



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA

CAMPO DE CONOCIMIENTO: ENERGIA
CAMPO DISCIPLINARIO: SISTEMAS ENERGÉTICOS

LUTITAS GASÍFERAS (SHALE GAS) EN LA PORCIÓN NORESTE DE LA
REPÚBLICA MEXICANA

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
DOCTOR EN INGENIERÍA

PRESENTA:
ALBERTO HERRERA PALOMO

TUTOR PRINCIPAL

DR. RICARDO JOSÉ PADILLA Y SÁNCHEZ
Facultad de Ingeniería UNAM

Ciudad Universitaria. CD.MX. junio 2021



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.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: DR. LÓPEZ DE HARO MARIANO
Secretario: DRA. MARTÍN DEL CAMPO MÁRQUEZ CECILIA
1 er. Vocal: DR. PADILLA Y SÁNCHEZ RICARDO JOSÉ
2 do. Vocal: DR. BAZÚA RUEDA ENRIQUE RODOLFO
3 er. Vocal: DRA. GÓMORA FIGUEROA ANA PAULINA

CIUDAD UNIVERSITARIA, CD.MX; FACULTAD DE INGENIERÍA, UNAM

TUTOR DE TESIS:

DR. RICARDO JOSÉ PADILLA Y SÁNCHEZ



AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mis más sinceros agradecimientos a Dios, mi familia y a las personas e instituciones que de una u otra forma creyeron en mí y con su valioso apoyo logré la realización de este proyecto.

Me permito citar a algunas de estas personas:

Al Dr. Ricardo Padilla que siempre confió en mí y motivarme a emprender este camino.

Al Dr. Mariano López de Haro, la Dra. Cecilia Martín del Campo, Dra. Ana Paulina Gómora, el Dr. Enrique Rodolfo Bazúa, que con sus aportes y comentarios invaluablemente apoyaron al enriquecimiento y desarrollo de este trabajo.

Al Dr. Eduardo Aguayo, Dr. Edgar Rangel (†), Dr. Ulises Hernández y Dr. Manuel Martínez, que dedicaron parte de su tiempo para contribuir en la mejora de este propósito.

Al Dr. Luís Martínez (Université de Strasbourg), Dr. David Thul (EGI), Dr. Luís A. Sánchez (EGI) e Ing. Antonio Hope (CFE) por apoyarme en las cuestiones técnicas y experimentales para desarrollar este proyecto.

A los Ingenieros de PEMEX y Compañías de Servicios Petroleros: Rosario, Ana, Jorge, Marco y Héctor por su apoyo incondicional.

Entre las Instituciones que siempre estuvieron dispuestas a apoyarme me gustaría resaltar a: La Universidad Nacional Autónoma de México mi *alma mater*, y a la Dirección General de Personal Académico que través de su programa PASPA, que me permitieron dedicarme de tiempo completo.

A la Comisión Federal de Electricidad (CFE), Gerencia de Piedras Negras, Coahuila, que me apoyo con personal y recursos para el acompañamiento en los recorridos de campo.

Al Instituto de Energía y Geociencias (EGI) de la Universidad de *Utah*, que a través de su personal me apoyaron en los estudios de Rock-Eval de las muestras recolectadas en campo.

Gracias a todos.

Alberto Herrera Palomo.

Abreviaturas

Unidades para gas.

Pc. - Pies cúbicos.

Pcd. - Pies cúbicos diarios.

Mpc. - Miles de pies cúbicos.

Mpcd. - Miles de pies cúbicos diarios.

MMpc. - Millones de pies cúbicos.

MMpcd. - Millones de pies cúbicos diarios.

MMMpc. - Miles de millones de pies cúbicos (Bcf).

MMMMpc. - Millones de millones de pies cúbicos (Tcf).

Unidades para aceite.

API. - Gravedad API.

b. – Barriles.

bd. - Barriles diarios.

Mb. - Miles de barriles.

Mbd. - Miles de barriles diarios.

MMb. - Millones de barriles.

MMbd. - Millones de barriles diarios.

Bpce. - Barriles de petróleo crudo equivalentes.

Bpced. - Barriles de petróleo crudo equivalentes diarios.

Mbpce. - Miles de barriles de petróleo crudo equivalentes.

Mbpced. - Miles de barriles de petróleo crudo equivalentes diarios.

MMbpce. - Millones de barriles de petróleo crudo equivalentes.

MMbpced. - Millones de barriles de petróleo crudo equivalentes diarios.

Geoquímica.

COT. - Carbono Orgánico Total [peso %].

IH. - Índice de Hidrógeno [mgHC/g COT].

IO. - Índice de Oxígeno [mgCO₂/g COT].

Índice de tipo de Hidrocarburo S2/S3.

PP. - Potencial de generación de petróleo.

S1. - Hidrocarburos libres [mg HC/g roca].

S2. - potencial generador [mg HC/g roca].

S3. - CO₂ generado por la descomposición térmica [mg HC/g roca].

Tmax. - Temperatura Máxima (pirólisis) [°C].

Tr. - Índice de Transformación [%].

VRO. – Valor de Reflectancia de la Vitrinita calculado [%].

Petrofísica.

B_g = Factor de volumen de gas [m³/ m³].

D = Profundidad de sepultamiento en m.

FVF. – Factor de volumen de formación [m³/ m³].

GIP. -Gas libre in-situ [pies cúbicos / Acre]

HCS.- Hidrocarburos.

k.- Permeabilidad [Darcy (D); milidarcy (md)].

MBI. - Índice de Fragilidad Mineral.

MO. – Materia orgánica.

R = Relación espesor neto a bruto [m].

S_{o/g}. – Saturación aceite / gas (%).

μm. – Micrómetros.

μm².- Micrómetros cuadrados.

V. - Índice de Heterogeneidad.

Ø = Porosidad (%) o fracción.

β = Coeficiente de compactación irreversible [MPa⁻¹].

Glosario

Darcy. - Se dice que una roca tiene una permeabilidad de un darcy cuando un fluido monofásico con una viscosidad de un centipoise (cps) y una densidad de 1 gr/cc que llena completamente (100% de saturación) el medio poroso avanza a una velocidad de 1 cm/seg, bajo un gradiente de presión de presión de 1 atmósfera por centímetro.

Facies. - Conjunto de caracteres y condiciones físicas, químicas, ambientales y paleontológicas, mediante las cuales se produjeron las depositaciones litológicas.

Factor de Volumen de Formación. - Factor que relaciona la unidad de volumen de fluido en el yacimiento con la unidad de volumen en la superficie. Se pueden medir directamente de una muestra, calcularse u obtenerse por medio de correlaciones empíricas.

Formación. - Es una secuencia de rocas, generalmente de características semejantes, en cuanto a litología, fósiles y edad.

Fracturamiento hidráulico (fracking). - Operación que consiste en provocar una fractura en la roca que incremente su permeabilidad mediante la inyección de fluidos a alta presión, y en evitar que se cierre, bombeando junto con agua un agente apuntalante, generalmente arena.

