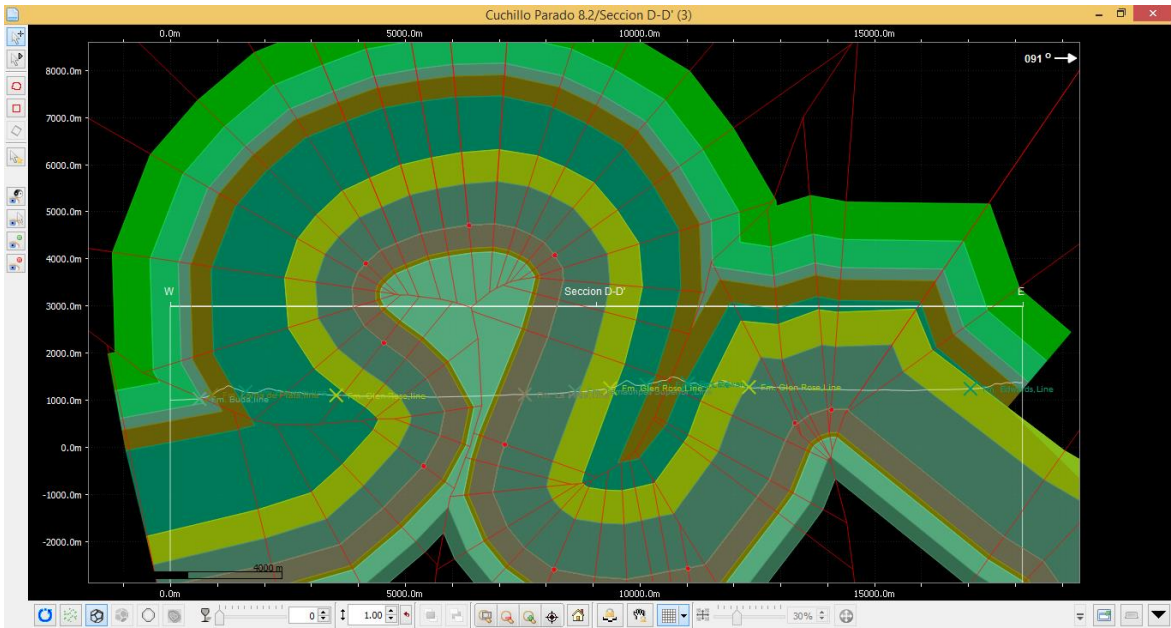


FIGURA VI.12: IMAGEN DONDE SE OBSERVA LA ELABORACIÓN DE LA SECCIÓN CON AYUDA DE UN HORIZONTE GUÍA.

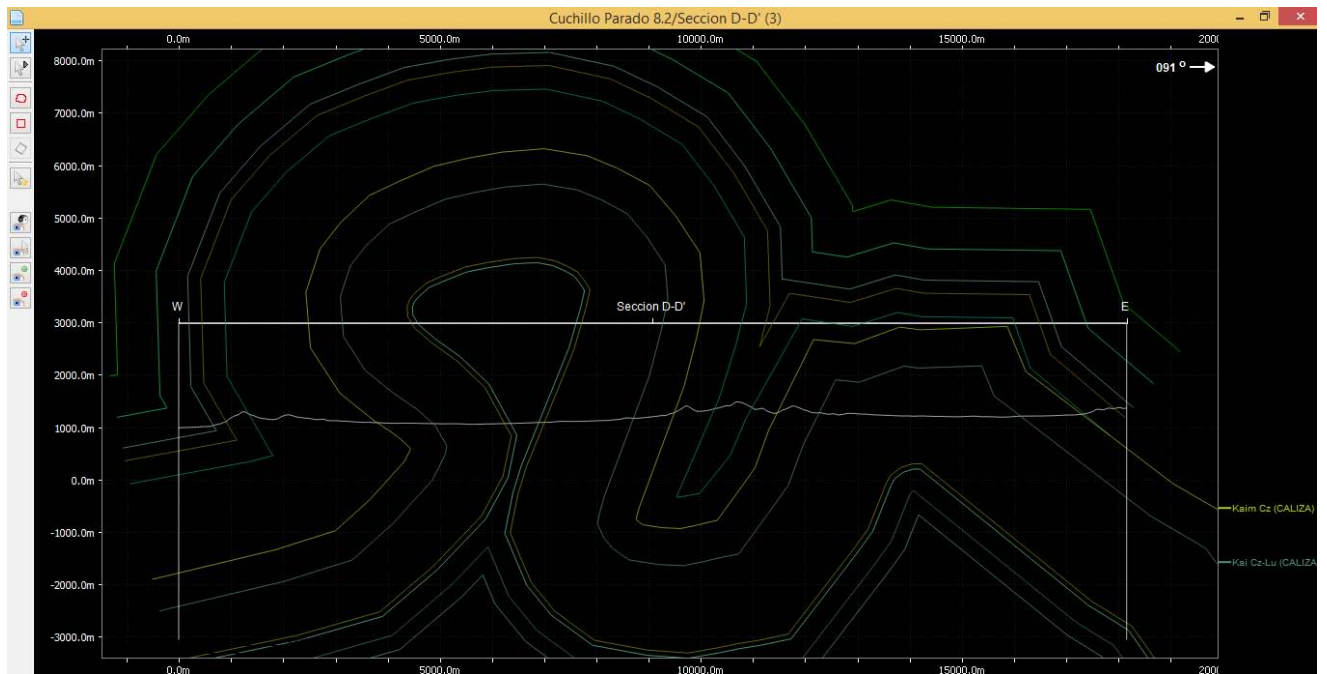


FIGURA VI.13: ASÍ ES COMO QUEDA LA SECCIÓN ELABORADA EN EL SOFTWARE

Construcción de superficies.

Para la generación de las superficies, se utilizan como apoyo las secciones realizadas anteriormente, ya que en ellas están contenidas las disposiciones de las capas en forma de líneas, las cuales fueron una guía para la creación de las superficies.

Para poder construir las superficies se siguió la siguiente metodología:

Como primer paso lo que se hizo fue cambiarnos a una vista 3D, en donde proyectamos las secciones.

Una vez proyectadas se elige un horizonte determinado, el cual se seleccionará en todas las secciones. Cuando se tiene seleccionado se utiliza la herramienta de *Surfaces/Volumes/Surface*, se desplegara una nueva ventana en donde se colectan y se elige la opción de *Create Surfaces From Lines/Linear/Create Surface*. (Figura VI.14).

En automático la superficie será generada, saldrá de un color gris, sin embargo, si es seleccionada y observamos sus propiedades se puede asignar a un horizonte. (Figura VI.15).

Por último este nuevo atributo, puede ser encontrado en el *Model Browser* como un *Mesh Surface*, en donde pueden ser apagados o encendidos.

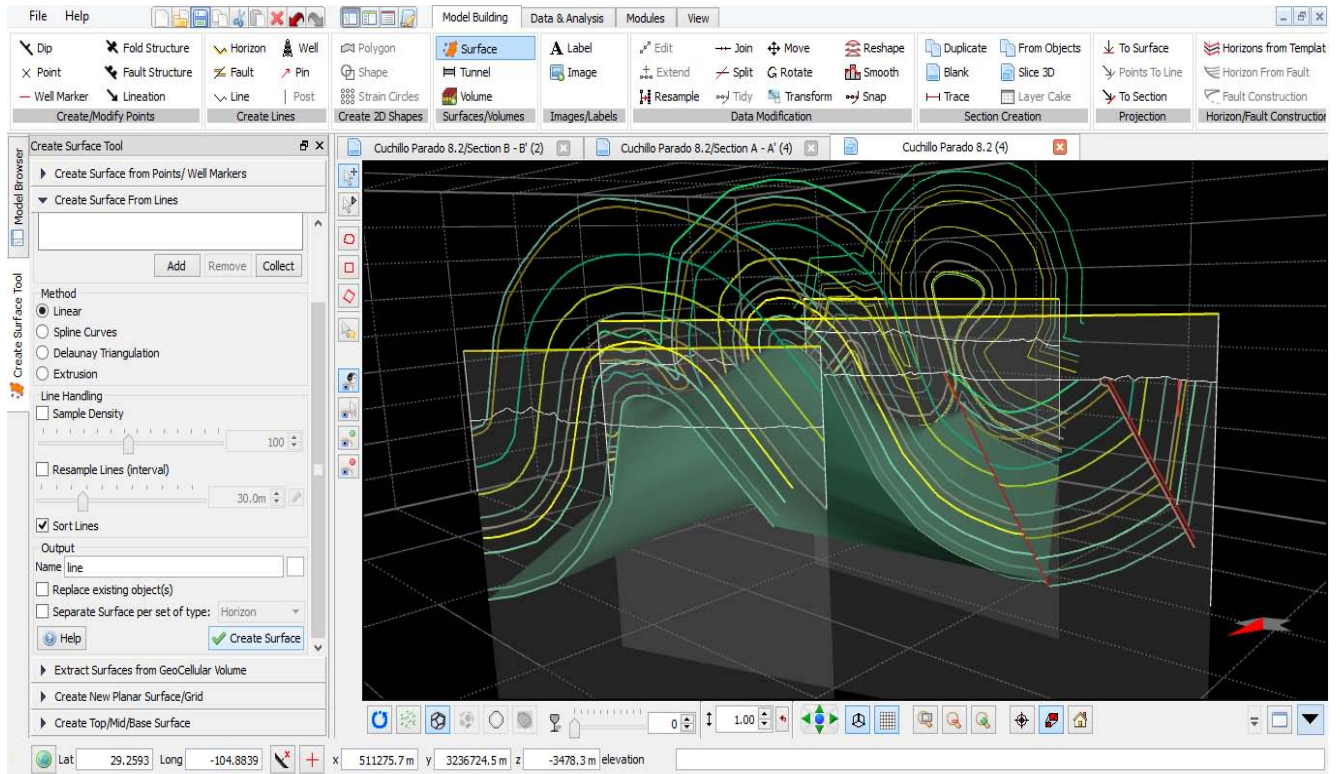


FIGURA VI.14: IMAGEN QUE ILUSTR A CÓMO ES LA ELABORACIÓN DE SECCIONES CON AYUDA DE LAS TRES SECCIONES.