Gas asociado. – Gas que se encuentra en contacto y / o disuelto en el aceite crudo del yacimiento. Éste puede ser clasificado como gas de casquete o gas en solución (disuelto).

Gravedad API. -Escala arbitraria para reportar la densidad del petróleo. Los grados de la densidad API son calculados con la siguiente fórmula: $^{\circ}\text{API} = (141.5/Y_{\text{aceite}}) - 131.5$

Índice de heterogeneidad. -Medida estadística de la no-uniformidad de un conjunto de datos propuesta por Dykstra y Parsons (1950).

Índice de Minerales Frágiles. – Índice que expresa la respuesta favorable del yacimiento a la estimulación por fracturamiento hidráulico.

Kerógeno. - Se define el kerógeno como la fracción de la materia orgánica en las rocas sedimentarias que es insoluble en ácidos, bases y solventes orgánicos, ya que está compuesto básicamente de grasa y ceras.

Maceral. - Constituyente individual microscópicamente reconocible de un carbón.

Materia orgánica. - Materia que hace referencia a la parte blanda de los organismos.

Milidarcy. - Un medio tiene una permeabilidad de 1md cuando un líquido de viscosidad igual a un centipoise se mueve un milímetro por segundo a través de una sección de un cm. de roca con un gradiente de presión de 1 atmósfera por centímetro.

Permeabilidad. - Facilidad con la que un fluido se mueve a través de un medio poroso cuando está saturado 100% con el fluido.

Play. – Grupo de prospectos de campo que comparten similitudes geológicas y donde el yacimiento y la trampa controlan la distribución del aceite y gas.

Porosidad. - Es la relación existente entre el volumen de los intersticios porosos y el volumen de la roca o suelo. La porosidad se expresa siempre en porcentaje.

Programa GS+. - Programa de análisis geoestadístico que permite medir e ilustrar las relaciones espaciales en datos georreferenciados. GS + analiza los datos espaciales para la autocorrelación. Este programa se puede comprar o adquirir una versión β temporal.

Programa Move. - Proporciona una plataforma para integrar e interpretar datos, construcción de secciones transversales, construcción de modelos 3D, restauración y

validación cinemática, modelado geomecánico, modelado de fracturas y modelado sedimentológico. Este programa solo está a la venta.

Programa Surfer. – Programa que permite crea mapas a través de métodos de interpolación para cuadrangular datos espaciados de manera regular o irregular en una cuadrícula, calcula volúmenes y permite modelar datos. Este programa se puede comprar o adquirir una versión β temporal.

Rock-Eval (pirólisis). - Descomposición química por la acción del calor (250° a 700°C). Un procedimiento analítico que involucra la degradación térmica de estructuras complejas orgánicas a productos más sencillos y fáciles de analizar.

Yacimiento no convencional. - Acumulación natural de hidrocarburos en rocas generadoras o en rocas almacén compactas, en las que, para la extracción de éstos, se requiere estimular el sistema roca-fluido o someterlo a procesos de recuperación mejorada.

Vitrinita. - Maceral del carbón derivado de la lignocelulosa de plantas terrestres.

Contenido

RESUMEN	1
SUMMARY	3
OBJETIVO.....	4
HIPÓTESIS.....	4
INTRODUCCIÓN.....	5
1. GENERALIDADES.....	7
2. SHALE GAS.....	12
2.1 Ambiente de depósito.....	12
2.2 Propiedades físicas y químicas.....	14
2.2.1 Contenido mineralógico.....	14
2.2.2 Porosidad.....	16
2.2.2.1 Estimación teórica.....	17
2.2.2.2 Estimación en el laboratorio.....	20
2.2.2.3 Porosidad asociada a la MO.....	20
2.2.3 Permeabilidad.....	21
2.2.4 Contenido de Materia Orgánica (MO).....	22
2.2.4.1 Carbono Orgánico Total (COT).....	24
2.2.4.2 Pirólisis (Rock-Eval).....	24
2.2.4.3 Índice de Hidrógeno vs. Índice de Oxígeno (IH / IO).....	24
2.2.5 Gas libre y adsorbido.....	25
2.3 Clasificación.....	29
2.3.1 Clasificación mineralógica.....	30
2.3.2 Clasificación geoquímica.....	32
2.4 Lutitas asociadas a un shale gas.....	33
2.5 Valores característicos de un shale.....	34
2.6 Distribución espacial.....	35
2.7 Perforación.....	37
2.7.1 Perforación de pozos horizontales.....	38
2.7.2 Fracturamiento hidráulico.....	40
2.7.2.1 Aspectos ambientales.....	42
2.7.3 Agua.....	44
2.7.4 Variación en la producción.....	44

2.7.5 Costos asociados	46
3. LUTITAS GASÍFERAS (SHALE GAS) EN EL NE DE LA REPÚBLICA MEXICANA.....	49
3.1 Contexto geológico	49
3.1.1 Principales cuencas en el noreste de México	50
3.1.2 Principales elementos tectónicos positivos en el noreste de México	53
3.1.3 Evolución tectónica	54
3.1.4 Estratigrafía	56
3.2 Formación Eagle Ford.....	60
3.2.1 Formación Eagle Ford en USA	60
3.2.2 Formación Eagle Ford en México	60
3.2.3 Nomenclatura.....	62
4. ANÁLISIS DE LA FORMACIÓN EAGLE FORD EN EL NE DE LA REPÚBLICA MEXICANA	64
4.1 Área de estudio	64
4.2 Metodología	68
4.3 Información recopilada	69
4.4 Análisis de la información	72
4.4.1 Características Físicas. (Cima, base y espesores)	72
4.4.2 Subdivisión de la Formación Eagle Ford.....	74
4.4.3 Características geoquímicas (Parámetros geoquímicos)	78
4.5 Roca generadora (Grado de heterogeneidad y promedios ponderados).....	84
4.6 Roca generadora (Distribución espacial de unidades propuestas).....	102
4.6.1. Análisis geoestadístico	102
4.6.2. Representación espacial.....	104
4.7 Área con menor riesgo exploratorio	108
4.8 Potencial generador de gas en el área con menor riesgo exploratorio	112
4.8.1. Análisis de los principales parámetros geoquímicos en el área con menor riesgo exploratorio	115
4.8.1.1 Distribución espacial del contenido de COT.....	115
4.8.1.2 Índice de heterogeneidad (V).....	116
4.8.1.3 Contenido de COT (% peso) presente	117
4.8.1.4 Temperatura máxima [Tmax (°C)]	118
4.8.1.5 IH vs IO	120
4.8.1.6 S2 / S3.....	120

4.8.1.7 VRo (%), Tr (%).....	121
4.8.1.8 COT, VRo, Tmax y Tr del área con mayor viabilidad	122
4.9 Riqueza volumétrica.....	124
4.9.1 Área y espesor.....	125
4.9.2 Porosidad.....	125
4.9.3 Saturación de hidrocarburos.....	126
4.9.4 Factor de volumen de formación (FVF; B _g)	126
4.9.5 Riqueza volumétrica.....	126
Conclusiones	128
Referencias bibliográficas	130
Bibliografía	133

RESUMEN

Con el objetivo de determinar la calidad de la Formación Eagle Ford, en la plataforma Burro – Picachos, como roca generadora de hidrocarburos y su implicación en el contexto de un yacimiento no convencional (*shale gas*), se analizaron los valores promedio ponderados al espesor de Carbono Orgánico Total (COT), Temperatura máxima (Tmax), Índice de tipo de Hidrocarburo S2/S3 y Potencial de generación de petróleo (PP) de 8 pozos y 19 muestras recolectadas en campo.

El contenido de COT presente (1.05 a 2.44%) en el área de estudio, indica que la Formación *Eagle Ford* se puede catalogar como generadora de hidrocarburos, con una calidad de regular a excelente.

Los datos de Tmax (443°C a 484°C), ubican la roca generadora en una fase de madurez térmica temprana a tardía, a excepción del pozo Habano-1 que llegó a la sobre madurez.

La determinación del Potencial de generación de petróleo (PP) de la zona se encuentra entre débil a medio.

La relación de los parámetros (S2/S3) revela la presencia de aceite y gas en la formación, limitando la existencia de aceite a profundidades máximas de 1,820 m en la porción centro norte del área estudiada.

Al SE del área analizada, se puede considerar una zona apropiada para el desarrollo de un proyecto tipo gas shale a partir de los 1,960 m de profundidad.

El índice de hidrógeno (IH) vs el índice de oxígeno (IO), indica que el kerógeno predominante es principalmente del tipo III y II precursor de gas y aceite.

De ocho pozos exploratorios analizados y 19 muestras recolectadas en campo, sólo dos pozos que limitan un área de 928.65 km², presentan características geoquímicas con menor riesgo exploratorio para un yacimiento no convencional.

SUMMARY

To determine the quality of the Eagle Ford Formation, on the Burro – Picachos platform, as hydrocarbon-generating rock and its involvement in the context of an unconventional reservoir (gas shale), the thicknesses weighted average values of Total Organic Carbon (TOC), Maximum Temperature (Tmax), Hydrocarbon Type Index (S2/S3) and Producer Potential (PP) of several wells.

The TOC content present in the study área (1.05 a 2.44 %), revealed that the Eagle Ford Formation can be classified as a hydrocarbon generator, with fair to excellent quality.

The samples attained a level of thermal maturity, for hydrocarbon generation, ranging from 443°C at a Tmax of 84°C of , with the exception of the well Habano-1, which reached the overmaturity.

The producer potential (PP) of the area is between weak to médium.

The relationship of the parameters (S2 / S3) reveals the presence of oil and gas in the formation, limiting the existence of oil at maximum depths of 1820 m in the north-central portion of the studied area.

To the SE of the analyzed area, it can be considered an appropriate zone for the development of a shale gas project from a depth of 1,960 m.

The hydrogen index (HI) vs the oxygen index (OI), indicates that the predominant kerogen are type III and II, which are precursors of gas and oil.

Of eight exploratory wells analyzed and 19 samples collected in the field, only two wells that limit an area of 928.65 km², present geochemical characteristics with less exploratory risk for an unconventional deposit.

OBJETIVO

General

- Analizar los parámetros geoquímicos de la Formación *Eagle Ford* en la plataforma Burro – Picachos y determinar su calidad como roca generadora de hidrocarburos en el contexto de un yacimiento de tipo *shale gas*.

Particulares

- Analizar el grado de heterogeneidad de las propiedades geoquímicas de la Formación *Eagle Ford*.
- Detallar mapas, que muestren la distribución de las propiedades geoquímicas de la Formación *Eagle Ford*.
- Establecer una zona con menor riesgo exploratorio para un yacimiento tipo *shale gas* en la plataforma Burro- Picachos.

HIPÓTESIS

La Formación Eagle Ford fue depositada en un ambiente marino somero y profundo, lo que puede representar cambios laterales y verticales en el contenido de Carbono Orgánico Total, pero debido a las características de depósito, es posible que exista una dirección NE - SW menor grado de heterogeneidad de los parámetros geoquímicos de esta Formación, y pueda ser considerada como un posible yacimiento no convencional de gas y aceite.

INTRODUCCIÓN

La Agencia Internacional de Energía (*IEA* por sus siglas en inglés) en su reporte del año 2020, plantea que la demanda mundial de energía medida por el suministro total de energía (*TES* por sus siglas en inglés) se ha incrementado (+ 2,4%), mientras que la producción mundial de energía en especial la que está asociada a los combustibles fósiles se ha incrementado a un ritmo más lento (+ 1,5%). Por lo que para acrecentar la oferta de petróleo y por tanto la producción mundial de energía se mayor, ha sido necesario evaluar yacimientos no convencionales de hidrocarburos, especialmente los conocidos como *shale gas* y *shale oil* (*IEA 2020*).

Por otra parte datos publicados en el 2016 por la Administración de Información Energética de los Estados Unidos (*DOE/EIA, 2016*), mencionan que el 32% de los recursos de gas estimados a nivel mundial, se encuentra en yacimientos no convencionales tipo shale, mientras que el 10% de los recursos de aceite, se asocia a yacimientos tipo shale y tipo tight.

La propia Administración de Información Energética (*EIA* por su siglas en inglés), ubica a México dentro de los primeros diez países con reservas técnicamente recuperables en yacimientos tipo shale gas y shale oil, ocupando el sexto sitio con reservas de gas 545 MMMMpc y el octavo sitio con reserva de aceite con 13 MMMb, reservas que representan el 7.46% de gas y el 3.76% de aceite de los recursos recuperables a nivel mundial (*DOE/EIA, 2016*).

Las reservas energéticas asociadas a yacimientos no convencionales en México se ubican en 6 zonas con potencial productor: 1) Chihuahua; 2) Sabinas; 3) Burro – Picachos; 4) Burgos; 5) Tampico – Misantla y 6) Veracruz (*CNH, 2016*).

De las zonas potenciales en México, el área de Burro – Picachos presenta mayor relevancia, ya que una de las Formaciones que ha producido gas y aceite de manera comercial, asociada a shale gas y shale oil en los Estados Unidos de Norteamérica, es la Formación

Eagle Ford; Formación que continúa hasta el NE de México, lo que ha motivado que la exploración de los yacimientos no convencionales en el noreste de México se haya enfocado principalmente en el estado de Coahuila.