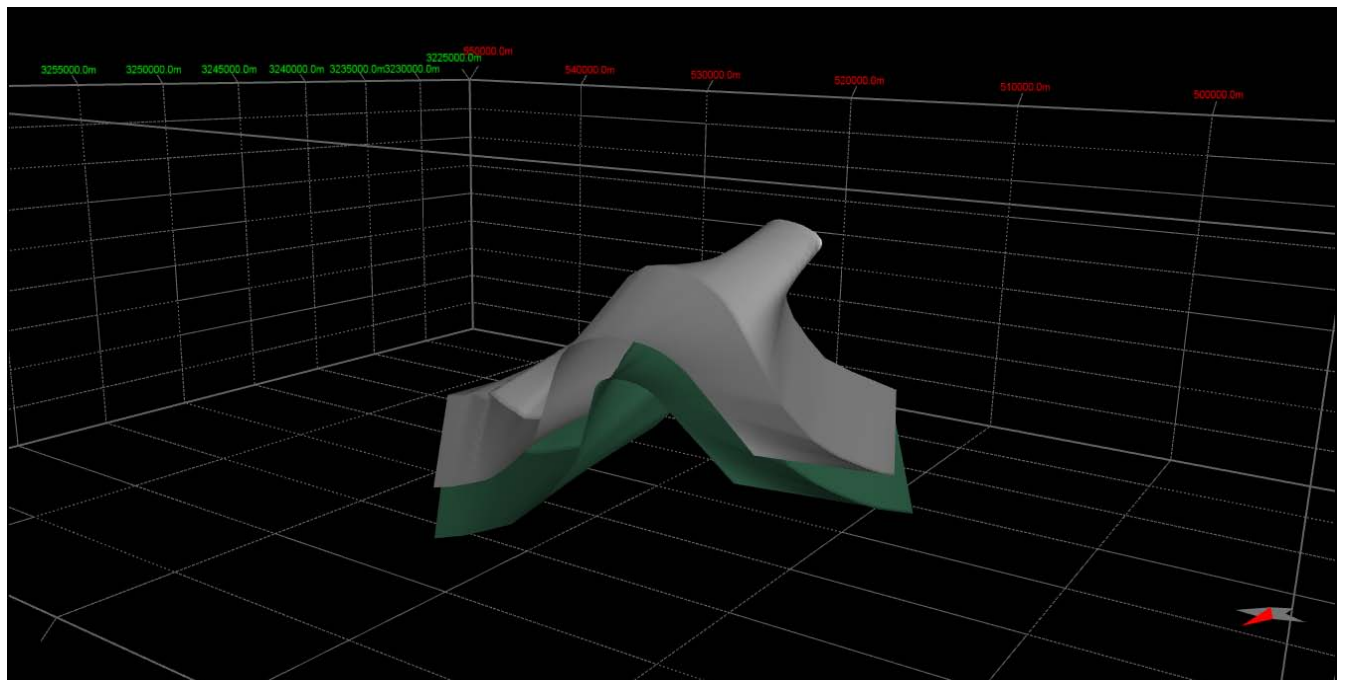


FIGURA VI.15: ELABORACIÓN DE DOS SUPERFICIES, LA VERDE ESTÁ ASIGNADA A UN HORIZONTE MIENTRAS QUE LA GRIS ES UNA SUPERFICIE RECIÉN GENERADA.

3. Interpretación de datos.

- Así mismo se pudo tener una mejor visualización de la geología estructural de la zona, pudiendo observar la dirección principal de los esfuerzos primordiales para la deformación de las estructuras.
- Con la integración de los datos se puede apreciar que a pesar de que el área no sufrió una gran deformación estructural, si experimentó un gran levantamiento en el norte, dejando expuestas varias Formaciones de interés.
- Al observar como es que se encuentran dispuestas los estratos se puede visualizar el comportamiento que tienen las formaciones que son de interés para la industria petrolera. En la zona se tienen varios horizontes que son de interés, como son las Formaciones: La Casita, Las Vigas, La Virgen, La Peña.
- Con el modelo se pudo visualizar que efectivamente el área de Cuchillo Parado cuenta con los elementos necesarios para la generación, sin embargo, en caso de haber alcanzado la madurez térmica con el modelo se puede obtener algunos lugares en donde se puede haber entrampado.
- Se puede visualizar que la zona no está fuertemente afectada estructuralmente, lo que no infiere que el hidrocarburo no tuvo muchas vías de migración, por lo que podría encontrarse en la roca generadora.
- De acuerdo a lo apreciado en el modelo se puede interpretar que las Formaciones muestran estar plegadas, hacia el norte de encuentra abierto mientras que al sur este se cierra, lo cual nos deja a la parte norte sin oportunidad de encontrar un yacimiento, ya que las formaciones de interés se encuentran expuestas. Causa contraria al sur, en donde las formaciones siguen sepultadas en especial al sureste.
- En la parte sureste de la zona las Formaciones de La Casita, La Peña, La Virgen y Las Vigas, se encuentran en condiciones de haber generado hidrocarburo los cuales podrían estar acumulados en un pequeño anticlinal que se forma a una profundidad aproximada de dos kilómetros.
- En la parte suroeste de la carta las Formaciones de interés siguen en condiciones y puede ser un área de interés, ya que al contar con un par de fallas

es posible que el hidrocarburo haya migrado por el plano de falla, acumulándose en una trampa estratigráfica.

VII. Conclusiones.

- Con la integración de toda la información se pudo alcanzar el objetivo de este trabajo, que es la generación de un modelo 3D en el cual se tiene una mejor apreciación de cómo es que se encuentran dispuestas las secuencias estratigráficas en la zona de estudio.
- De acuerdo al registro en la historia geológica de la zona, el área cuenta con todas las condiciones necesarias para que se haya generado hidrocarburo, debido a que se encuentran tanto rocas generadoras como rocas sello.
- Por datos de estudio previos de campo se reporta que parte del hidrocarburo a migrado hacia la superficie y que sí cuenta con posibles yacimientos convencionales en el subsuelo.
- La zona necesita un poco más de estudios de geología de campo y de geofísica (sísmica) para poder determinar si cuenta con yacimientos convencionales.
- La disposición de las estructuras muestra que la zona de estudio no se encuentra fuertemente afectada por fallas, sin embargo, sí por plegamientos, lo cual nos ayuda a la generación de posibles trampas de tipo estructural.
- Al tener una mejor perspectiva con la generación del modelo geológico se puede concluir la importancia que tiene la implementación de software especializados en la formación del estudiante, no sólo para el ámbito petrolero sino en todas y cada de las ramas de la geología, debido a que en cualquier área de la Geología es indispensable tener una mejor visualización de cómo es que se encuentran dispuestas las estructuras resultado de los eventos tectónicos que influyeron en su formación o deformación.
- Por la falta de información de lo que se encontró en los pozos exploratorios no es posible interpretar la existencia de una acumulación de hidrocarburos, sin embargo, al contar con todas la condiciones necesarias para la formación de un yacimiento, es posible que la zona cuente con algún tipo de acumulación de hidrocarburos ya sea con aceite y/o gas, ya que hay que tener en cuenta que de todo el hidrocarburo generado en la roca, un

porcentaje muy bajo es el que logra migrar, quedando una gran parte atrapado en la roca generadora.

- Si no existieron rutas de migración en las posibles rocas generadoras, es posible que en esta zona se encuentren yacimientos de tipo no convencional, los cuales son muy costosos para su explotación, sin embargo, sí se cuenta con un potencial petrolero considerable, posiblemente con el paso del tiempo la exploración de dicha área sea exitosa.
- De acuerdo a lo que se observa en el modelo, el área no se encuentra con deformación considerable, sin embargo, se tienen pliegues y algunas fallas, condiciones que no favorecen a un libre desplazamiento del aceite o gas.
- La continuidad de las secuencias estratigráficas que se observan en el modelo, es de gran importancia, ya que se interpreta que la roca sello favorece a que el hidrocarburo se conserve confinado.
- En la zona norte y central del área de Cuchillo Parado, las Formaciones afloran lo que reduce la posibilidad de contener hidrocarburos, por lo que lo más recomendable es realizar una exploración a detalle en la parte sur.
- Se recomienda realizar trabajos de exploración a detalle en la zona con la ayuda de nuevas tecnologías, lo que ayudaría en a determinar cuales son zonas más apropiadas para la perforación de nuevos pozos exploratorios para así poder tener un mejor conocimiento del área.
- La perforación de nuevos pozos exploratorios en la zona, deben ubicarse preferentemente en los anticlinales, ya que sí existió la migración es más factible el hallazgo de yacimientos en trampas estructurales. Esto debido a que el hidrocarburo siempre buscara migrar a una zona con menor presión.

VIII. Referencias citadas.

Adkins, W.S. 1932. The Mesozoic systems in Texas, in the Geology of Texas, vol. 1, Stratigraphy, Texas University. Bulletin 3232.

Águeda, J.; Anguita, F.; Araña, V.; López Ruiz, J. y Sánchez de la Torre, L. (1977). Geología. Madrid: Editorial Rueda.

Allen, P.A.; Homewood, P y Williams, G.D., 1986, Foreland Basins: an introduction. Foreland Basins. International of Sedimentologists. Blackwell Scientific Publications. Oxford.

Anónimo. (1947). Informe de Operación de los Pozos Cuchillo Parado 1 y 2. Informe NE-M 5. Inédito. Petróleos Mexicanos

Arellano Gil, Javier. 2014, Apuntes de la Asignatura Geología del Petróleo, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México. Inédito.

Bally, A.W. y Snelson, S., 1980, Realms of Subsidence. En: Facts and Principles of World Petroleum Occurrence (Ed. Por A.D.Miall) Canadian Society Petroleum Geologists Memoir.

Belt B.C., 1925, Stratigraphy of the Tampico District of Mexico. American Association of Petroleum Geologists.

Bridges L. W. (1965). Estudios Geológicos en el Estado de Chihuahua. Parte 1 Geología del Área Plomosas, Chih. Inst. de Geol. U.N.A.M., Bol, 74

Burrows. R. H. (1908) Sobre Rhynchonellas y Belemnites del Jurásico en Lluvia de Oro, Chihuahua, Bol. Soc. Geol. Mexicana.

Choquette, P.W. and L.C. Pray, 1970. Geological nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates. American Association of Petroleum Geologists. Bulletin, v.54.

DeRito, R.F. Cozzarelli, F.A. and Hodge, D.S., 1983, Mechanism of Subsidence of Ancient Cratonic rift basins. Tectonophysics.

Dickinson, W.R., and Snyder, W.S., 1978, Plate Tectonics of the Laramide Orogeny: Geological Society of America, Memoir 151.

Eguiluz de A. S. (1976). Estudio Geológico Prospecto Buen Día. Informe NE-M 1470. Inédito. Petróleos Mexicanos.

Garfias, R. V. y Champin, T. C. (1949) Geología de México. Editorial Jus. México.

Garza G. R., (1972). Estudio Geológico Prospecto San José del Gallo, Dgo. y Coah. Informe NE-M 240. Inédito. Petróleos Mexicanos.

Gonzales y Holguín. (2001). El concepto de Sistema Petrolero y la geoquímica orgánica en México, Bol. AMPG. Vol. XLIX. Nums. 1 Y 2.

González G., R., N. Holguín Q., (2001), Las rocas generadores de México: Boletín AMGP, v. XLIX, N°1-2.

Hill, R.T. 1891. The Comanche series of the Texas-Arkansas region, Geological Society of America, Bulletin v.2.

Hill, R.T. 1941. Geology of Dallas Country Texas, Frondren Library.

Humphrey, E.W., Diaz T., 2003, Jurassic and Lower Cretaceous Stratigraphic and Tectonics of Northeast Mexico, Bureau of Economic Geology.

J.M. Hunt, 1995, Petroleum Geochemistry and Geology, 2nd ed. New York: W.H. Freeman.

Leyva U. S., (1971). Estudio Geológico del prospecto Tlahualilo-Zaragoza. Informe NE-M 1236. INEDITO. Petróleos Mexicanos.

López Aguirre, Daniel. (2008) Origen, Evolución e Importancia Económica Petrolera de la Cuenca de Chicontepec. Tesis de licenciatura. México UNAM.

López Ramos E. (1979). Geología General y de México. Editorial Trillas.

Loza Espejel, Roberto (2014), "Características e Importancia Económico-Petrolera de las Cuencas Sedimentarias Foreland, con ejemplos Representativos". Tesis de licenciatura, Facultad de Ingeniería México UNAM.

Monroe, James S. y Wicander, Reed. (1997) The changing Earth: exploring geology and evolution (2^a ed.). Belmont: West Publishing Company.

Muir, M.J., 1936, Geology of the Tampico Region Mexico. The American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 20(11).

Muir, M.J., 1936. Geology of the Tampico Region Mexico. American Association of Petroleum Geologists. Bulletin, 20(11).

Netzahualcóyotl Esteban, Jorge Y. (2011), "Evaluación Petrolera y Métodos de explotación en la Cuenca de Comalcalco". Tesis de licenciatura. México UNAM.

Ordóñez, E. (1936) Principal physiographic provinces of Mexico. Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., Vol. 20.

Padilla y Sánchez, Dr. Ricardo José. (2013). Geología Estructural. Asociación de ingenieros de minas, metalurgistas y geólogos de México.

Patiño Ruiz Jaime, Joel Lara Rodríguez, Juan Rogelio Román, Lourdes Clara V. David Barrera G. Ulises Hernández R. (2013). Provincia Petrolera de Chihuahua, Pemex Exploración y Producción, versión 2.0.

PEP-Chevron, (1992), Proyecto Cuenca de Chihuahua, Inédito.

Pérez Fernández, R. (1950) Posibilidades petrolíferas en el noreste de México. Primera Convención Técnica Petrolera Mexicana, Talleres Gráficos de la Nación, México, D.F.

Peterson, James A. (1985) Petroleum Geology and Resources of Northeastern Mexico, U.S. Geological Survey Circular.

Ramírez M. Jaime C. y Francisco Acevedo C, (1957). Notas sobre la geología de Chihuahua, México D.F.

Román Ramos, J.R., N. Holguín Q., (2001), Subsistemas generadores de la región norte de México: Boletín AMGP, v. XLIX, N°1-2.

Samuel Eguiluz de Antuñano, (2013). Secuencias estratigráficas del Berriasiano– Aptiano en la Cuenca de Sabinas: su significado en el entendimiento de la evolución geológica del noreste mexicano. Bol. Soc. Geol. Mex vol.63 no.2 México ago. 2011

Tarback Edward J. (2005). Ciencias de la tierra, Una introducción a la geología física volumen I.UNED Pearson

Tovar R. J., (1979). Estado Actual de la Exploración Petrolera en el Estado de Chihuahua. Congreso Panamericano de Ingeniería del Petróleo. Volumen de Exploración.

Tovar R. J., (1981). Provincias con Posibilidades Petroleras en el Distrito de Chihuahua. XVIII Congreso Nacional de Asociación de Ingenieros Petroleros de México A.C.

Vásquez H. Andrés R. (2003). Introducción a la Geomecánica petrolera, V.V.A. Consultores.

Vázquez Morín, Ángel. (2008) Evaluación petrolera y Métodos de Exploración en la Cuenca de Chicontepec. Tesis de licenciatura. México UNAM.

Vera Torres, J. A. (1994). Estratigrafía. Principios y métodos. Madrid: Editorial Rueda.

Walter T. Haenggi. (2002). Tectonic history of the Chihuahua trough, Mexico and adjacent USA, Part II: Mesozoic and Cenozoic. Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, Tomo IV, Núm. 1.

PAGINAS WEB

Barrios Francisco. 2015. Clase de Geología Petrolera II. Imagen de los elementos del sistema petrolero. Tomada de internet en 2015, dirección web: <http://ingenieria-de-petroleo.lacomunidadpetrolera.com/2009/06/generacion-de-un-sistema-petrolero.html>.

Grajales Nishimura José Manuel.(2015). Yacimientos convencionales y no convencionales, Instituto Mexicano del Petróleo. En: http://www.energia.gob.mx/res/Unidad_Asuntos_Juridicos/Yacimientos%20Convencionales%20y%20No%20Convencionales.doc.