El contenido de gas y aceite en la Formación *Eagle Ford*, varía tanto de manera vertical como horizontal, debido a que las propiedades litológicas, paleontológicas, geoquímicas y geométricas, están controladas principalmente por el ambiente de depósito, paleogeografía, contenido de materia orgánica, grado de madurez térmica e índice de transformación, motivo por lo que es necesario poseer un mayor conocimiento en la variabilidad espacial de estas propiedades, para establecer zonas con menor riesgo exploratorio en el NE de México.

En este trabajo se aborda de manera general, las principales propiedades geoquímicas de las rocas que caracterizan a un *shale gas*, se presentan mapas de distribución del Carbono Orgánico Total (COT), el grado de heterogeneidad en la distribución espacial de la Formación *Eagle Ford* en la porción Oriental del estado de Coahuila y se establece una zona con menor riesgo exploratorio en la plataforma Burro- Picachos.

1. GENERALIDADES

Se define a un yacimiento convencional de aceite y gas, como aquel yacimiento que reúne los elementos y procesos de un sistema petrolero: rocas que dieron origen al petróleo (roca generadora), rocas que pueden alojar el petróleo (roca almacenadora), rocas o sucesión de rocas que impida su movilidad (roca sello), un rasgo geológico estructural y/o estratigráfico que pueda retener el petróleo por tiempo determinado en escala geológica (trampa), que existan rutas de desplazamiento efectivas que permitan la migración, así como la distribución espacio-tiempo de los elementos citados en completa armonía (sincronía).

Por su parte, un yacimiento no convencional, es aquel en que la roca generadora funge también como roca almacén y roca sello (adicionalmente puede estar presente un sello superior). Este tipo de yacimientos se caracterizan por poseer valores bajos de porosidad y permeabilidad, por lo que se limita la migración secundaria, dando como resultado que, los hidrocarburos se encuentren confinados en la roca generadora, la que puede presentar cientos de metros de extensión (yacimiento continuo), por lo que los volúmenes de hidrocarburos propensos a ser explotados en este tipo de yacimientos sean mucho más grandes que los estimados en los yacimientos convencionales.

Un yacimiento no convencional en la industria petrolera es considerado como un yacimiento continuo, Caineng (2013) hace referencia a este tipo de yacimientos como aquellos yacimientos que no presentan un límite de trampa claro, están controlados por factores como el diámetro de garganta de poro, la porosidad, permeabilidad, el contenido residual de materia orgánica y grado de evolución térmica (**Figura 1.1**).

También se le denomina yacimiento no convencional a aquellos yacimientos que poseen aceite extrapesado o de alta viscosidad y que requieren tecnologías avanzadas para su recuperación, debido a que no pueden explotarse por métodos usuales de extracción, tales como la energía propia del yacimiento o la implementación de algún sistema artificial de producción (Caineng , 2013).

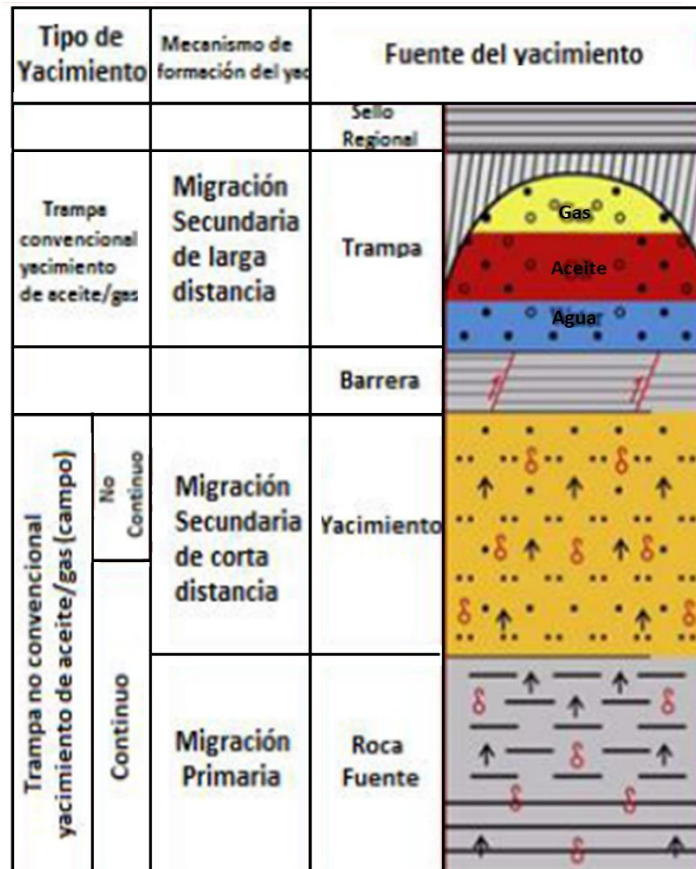


Figura 1.1. Yacimientos “continuos” y “no continuos” (Caineng, 2013).

Desde finales de la década de los 70, el *US Department of Energy* y compañías privadas de los Estados Unidos, iniciaron proyectos de investigación geológica, las técnicas de exploración y desarrollo de los *shale gas* (OECD/IEA. 2012).

La Administración de Información Energética de los Estados Unidos (2012), indica que posteriormente otros países como China, Canadá, Australia, India, Nueva Zelanda, Francia, Reino Unido, Alemania, Austria, Suecia, Argentina, Chile, México, Argelia, Australia, Polonia, Rumania, Rusia, Arabia Saudita, Turquía y Ucrania han desarrollado rápidamente las actividades de exploración o explotación de los yacimientos tipo shale gas (Figura 1.2).

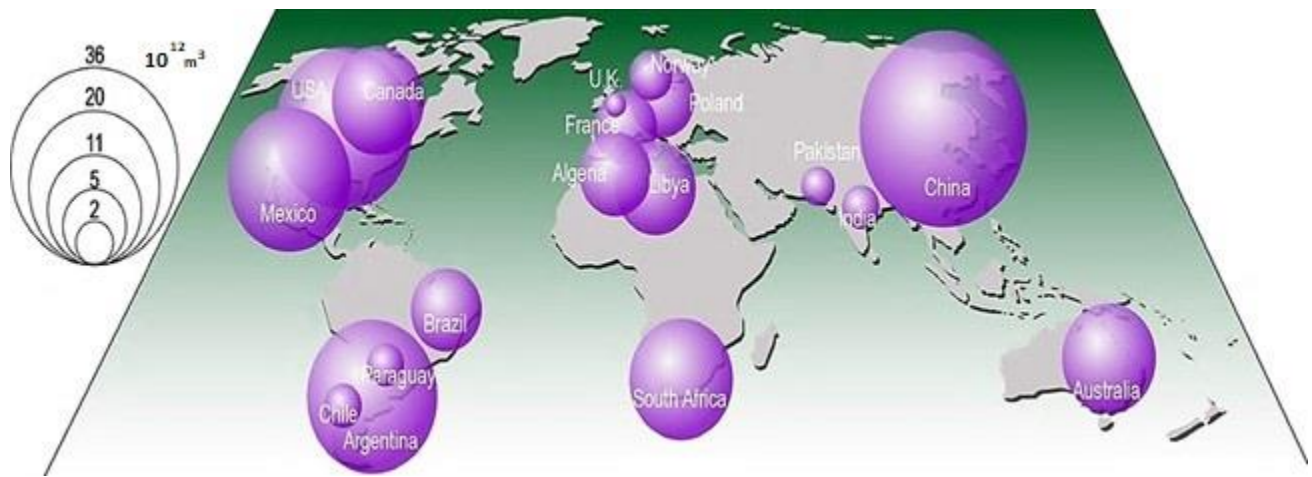


Figura 1.2. Mapa con actividad de exploración o explotación de las Formaciones de shale gas y shale oil en el mundo (King, 2010)

La Agencia Internacional de Energía (EIA, 2013), publicó la evaluación de 137 formaciones de *shale* distribuidas en 41 países (Tabla 1.1), donde reporta que en sólo 10 países, los recursos recuperables técnicamente son de 7,299 MMMMpc de gas (Tabla 1.2).