INEGI, 2015. Descarga de la carta geológica de Cuchillo pardo. En: <http://www3.inegi.org.mx/sistemas/biblioteca/ficha.aspx?upc=702825648435>

INEGI, 2015. Descarga de la carta topográfica de Cuchillo Parado. En: <http://www3.inegi.org.mx/sistemas/biblioteca/ficha.aspx?upc=702825700584>

INEGI. 2015. Descarga del Modelo Digital de Elevación (DEM) de Cuchillo Parado. En: <http://www3.inegi.org.mx/sistemas/biblioteca/ficha.aspx?upc=702825750862>

Remigio Morales K. Y Lopez Palomino I. (2013). Léxico Estratigráfico de México. SGM. <http://mapserver.sgm.gob.mx/lexico/TamaulipasSuperior.pdf>

Sáenz-Pita, M.R. y López-Palomino, I. (2009). Léxico Estratigráfico de México. SGM. <http://mapserver.sgm.gob.mx/lexico/LaVirgen.pdf>

SGM. (2015). Descarga de la carta geológica de Cuchillo Parado. Link para la descarga: http://mapserver.sgm.gob.mx/Cartas_Online/geologia/874_H13-D31_GM.pdf

Téllez Sasamoto José Jorge A. 2010. Geología del petróleo y del gas natural. Bolivia. <http://www.bolivianet.com/libropetroleoygas/index.html>.

IX. Glosario.

Los siguientes conceptos fueron recopilados de varios autores de los cuales se pueden mencionar los siguientes: Ramírez M. Jaime, González y Holguín, López A. Daniel, Loza E. Roberto, Padilla y Sánchez, Tarbuck Edward J.

Aceite. Porción del petróleo que existe en fase líquida en los yacimientos y permanece así en condiciones bajo presión y temperatura. Puede incluir pequeñas cantidades de sustancias que no son hidrocarburos líquidos producidos, tiene viscosidad menor o igual a 10,000 centipoises, a la temperatura original del yacimiento y presión atmosférica y libre de gas (estabilizado)

Anticlinal. Configuración de un paquete de rocas estratificadas que se pliegan (flexionan), y en la que las rocas se inclinan en dos direcciones diferentes a partir de una cresta. En el núcleo se tienen a las rocas más antiguas y a los flancos las más jóvenes.

Basamento. El basamento o complejo basal es considerado como el conjunto de rocas metamórficas o ígneas, debajo del cual no aparece ninguna secuencia sedimentaria. Cuando predominan las rocas plutónicas de diferente origen, se denominan “Basamento Ígneo”, cuando la secuencia basal está formada por diferentes rocas metamórficas incluyendo material ígneo intrusivo se llamara “Complejo Basal”. La secuencia de basamento son las rocas debajo de las formaciones sedimentarias y cinturones plegados, que tienen una historia geológica previa; estas rocas están cubiertas por una capa estructural más joven y menos deformada. Idealmente, las rocas del basamento son metamórficas y plutónicas que constan fuertemente con su cobertura, aunque partes del basamento están compuestos de tipos de rocas metasedimentarias de tan distinta clase, que provocan confusión en algunos lugares.

Campo petrolero. Área donde existen varios pozos productores y se tienen un grupo de yacimientos de hidrocarburo con características litológicas, estratigráficas, estructurales y de aceite similares.

Catagénesis. Es el resultado del aumento de temperatura durante el sepultamiento en las cuencas sedimentarias. La degradación térmica del kerógeno es el responsable de la generación de la mayor parte de los hidrocarburos, es decir, del petróleo y gas. La temperatura en esta etapa va de los 50 a 200 °C y la presión de 300 a 1500 bares.

Correlación. Demostración de la correspondencia en carácter y en posición estratigráfica. El tipo de correlación se indica mediante un prefijo. Por ejemplo: litocorrelación, biocorrelación, cronocorrelación.

Cuenca. Una cuenca sedimentaria se define como una depresión en la parte externa de la corteza terrestre, el tamaño varía de donde se acumulan los sedimentos, los cuales se encuentran ligeramente inclinados hacia el centro. Las cuencas sedimentarias también se definen como áreas negativas donde se acumulan sedimentos, que posteriormente forman sucesiones estratigráficas.

Cuenca Foreland. Las cuencas Foreland se definen como cuencas sedimentarias que se forman entre el frente de una cadena montañosa y un cratón adyacente (Allen. 1986). Estas cuencas son elongadas o curvas, y son altamente asimétricas, estrechamente asociadas a zonas de colisión continental. (Dickinson. 974) introdujo formalmente el término de "cuenca foreland" y propuso dos clases genéticas: 1.- Cuencas Pro-Foreland: situadas en el arco extremo del orogeno durante la colisión continente-continente (Bally y Snelson, 1980). 2. Cuencas Retro-Foreland: situadas atrás de un arco magmático y vinculadas con la subducción de la litosfera oceánica.

Cuenca intracratónica. La mayoría de las cuencas intracratónica subyacen rifts fósiles. Los periodos renovados de subsidencia en las cuencas cratonicas, generalmente pueden correlacionarse a cambios en la litosfera, relacionado a la actividad orogénica (DeRito. 1983). La subsidencia ocurre cuando disminuye la rigidez litosferica, permitiendo una masa sin compensar en la corteza superior para hundirse en un área extensa.

Deformación. Cambio en forma, tamaño y localización de una roca a causa de la presión aplicada en ella. Las rocas pueden deformarse de tres maneras: 1.-Elástico: el cuerpo de roca se deforma cuando se lo somete a un esfuerzo pero vuelve a su

posición original cuando éste cesa. Si supera el límite de elasticidad, la roca puede presentar deformación. 2.-Frágil: el cuerpo de roca se deforma observándose a simple vista fracturas en la roca. 3.-Dúctil: el cuerpo rocoso se deforma sin que se aprecien a simple vista fracturas del bloque de roca. No existe un límite neto entre la deformación frágil y dúctil, sino más bien una zona de transición. Generalmente coincide con la escala de observación, encontrándose deformaciones frágiles, a escala regional, y dúctiles, a escala local, aunque es una norma que no se puede generalizar.

Diagénesis del hidrocarburo. Se inicia en los sedimentos recientemente depositados, donde la actividad microbiana es uno de los principales agentes de la transformación. Luego se presentan arreglos químicos a poca profundidad: la policondensación y la insolubilización. Al final de la diagénesis, la materia orgánica consiste principalmente de kerógeno.

Discordancia. Superficie de erosión o no depósito que separa dos masas de roca, la más antigua de las cuales estuvo expuesta a la erosión por un largo intervalo de tiempo antes del depósito del más joven.

Discordancia angular. Discordancia en la que los estratos más antiguos tienen un echado o ángulo de inclinación diferente de los estratos más jóvenes.

Discordancia paralela. Superficie de erosión sepultada y que permanece paralela al depósito de la roca más joven.

Estratigrafía. Del latín stratunz y del griego graplzia, es la descripción de todos los cuerpos rocosos que forman la corteza terrestre y de su organización en unidades distintas, útiles y cartografiables. Las unidades están basadas en sus características o cualidades a fin de establecer su distribución y relación en el espacio y su sucesión en el tiempo.

Estrato. Capa de roca caracterizada por unas características y cualidades propias que la distinguen de las capas adyacentes. Clasificación estratigráfica. Organización sistemática de los cuerpos rocosos terrestres, tal como se encuentran en sus relaciones originales, en unidades basadas en alguna de sus características o cualidades que pueden ser útiles en el trabajo estratigráfico.

Falla. Superficie o zona delgada a lo largo de la cual un lado se ha desplazado con respecto al otro, en una dirección paralela a la superficie o zona. Fallas son roturas en las rocas a lo largo de la cual ha tenido lugar movimiento. Este movimiento se llama desplazamiento. Origen de este movimiento son fuerzas tectónicas en la corteza terrestre, que provocan roturas en la litosfera. Las fuerzas tectónicas tienen su origen en el movimiento de los continentes.

Falla inversa. Es aquella en la que el echado del plano de falla está dirigido hacia el bloque levantado, el bloque de techo siempre queda superpuesto al bloque de piso, originando una cierta cobijadura en la parte de los estratos más jóvenes.

Falla lateral. Se caracteriza por un movimiento que es más o menos paralelo a la dirección del plano de falla. El movimiento resultante es predominante horizontal y lateral derecho o lateral izquierdo

Falla normal. Es aquella en la que el echado del plano de falla se dirige hacia el bloque hundido, el bloque de techo baja con relación al bloque de piso; un caso particular lo constituyen las fallas verticales, en las que el plano de falla es vertical.

Formación Geológica. Unidad formal primaria de la clasificación litoestratigráfica. Las Formaciones son las únicas unidades litoestratigráficas formales con las que la litología de una sucesión debe quedar completamente subdividida. El contraste de litología entre formaciones, exigido para justificar su establecimiento, varía con la complejidad de la geología de una región y con el detalle requerido para la cartografía geológica y para poder deducir su historia geológica. No justifica ni es útil la creación de una formación que no pueda dibujarse a la escala de los mapas realizados en una determinada región. El espesor de las formaciones puede oscilar entre menos de uno a varios miles de metros.