Tabla 1.1. Número de cuencas y yacimientos en las principales regiones con potencial de *shale gas* y *shale oil* (EIA, 2013).

Continente	Número de países	Número de cuencas	Número de Formaciones
Norte América	2	17	21
Australia	1	6	11
Sudamérica	8	13	16
Europa	14	17	24
África	8	18	27
Asia	8	24	38
Total	41	95	137

Tabla 1.2. Primeros diez países con reservas de shale gas (EIA, 2013).

Posición	País	MMMMPC (Tcf)
1	China	1115
2	Argentina	802
3	Argelia	707
4	USA	665
5	Canadá	573
6	México	545
7	Australia	437
8	Sudáfrica	390
9	Rusia	285
10	Brasil	245
Total mundial		7,299

Como se puede observar, México está considerado como un país con recursos de gas en shale. Estos yacimientos de acuerdo con la Comisión Nacional de Hidrocarburos se encuentran distribuidos en 6 zonas (CNH 2016.): 1. Chihuahua; 2. Sabinas; 3. Burro – Picachos; 4. Burgos; 5. Tampico – Misantla y 6. Veracruz (**Figura 1.3**).

En la Gaceta de la CNH del 2018 se publicaron los datos de los recursos prospectivos de la Nación asociados a yacimientos convencionales y no convencionales del NE de México:

- Cuenca de Burgos, 67 MMMMpc de gas natural y de 600 MMb de petróleo
- Cuenca de Sabinas, 68.9 MMMMpc y 600 MMb de petróleo
- Tampico-Misantla 1 MMMMpc y 32.1 MMMb de petróleo

Lo que equivale al 58% de los recursos prospectivos de la Nación.



Figura 1.3. Provincias de shale en México, fuente CNH 2016

De las formaciones del Cretácico ubicadas en el NE de la República Mexicana, la Formación *Eagle Ford* es la que presenta mayor interés de estudio, ya que esta formación ha producido gas y aceite de manera comercial en los Estados Unidos de Norteamérica y se extiende desde el estado de *Louisiana* (EUA) hasta el NE de México.

2. SHALE GAS

El término *shale*, se utiliza para un amplio espectro de litologías y de texturas, que van desde las lutitas, calizas tipo mudstone, limolitas cuyo tamaño de grano es menor a 4 μm , inclusive se puede tratar de areniscas de grano fino (Passey,2010).

La falta de una definición estricta de un *shale* provoca un grado adicional de dificultad para la evaluación de los recursos, el espectro de la litología puede provocar una transición con otros recursos, por ejemplo, pasar de un *shale gas* de areniscas de grano muy fino a arenas compactas (*tight gas*), donde la diferencia la da el contenido de arenas, por lo que cada yacimiento puede poseer diferentes características geoquímicas y geológicas, que pueden requerir de métodos únicos de producción (Passey, 2010).

De acuerdo con los mecanismos de formación, un *shale gas* existe por la presencia de una roca de grano muy fino con abundante materia orgánica (MO) y valores de permeabilidad bajos, se puede encontrar intercalada con limolitas calcáreas y areniscas, esta lutita funciona como auto generadora y auto preservadora de gas libre y gas adsorbido (Caineng , 2013).

2.1 Ambiente de depósito

Las formaciones de *shale*, se depositan en ambientes de baja energía, tales como las planicies de marea y cuencas de aguas profundas. Durante el depósito de estos sedimentos, se acumula materia orgánica (MO) proveniente de algas, plantas y residuos orgánicos derivados de animales, por lo que, dependiendo de la profundidad y la distancia a la fuente de aporte, se observan cambios en el contenido de MO tanto de manera vertical como lateral.

Para comprender los cambios verticales, es importante recordar que los ambientes marinos incluyen tres condiciones fisiográficas para la acumulación significativa de los sedimentos y de la materia orgánica por lo que Passey en el 2010 describe los 3 principales ambientes de depósito de un *shale* marino:

1. Márgenes de plataforma construccional.

El contenido de carbón orgánico, generalmente se incrementa sobre las capas correspondientes a la superficie de máxima inundación y conforme el tirante de agua es más somero decrece este contenido de carbón gradualmente. Como los sedimentos se dispersan en la línea de costa, el espesor de los sedimentos hacia la cuenca decrece de manera uniforme, pero se presenta un incremento en el contenido de materia orgánica.

2. Rampa de plataforma.

La parasecuencia en este ambiente, es más potente hacia la línea de costa, la distribución de la MO difiere significativamente con el tipo y la cantidad de MO, el máximo contenido de carbón orgánico ocurre en la base de los sistemas transgresivos y decrece hacia el nivel de máxima inundación.

3. Talud continental y cuenca profunda.

El talud continental y la cuenca profunda presentan diferentes relieves, la dispersión de los sedimentos es dominada por flujos gravitacionales, como son las turbiditas, el tipo de organismos que precipitan son pelágicos y hemipelágicos.

La batimetría, los patrones de circulación y los flujos de gravedad, controlan fuertemente la distribución de los sedimentos de grano fino y el contenido de la materia orgánica.

Con respecto a los cambios laterales, ocurren en función a la proximidad de los puntos de aporte.

1. Área proximal

Las parasecuencias en esta zona, presentan espesores que oscilan entre 1 a 10 m y un patrón estrato creciente, las arenas representan el tamaño máximo de la granulometría observada, el tamaño de grano y porcentaje de las arenas se incrementa por la influencia de corrientes pluviales, la cima se caracteriza por un

incremento en el contenido de esqueletos, presencia de bioturbación y gran abundancia de radiolarios y el contenido de carbón orgánico disminuye.

En la parte superior de la parasecuencia, se llegan a precipitar calizas arcillosas, las cuales presentan mayor bioturbación en dirección horizontal con respecto a la vertical.

2. Área distal

En las regiones distales las parasecuencias son significativamente delgadas, con mayor contenido de arcillas y limos de tonalidades oscuras, depositándose en forma de láminas y estratos finos, se pueden presentar estratos delgados de arenas, los cuales sólo alcanzan algunos centímetros de espesor, pero no representan más del 2% de toda la sección. Una parasecuencia típica distal inicia con una base de estratos paralelos de lutitas, generalmente de color gris oscuro, con pocos milímetros de espesor y escasos restos de esqueletos fosfáticos y microfósiles, estratos que van incrementando su espesor de manera gradual, al llegar a la cima de la parasecuencia, se presenta una intercalación con calizas tipo mudstone y calizas arcillosas.

2.2 Propiedades físicas y químicas

Ambrose(2010) describe que un *shale* está constituido por una matriz, la cual involucra una fase orgánica, una fase inorgánica (minerales arcillosos y minerales clásticos), agua asociada a las arcillas y poros que alojan fluidos (**Figura 2.1**).

2.2.1 Contenido mineralógico

Caineng et. al. (2013) presentó un histograma del contenido clástico de los diferentes *shale* en Norte América (**Figura 2.2**), en estos histogramas se observa que tres grupos minerales (cuarzo, feldespatos y calcita) representan más del 50% del volumen total de la roca, mientras que los minerales arcillosos (caolinita, clorita, montmorillonita, illita), óxidos e

hidróxidos de hierro, magnesio, aluminio, así como sulfuros, sulfatos y algunos fosfatos que pueden representar el otro 50% de volumen.

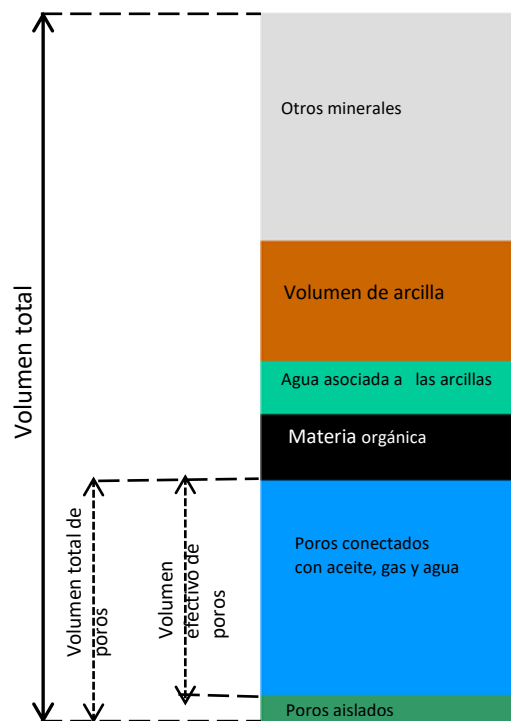


Figura 2.1. Composición en volumen de un *shale* tomado de (Ambrose, 2010).

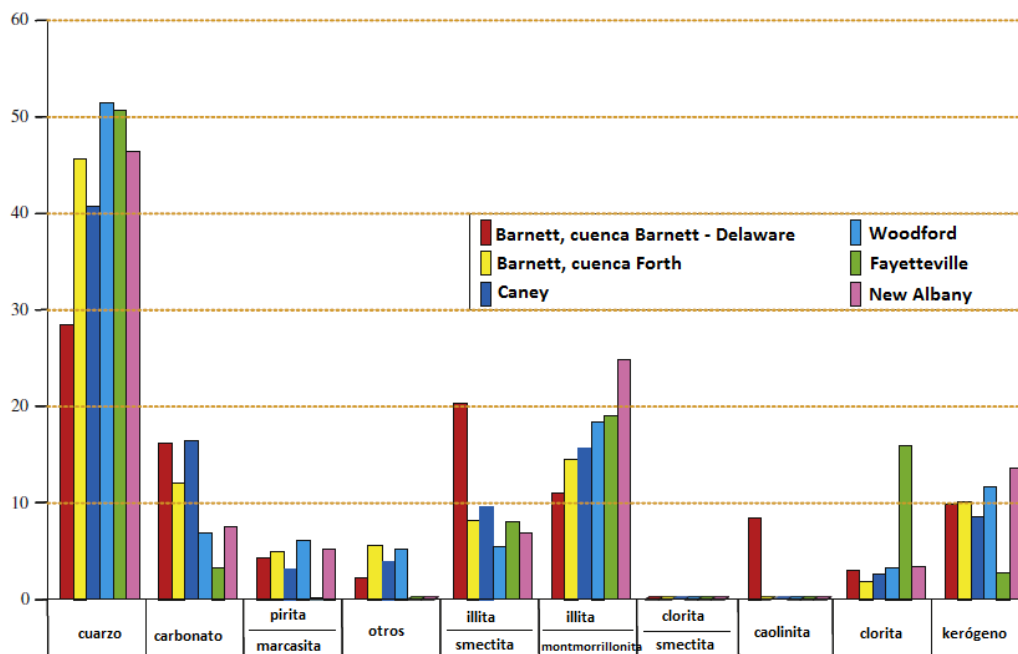


Figura 2.2. Composición mineralógica de algunos shale gas en USA (Caineng, 2013).

De manera general, los *shale* depositados en ambientes marinos, presentan menor contenido de arcilla y un alto contenido de cuarzo, feldespatos y carbonatos, mientras que los shale depositados en ambientes continentales y transicionales, poseen un alto porcentaje de arcillas (Heinrich, 1960).

En función del contenido mineralógico, es posible estimar una respuesta favorable a la estimulación por fracturamiento hidráulico (Passey et al 2010). Esta estimación es conocida como Índice de Fragilidad Mineral (*MBI* por sus siglas en inglés), donde el límite inferior deseable es del 70% (**Ecuación 2.1**).

$$MBI = \frac{(WQFM+WCAR)}{WCAR+WQFM+WCLA+COT} \quad ec.2.1$$

Donde

WQFM = contenido de cuarzo + feldespatos + micas

WCAR = contenido de carbonatos

WCLA = contenido de arcillas

COT = Carbono Orgánico Total

El contenido de cuarzo incluye el cuarzo recristalizado, biogénico, silicio, opalino, detrítico y como cementante proveniente de las arcillas.

2.2.2 Porosidad

Los poros que se presentan en los *shale* pueden estar asociados a los limos, minerales arcillosos y a la materia orgánica, esta porosidad intrapartícula es del orden de nanómetros. Como lo expresan varios autores (Clarkson, Jensen, & Chipperfield, 2012) (Lucy T., Loucks, Zhang, Ruppel, & Shao, 2016), los tamaños de poro que se presentan en los yacimientos de *shale gas* son: microporos ($62.5 \mu\text{m} > \Phi > 1 \mu\text{m}$), nanoporos ($1 \mu\text{m} > \Phi > 1 \text{nm}$) y picoporos ($1 \text{nm} > \Phi$) (**Figura 2.3**).