Fractura. Es la ruptura de un estrato rocoso debido a un esfuerzo compresivo, no produce desplazamiento entre bloques de roca.

Geología Estructural. Rama de la Geología que se dedica a estudiar la corteza terrestre, sus estructuras y la relación de las rocas que las forman. Estudia la geometría de las rocas y la posición en que aparecen en superficie. Interpreta y entiende la arquitectura de la corteza terrestre y su relación espacial, determinando

las deformaciones que presenta y la geometría subsuperficial de las estructuras rocosas

Kerógeno. Materia orgánica dispersa en las rocas sedimentarias, insoluble en ácidos, bases y solventes orgánicos, que producen hidrocarburos cuando se someten a un proceso de catagénesis. Los kerógenos sapropélicos generan aceite mediante calor, mientras que los húmicos dan principalmente gas.

Limolita. Roca sedimentaria de depósito fino, que es transportada por acción del agua y cuya granulometría está comprendida entre las arenas finas y las arcillas, es decir entre 1/16 y 1/256 de mm.

Metagénesis. Se alcanza solamente cuando la roca generadora es sepultada a grandes profundidades, y es la última etapa para la evolución de la materia orgánica. Comienza cuando la temperatura sobrepasa los 200 °C y una presión de 1500 bares, posterior a esta comienzas facies de metamorfismo.

Metamórfico. Grupo de rocas resultantes de la transformación que sucede generalmente a grandes profundidades por presión y temperatura. Las rocas originales pueden ser sedimentarias, ígneas o incluso metamórficas.

Migración. En el movimiento de aceite y/o gas entre los poros y/o discontinuidades de las rocas (porosidad primaria y secundaria) en el interior de la corteza terrestre.

Migración primaria. El desprendimiento de los compuestos del petróleo de las partículas orgánicas sólidas (kerógeno) en los lechos generadores, y su transporte dentro y a través de los capilares y poros estrechos del lecho generador de grano fino ha sido denominado migración primaria.

Migración secundaria. Es el movimiento del petróleo después de su expulsión de la roca generadora a través de poros más amplios de las rocas portadoras y de yacimientos, más permeables y porosas. La diferencia entre migración primaria y secundaria no se fundamenta en distintos procesos de migración sino solamente en su localización en poros de diferentes tamaños y litología y posiblemente en un diferente estado de distribución. La pérdida de los hidrocarburos de una trampa frecuentemente se denomina dismigración.

Paleogeografía. El estudio de las trasgresiones y regresiones marinas y de la extensión alcanzada por el mar en un momento determinado, a escala regional permite trazar las líneas de costa y como consecuencia, se puede llegar a establecer mapas, que nos ilustran las variaciones de las áreas continentales y de los mares, en el transcurso de los tiempos geológicos.

Permeabilidad. Facilidad que tiene una roca para permitir el paso de un fluido a través de ella sin ser deformada. Es un factor importante para la determinación de si un yacimiento contiene buenas características productoras.

Petróleo crudo equivalente (pce). Suma el aceite crudo, condensados, líquidos de planta y gas seco equivalente a líquido.

Petróleo. Es una sustancia mineral aceitosa de color oscuro, corresponde con una mezcla de hidrocarburos, de composición variable según los yacimientos. Se compone de hidrocarburos en fase sólida, líquida y gaseosa.

Play. Grupo de proyectos de campo que comparten similitudes geológicas y donde el yacimiento y la trampa controlan la distribución del aceite y gas. Es la percepción o modelo de cómo se pueden una roca almacenadora capaz de producir, un sistema de generación de petróleo, un sello regional y trampas para producir una acumulación de petróleo. En el play se resalta la importancia que tiene la roca almacenadora.

Pliegue. Son estructuras producidas en las rocas mientras se encuentran en su estado plástico; sus dimensiones van de centímetros a cientos de Km. Los pliegues son ondulaciones tipo onda que se desarrollan durante la deformación. Pueden ocurrir a cualquier escala y en cualquier tipo de roca

Porosidad. Relación entre el volumen de poros existentes en una roca con respecto al volumen total de la misma. Es una medida de la capacidad de almacenamiento de la roca.

Porosidad Efectiva. Función que se obtiene de dividir el volumen total de poros comunicados entre el volumen total de la roca.

Porosidad Primaria. Es aquella que depende en gran parte de las características de la variación en la forma y tamaño de los granos, inherente al origen de la misma.

Porosidad Secundaria. Es aquella que es el resultado de cualquier tipo de actividad geológica, después de que los sedimentos han sido convertidos en roca, como el fracturamiento y la disolución que forma vóculos y cavernas.

Reflectancia de vitrinita. Se basa en el poder de reflexión de los macérales al hacerles inducir un rayo de luz que resulta ser proporcional a su madurez.

Regresión. Una regresión marina es el fenómeno inverso, es decir, la retirada paulatina de las aguas del mar que cubren un continente, el cual va emergiendo lentamente hasta quedar todos los terrenos antes sumergidos expuestos a los fenómenos erosivos superficiales. Este fenómeno geológico se puede producir por un plegamiento orogénico, con la consiguiente elevación de los estratos del fondo marino, o bien por un descenso del nivel del mar.

Reserva. Hidrocarburos que se esperan recuperar, económicamente, con los métodos y los sistemas de exploración adecuados, evaluada a cierta fecha a condiciones atmosféricas y bajo normas gubernamentales.

Reserva posible. Son acumulaciones conocidas de las que se tiene evidencia física mediante pruebas de producción; es el volumen de hidrocarburos medido a condiciones atmosféricas, que será producido económicamente con cualquiera de los métodos y sistemas de exploración aplicables a la fecha de la evaluación.

Reserva probable. Reservas no probadas cuyo análisis de datos geológicos y de ingeniería sugieren que son más tendientes a ser que a no ser comercialmente recuperables. Para los métodos probabilísticos esto implica que se tendrá una probabilidad de al menos 50% de que las cantidades actualmente recuperadas serán iguales o mayores a que la suma de las reservas estimadas probadas más probables.

Reserva probada. Volúmenes de hidrocarburos o sustancias asociadas evaluadas a condiciones atmosféricas, las cuales por análisis de datos geológicos y de ingeniería se estiman con razón de incertidumbre que serán comercialmente

recuperables a partir de una fecha dada proveniente de yacimiento conocidos bajo condiciones actuales económicas, métodos operación y regulaciones gubernamentales. Dicho volumen está constituido por la reserva probada desarrollada y reserva probado no desarrollada; cuando se utilizan métodos probabilísticos de al menos 90% de que las cantidades actualmente recuperables sean mayores o iguales a las reservas estimadas.

Roca generadora. Son aquellas que han sido capaces de generar petróleo. Es necesario determinar el contenido de materia orgánica, insoluble (kerógeno) y soluble (bitumen) para reconocer una roca generadora, también el grado de madurez, tipo y cantidad de materia orgánica.

Roca sello. Son aquellas que por su escasa permeabilidad no permiten el paso del petróleo, sirviendo como cierre a su migración o desplazamiento.

Rocas almacenadoras. Los dos elementos esenciales de una roca almacenadora o de yacimiento son la porosidad y la permeabilidad. La roca debe contener poros o espacios para almacenar el petróleo y estos poros deben de estar interconectados. La roca debe ser permeable a los fluidos y a los gases. Los diámetros de los poros también deben ser mayores a un tamaño mínimo; la porosidad de rocas de yacimiento o almacenadoras normalmente queda dentro del intervalo de 5 a 30%. La porosidad de las rocas carbonatadas frecuentemente es algo menor que las areniscas pero la permeabilidad de los carbonatos puede ser superior. La mayor parte de las acumulaciones de petróleo se encuentran en rocas almacenadoras clásticas o detríticas, incluyendo las areniscas.

Sedimentología. Rama de la Geología que se encarga de estudiar los procesos de formación, transporte y depósito de material que se acumula como sedimento en ambientes continentales y marinos y que normalmente forman rocas sedimentarias. Trata de interpretar y reconstruir los ambientes sedimentarios del pasado.

Sincronía. Se refiere a la ocurrencia de todos los elementos necesarios en tiempo y espacio para que sea posible la generación y entrapamiento de los hidrocarburos susceptibles a ser explotados económicamente.

Sistema petrolero. Es el conjunto de aquellos elementos y procesos geológicos esenciales para que un depósito de gas o aceite exista en la naturaleza. Estos elementos básicos incluyen: roca generadora, una ruta de migración, roca almacenadora, entrapamiento, roca sello.

Trampa. Término empleado en geología para definir un yacimiento petrolífero con una geometría que permite la concentración de hidrocarburos y que los mantiene en condiciones hidrodinámicas propias e impide que estos escapen.

Trampa estratigráfica. Se refieren a las trampas que permiten la acumulación del hidrocarburo sin que exista una deformación estructural. 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 sedimentos o la naturaleza litológica de las formaciones.

Trampa estructural. Implican alguna forma de deformación en la roca, comúnmente expresada por domos, anticlinal y fallas, las trampas estructurales son fácilmente localizables por estudios geológicos superficiales y subsuperficiales, así como por estudios de geofísica.

Trampa mixta. Presentan variaciones de porosidad y deformaciones estructurales en las cuales, la roca almacén cubre solo una parte de la estructura; tanto la estructura como como los cambios estratigráficos son esenciales en la formación de este tipo de trampa. Las trampas de esta naturaleza son dependientes de los cambios estratigráficos que limitan la permeabilidad y la estructura para crear el cierre y completar la trampa; las discordancias y estructuras producto de la deformación son igualmente importantes en la formación de estas trampas, por lo que el fallamiento es un factor de control en muchas de estas trampas.

Transgresión. La transgresión marina es un evento geológico por el cual el mar ocupa un terreno continental, desplazándose la línea costera tierra adentro. Estas inundaciones (a veces denominadas «ingresiones») se pueden producir por hundimiento de la costa y/o la elevación del nivel del mar (por fusión de glaciares). Una transgresión siempre va acompañada por el depósito de sedimentos marinos sobre el territorio invadido, por ejemplo favoreciendo las facies carbonatadas típicas

de plataforma continental sobre sedimentos terrígenos depositados en un ambiente costero o fluvial previo.

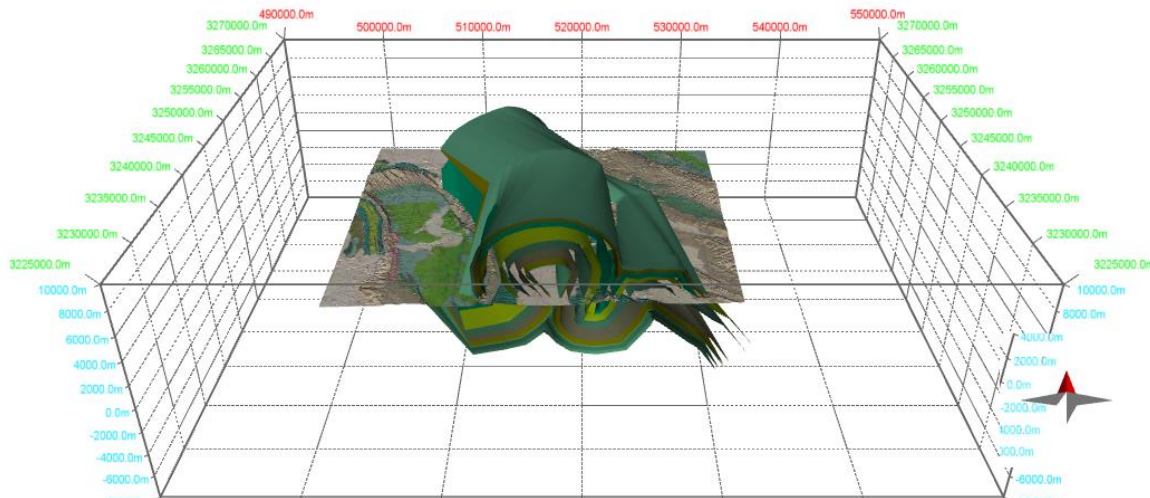
Unidad estratigráfica. Cuerpo rocoso definido como una entidad específica en la clasificación de las rocas terrestres, basándose en alguna de sus características o cualidades o en una combinación de varias de ellas. Las unidades estratigráficas basadas en una característica no tienen porque coincidir con las basadas en otras.

Yacimiento. Es una concentración de hidrocarburo en el subsuelo en secuencias de rocas permeables, caracterizado por un sistema natural de presión de tal manera que la producción de petróleo en una parte de él afecta la presión del receptáculo en toda su extensión.

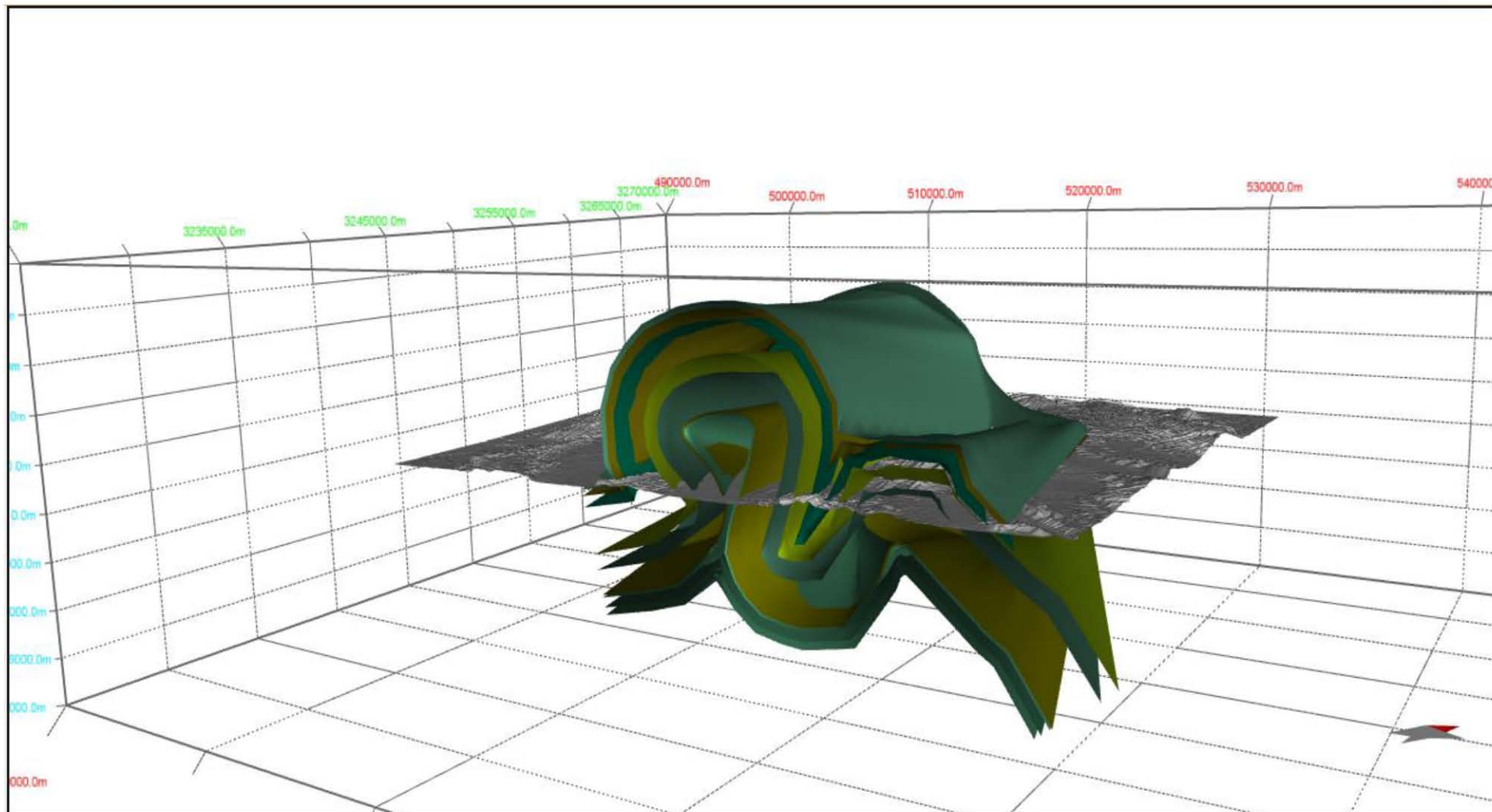
X. Anexos

Las figuras que se muestran a continuación contienen los colores correspondientes a la columna estratigráfica utilizada. En las imágenes del modelo cada capa tiene un color, el cual va a corresponder con una Formación.