Picoporo < 1 nm	Nanoporo < 1 μm	Microporo < 62.5 μm	Mesoporo < 4mm	Macroporo 256 mm
---------------------------	---------------------------	-------------------------------	--------------------------	----------------------------

Figura 2.3. Clasificación de poros en función de su diámetro (Loucks, Reed, Ruppel, & Hammes, 2012)

La porosidad en las lutitas es resultado de la interacción de varios factores naturales como son: la edad geológica, litología y velocidad de sepultamiento, profundidad y espesor.

2.2.2.1 Estimación teórica

La fórmula de Dobrynin de 1970 (**Ecuación 2.2**), permite la evaluación cuantitativa del papel que juegan varios factores en la formación de la porosidad de las arcillas, con excepción de la profundidad de sepultamiento, todos los demás factores citados en párrafos anteriores se incluyen en el coeficiente de compactación irreversible (β).

$$\phi = \phi_0 \exp [-0.014 \beta_c D] \quad ec.2.2$$

Donde

ϕ = Porosidad.

ϕ_0 = porosidad inicial.

D = Profundidad de sepultamiento en m.

β_c = Coeficiente de compactación irreversible.

Dzenvanshir et al (1986), con el fin de determinar la porosidad actual de un *shale*, desarrollaron una serie de ecuaciones, en las que se involucran las variables de profundidad y edad geológica (**Ecuaciones 2.3 y 2.4**).

$$\beta_c = (26.61 \log A_t - 8.42) * 10^{-3} \quad ec.2.3$$

$$\beta_c = (14.0 - 166.6 \log R) * 10^{-3} \quad ec.2.4$$

Donde

β_c = Coeficiente de compactación irreversible.

A_t = Edad en millones de años.

R = Relación espesor neto a bruto.

La ecuación 2.5, resulta de la unificación de las **Ecuaciones** 2.3 y 2.4 en la **Ecuación** 2.2.

$$\phi = \phi_0 \exp [-0.014(13.3 \log A_t - 83.25 \log R + 2.79) * 10^{-3} D] \quad ec.2.5$$

Al considerar que la porosidad está en función del tiempo y profundidad de sepultamiento, *Djavanshir y Buryakovskiy* (1975), desarrollaron un nomograma (**Figura** 2.4), que permite calcular de manera gráfica la porosidad actual de un *shale*.

La porosidad en las lutitas oscila entre 4% y 6.5%, pero si la roca presenta fracturas o zonas con fallas abiertas, pueden presentar porosidades del 10%.

Un cambio en la sedimentación o en las condiciones de depositación, pueden causar que la porosidad en una porción del yacimiento sea muy heterogénea, en tal caso, el promedio ponderado del espesor, ponderado del área o la porosidad promedio ponderada del volumen, son usados para caracterizar la porosidad promedio del yacimiento (Tarek, 2006), matemáticamente las expresiones utilizadas para cada una de los promedios mencionados se presentan en las **Ecuaciones** 2.6, 2.7, 2.8 y 2.9.

$$\text{Promedio aritmético } \phi = \frac{\sum \phi^i}{n} \quad ec.2.6$$

Promedio ponderado al espesor $\phi = \frac{k \sum \phi_i h_i}{\sum h_i}$ ec.2.7

Promedio ponderado al área $\phi = \frac{k \sum \phi_i A_i}{\sum A_i}$ ec.2.8

Promedio ponderado al volumen $\phi = \frac{k \sum \phi_i A_i h_i}{\sum A_i h_i}$ ec.2.9

Donde

n= Número total de datos

h_i = Espesor del yacimiento

ϕ_i = Porosidad

A_i = Área del yacimiento

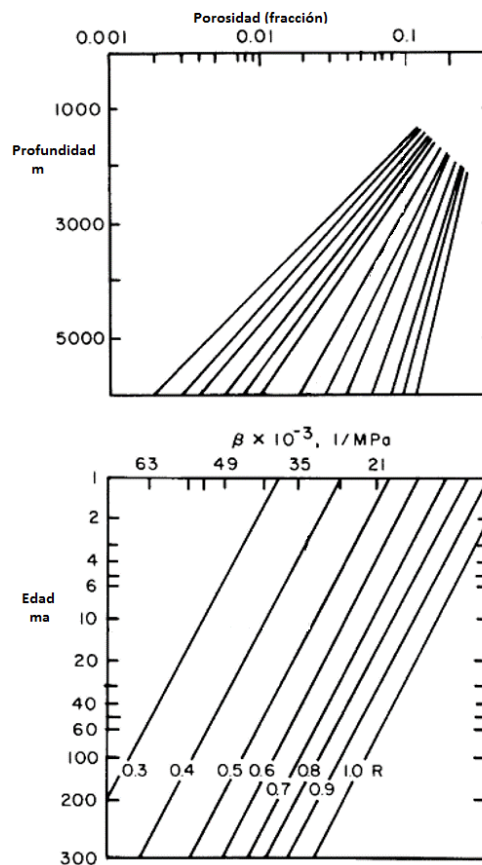


Figura 2.4. Nomograma para determinar la porosidad a una profundidad particular con relación a la litología y la edad de un shale (Buryakovskiy, & Chilingarian, 1986).

2.2.2.2 Estimación en el laboratorio

En un laboratorio la porosidad se determina usando un picnómetro de helio, en el cual se introducen fragmentos de muestra con tamaño equivalente a las arcillas para medir su volumen.

Se suele reportar una porosidad total (antes de sumergir la muestra en Helio) y porosidad efectiva (porosidad de la muestra inmersa en Helio) (Clarkson, 2012).

En el caso de un *shale gas*, la porosidad disponible para el fluido in situ es caracterizada por la **Ecuación 2.10**.

$$\Phi S_g = (V_v / V_b) (V_g / V_v) = V_g / V_b \quad ec.210$$

Donde

ΦS_g = Porosidad para almacenar gas

V_v = Volumen de poro

V_b = Volumen muestra

V_g = Volumen de grano

V_b se determina por desplazamiento de mercurio en el núcleo

V_g se determina en el núcleo triturado con un porosímetro de Helio

2.2.2.3 Porosidad asociada a la MO

La génesis de los poros en la MO es el resultado de un proceso de madurez térmica. *Passey et al. (2010)*, observaron que las partículas de kerógeno contienen una porosidad secundaria que alcanza hasta un 50% del volumen de la materia orgánica, esta porosidad orgánica presenta tamaño nanométrico.

Cuando el contenido de la materia orgánica es alto, la porosidad asociada a ésta puede proporcionar una permeabilidad a la matriz y permitir el movimiento de los hidrocarburos,

a través de una serie de redes interconectadas, cuya distribución sería paralela a las capas estructurales del shale (Slatt & O'Brien, 2011).

En rocas térmicamente maduras y sobremaduras con alto contenido de MO, los poros desarrollados en la materia orgánica pueden contener gas asociado y la mayor parte del gas libre.