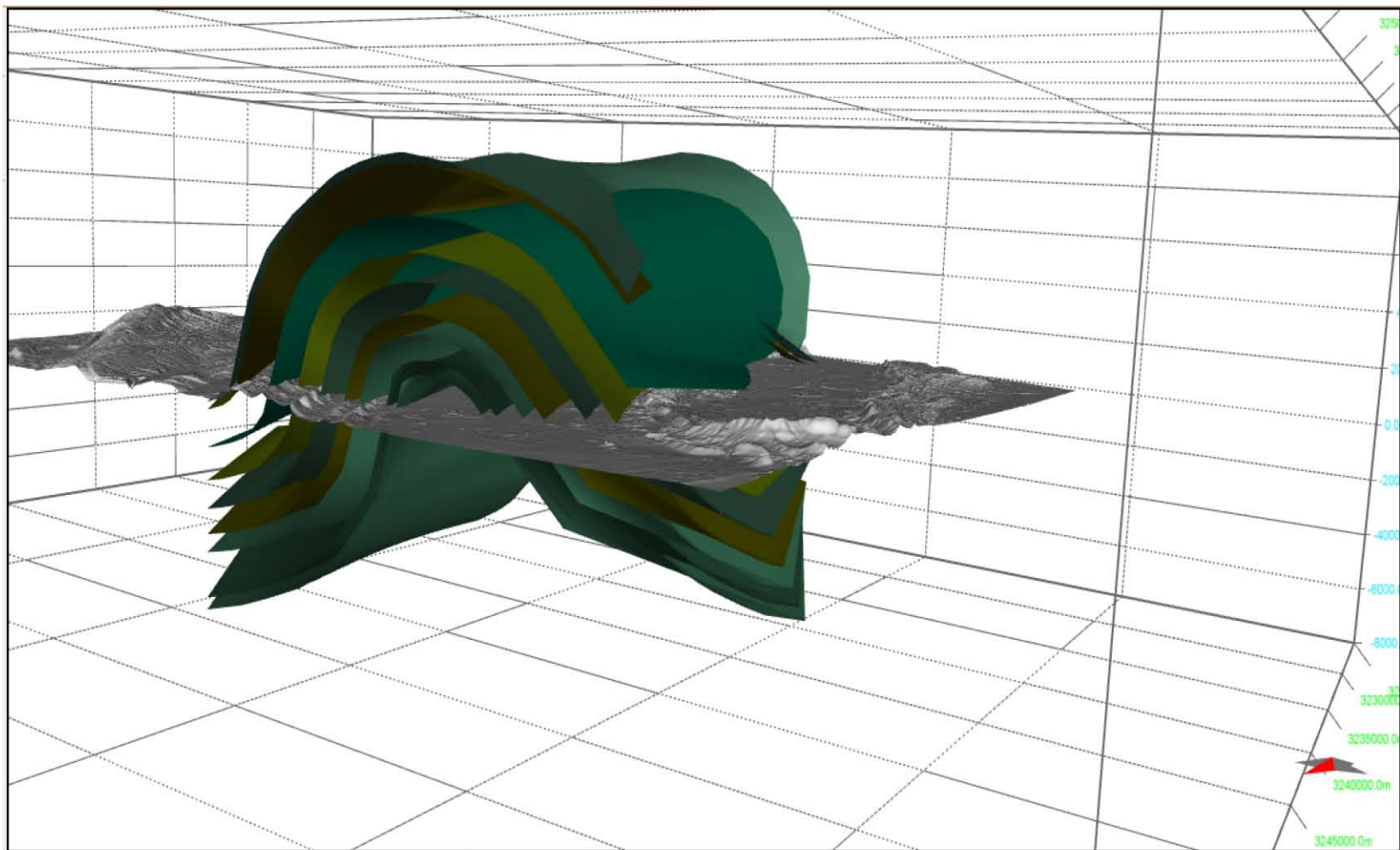
1. Imágenes del modelo.



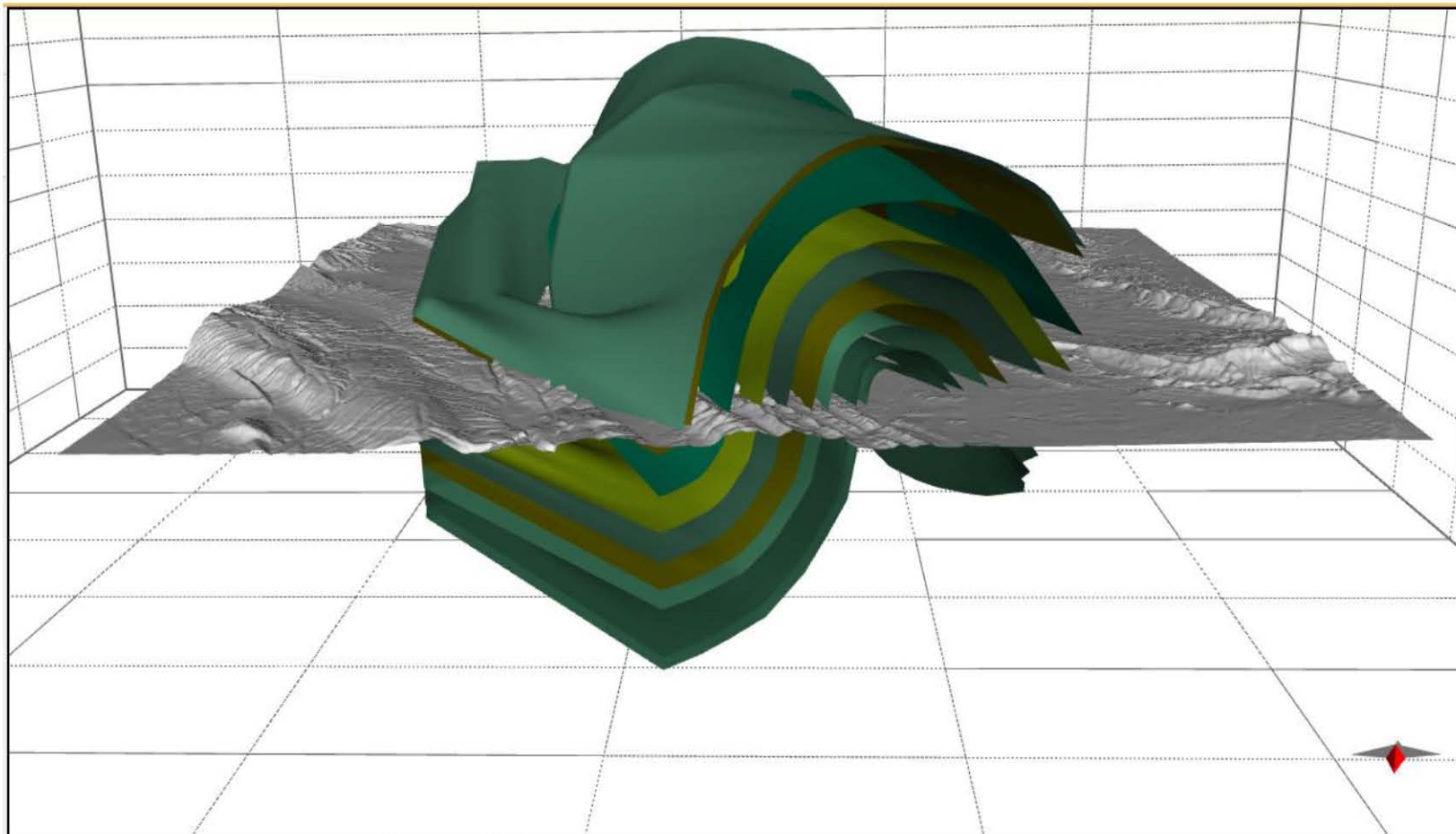
A. Vista SE



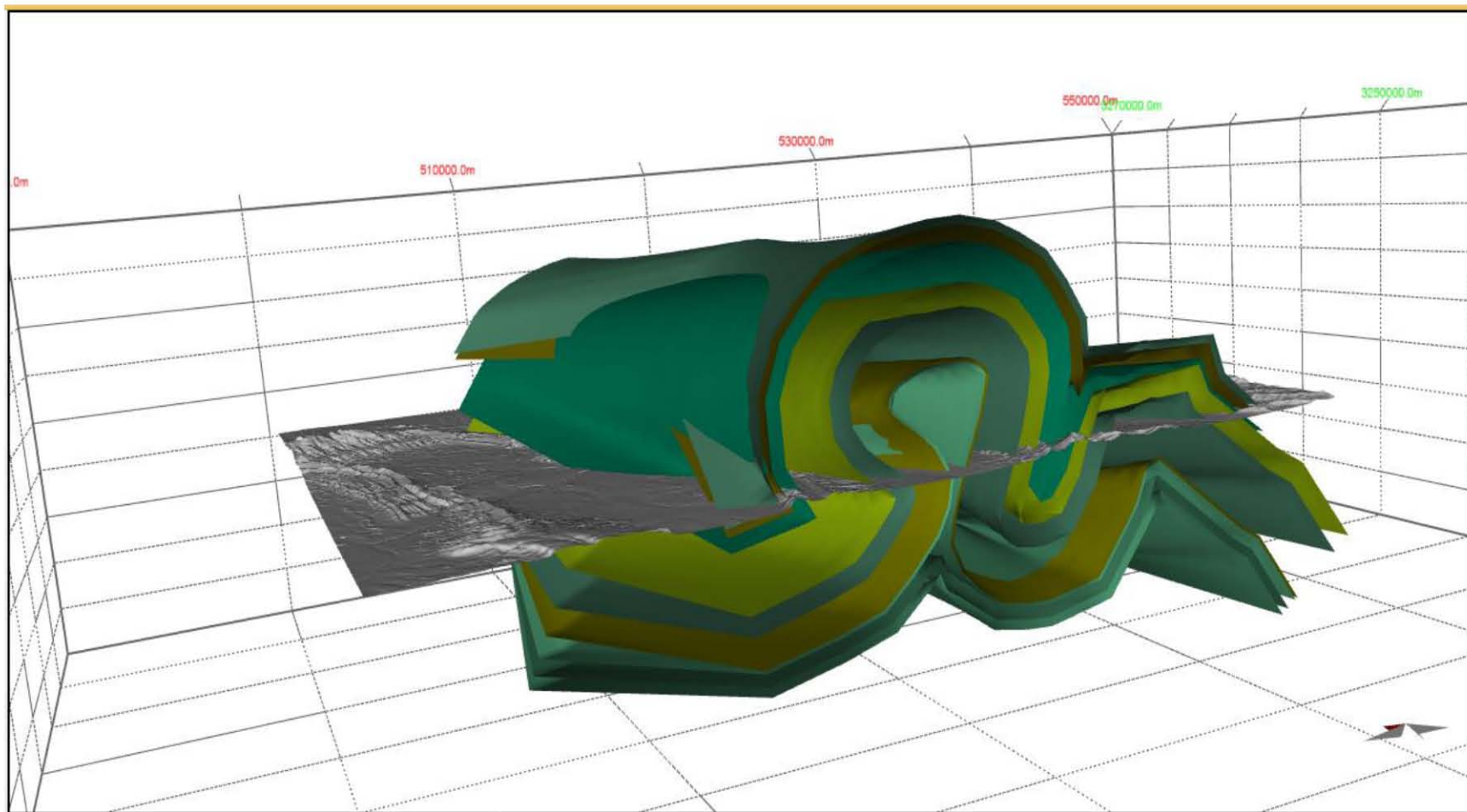
B. Vista NW



C. Vista NE

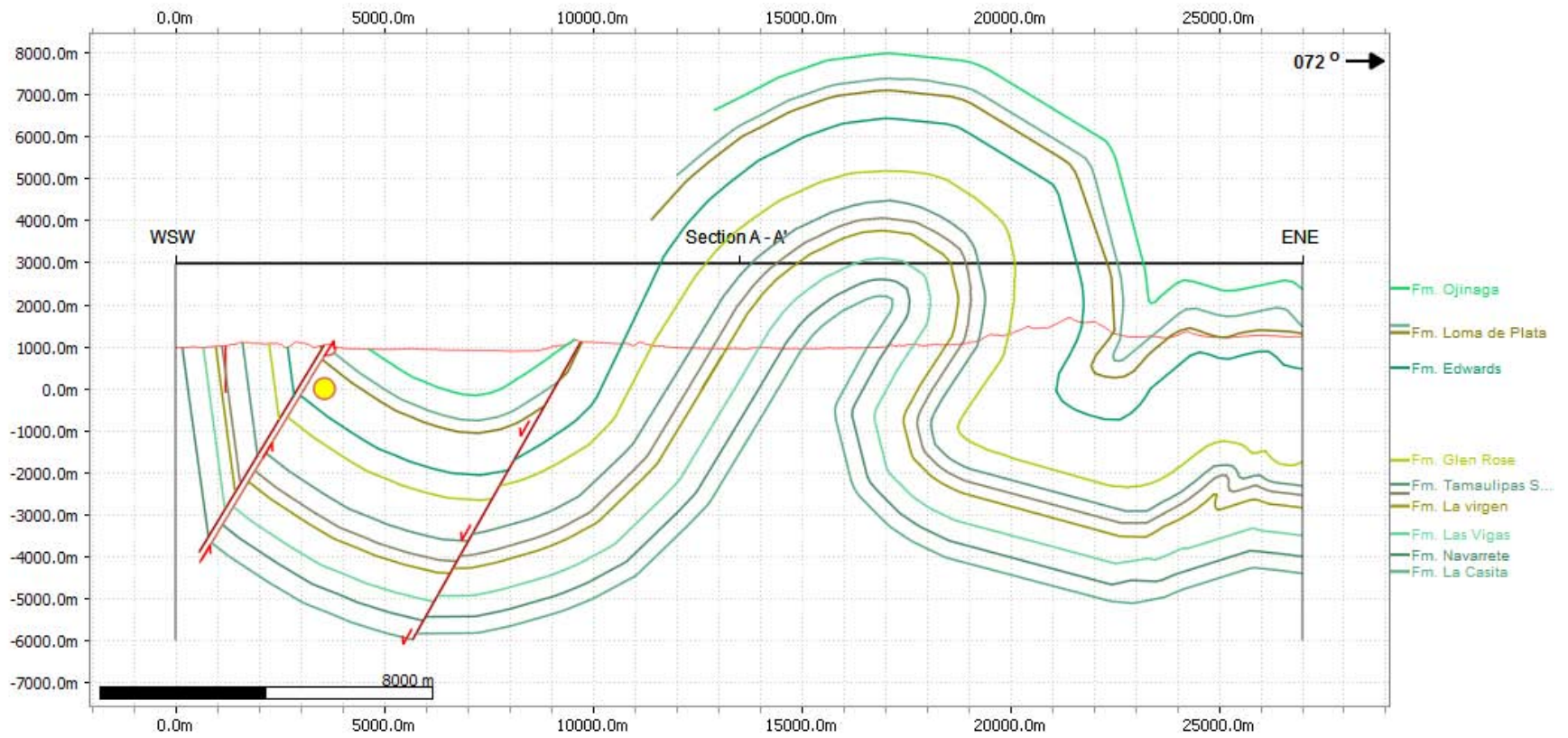


D. Vista SW

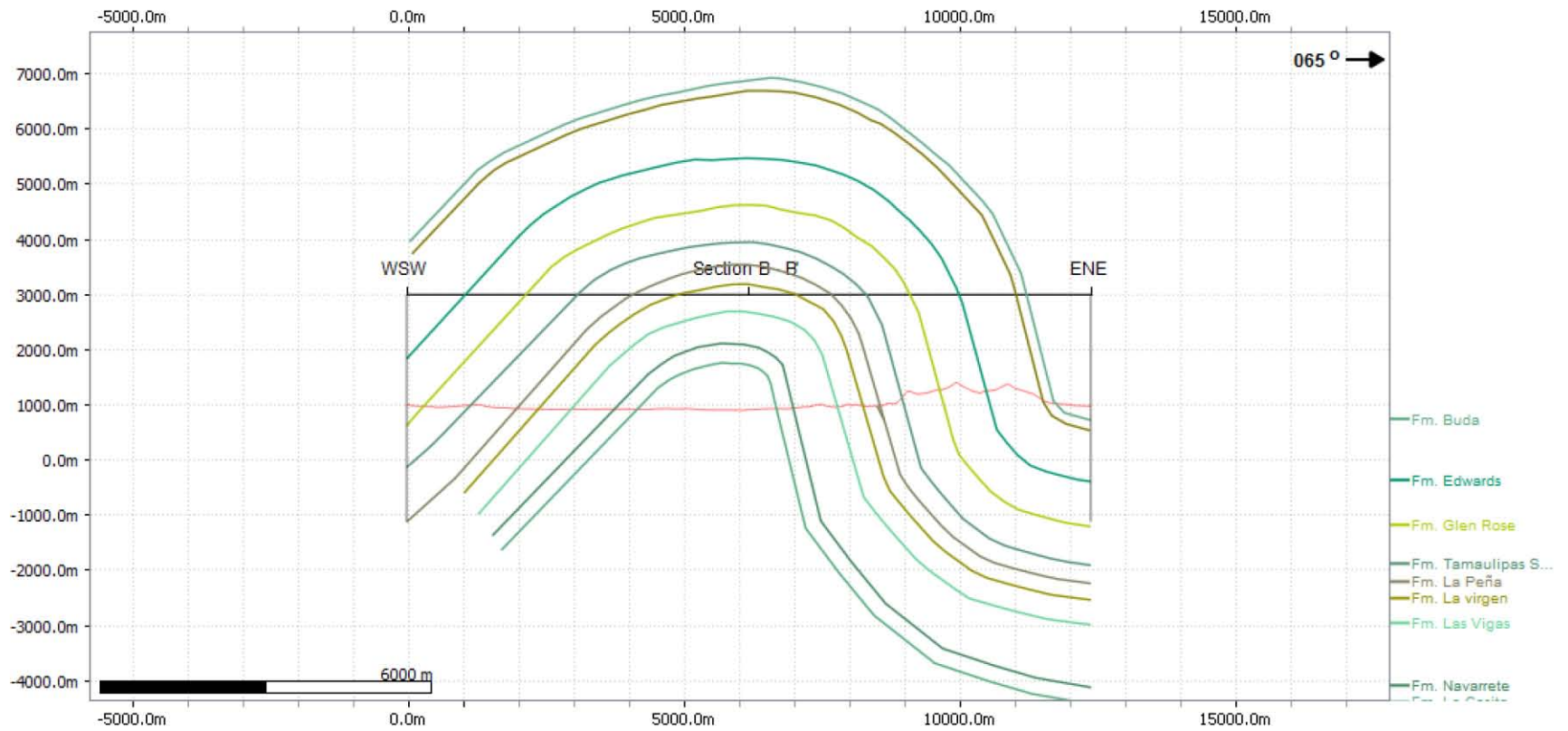


2. Imágenes de las secciones

A. Sección A – A'



B. Sección B - B'



C. Sección D - D'