2.2.3 Permeabilidad

La permeabilidad vertical en un *shale* puede variar de 0.001 a 0.0000001md, está en función de la porosidad efectiva, saturación de agua y mineralogía.

Se puede calcular la variación de la permeabilidad en un yacimiento, un método puede ser el índice de variación de permeabilidad de Dykstra – Parsons (**Ecuación 2.11**), el cual es una medida estadística de la no-uniformidad de un conjunto de datos, pero puede ser extrapolada a otras propiedades como lo indica Maschio (2003).

$$V = \frac{k_{50} - k_{84.1}}{k_{50}} \quad \text{ec. 2.11}$$

Donde

V = Índice de variación

k_{50} = Valor correspondiente al percentil 50

$k_{84.1}$ = Valor correspondiente al percentil 84.1

Los pasos principales que se sugieren para calcular este índice de heterogeneidad son los siguientes:

- (i) Organizar los datos en orden decreciente.
- (ii) Calcular para cada valor el porcentaje de valores de probabilidad acumulada expresada en %.

- (iii) Graficar los datos del paso anterior en papel de probabilidad logarítmica. Donde se traza el valor en el eje de las ordenadas mientras la probabilidad acumulada en el eje de las abscisas.
- (iv) Ajustar los datos a una línea recta y obtener los valores de P 50% y P 84.1%, (v)
- (v) Calcular el índice de heterogeneidad utilizando la **Ecuación 2.11**.

Las formaciones ricas en minerales arcillosos y materia orgánica como son las lutitas, a pesar de mantener cientos de metros de espesor casi de manera homogénea, la variabilidad en la riqueza orgánica puede ocurrir de manera vertical en distancias relativamente cortas, pudiendo ser inclusive menores a 1 metro de distancia vertical (Passey 2010).

La heterogeneidad vertical está relacionada directamente con las condiciones geológicas y bióticas, ya que el depósito de los sedimentos finos se realiza de manera lenta en aguas tranquilas con su subsecuente compactación y litificación, lo que puede representar que 1m de espesor pueda equivaler a miles o millones de años, donde los patrones de depósito comúnmente se repiten.

La permeabilidad del yacimiento puede ser estimada mediante pruebas de inyección de nitrógeno y el subsiguiente análisis de caída de presión, estas pruebas proporcionan la permeabilidad del sistema y toman en cuenta no sólo la permeabilidad de la matriz sino también la influencia de las fracturas naturales (Passey 2010).

2.2.4 Contenido de Materia Orgánica (MO)

La acumulación de la Materia Orgánica en ambientes marinos, está controlada por 3 variables fundamentales (Passey et al., 2010):

1. La tasa de producción de la MO, que está en función de la mezcla de aguas, surgencias, afluencia de ríos, evaporación, nivel fótico, aporte de nutrientes y características químicas de la columna de agua.

La producción de la MO rara vez es suficiente por sí misma para generar acumulaciones orgánicas, porque las tasas de producción en ambos casos ya sean muy bajas o altas son perjudiciales para la acumulación de MO; con tasas muy bajas no se puede conservar por la presencia de organismos consumidores, tasas muy altas conducen a una disolución significativa por material biogénico, que posee bajo contenido de hidrógeno, como son conchas, espículas y huesos.

2. La tasa de destrucción, está controlada por el número de organismos de la población consumidora, velocidad de oxidación y de sepultamiento.

La destrucción de la materia orgánica se produce a través de la ingestión de otros organismos y la oxidación.

En un ambiente marino, la mayor parte de la materia orgánica se consume dentro de la zona fótica, menos del 10% de la MO se encuentra a más de 50 a 100 metros de profundidad en el tirante de agua, ya que la mayor parte de la materia orgánica que alcanza el fondo del mar es consumida por metazoarios y por microbios en los primeros decímetros de la columna de sedimentos.

3. Disolución, se encuentra en función de la velocidad de suministro de clastos, suministro de biogénicos y sustancias químicas en la cuenca de depósito; la disolución de la materia orgánica por parte de los materiales que no son ricos en hidrógeno es el control predominante en acumulaciones significativas de materia orgánica, porque tiene la más amplia gama de acumulación de masa y variación en el tamaño de grano.

La disolución se puede llevar a cabo por material clástico, biogénico o ambos.

Por lo que, en un área, el enriquecimiento de la MO ocurre cuando la producción de la Materia Orgánica es máxima, los procesos de destrucción son mínimos y la disolución por clastos o material biogénico es poca.

$$\text{Enriquecimiento de MO} = \text{Producción} - (\text{destrucción} + \text{disolución}).$$

2.2.4.1 Carbono Orgánico Total (COT)

La cantidad de materia orgánica presente se determina por combustión y se mide como el contenido de Carbono Orgánico Total (COT).

El procedimiento para su medición es el de eliminar los carbonatos asociado a los minerales en la muestra con ayuda de ácido clorhídrico, el residuo que representa el carbono orgánico se introduce para su combustión, en el analizador tipo LECO[®], donde todo el carbono se convierte a dióxido de carbono, que queda atrapado en el instrumento y se libera en un detector, la cantidad de dióxido de carbono medida es proporcional al contenido de Carbono Orgánico Total (COT).

2.2.4.2 Pirólisis (Rock-Eval)

Por medio del proceso de pirólisis, se liberan compuestos orgánicos a partir del calentamiento de esta materia orgánica, proporcionando información sobre el tipo de materia orgánica y madurez térmica alcanzada.

Para llevar a cabo este método, es necesario contar con 50 a 100 mg de muestra, la cual se calienta inicialmente a una temperatura de 300°C, misma que se mantiene constante durante tres minutos, posteriormente se incrementa la temperatura en 25°C por minuto, hasta un máximo de 600°C, los hidrocarburos reportados son S1, S2, S3 (mg HC/g) y Tmax (°C), donde S1 representa los hidrocarburos libres, S2 los hidrocarburos remanentes o potenciales, S3 es el CO₂ generado por descomposición térmica y Tmax es la temperatura de madurez térmica (F. Langford, 1990).

2.2.4.3 Índice de Hidrógeno vs. Índice de Oxígeno (IH / IO)

De los resultados del proceso de pirólisis, se calculan dos índices para caracterizar el tipo de kerógeno y la maduración térmica: Índice de hidrógeno (IH) e índice de oxígeno (IO).

El índice de hidrógeno es el contenido de hidrógeno normalizado y por lo general, disminuye al aumentar la madurez térmica. El IO es el contenido de oxígeno normalizado y también, disminuye al aumentar la madurez térmica.

Para determinar el tipo y la madurez térmica, del kerógeno presente en la muestra, los datos de IH e IO, se grafican en un diagrama de Van Krevelen, tal como se ilustra en la **Figura 2.5**.

Al aumentar la madurez térmica de manera considerable, no se puede determinar la fuente de la materia orgánica, ya que todo se combina en la categoría del Tipo IV (F. Langford, 1990).

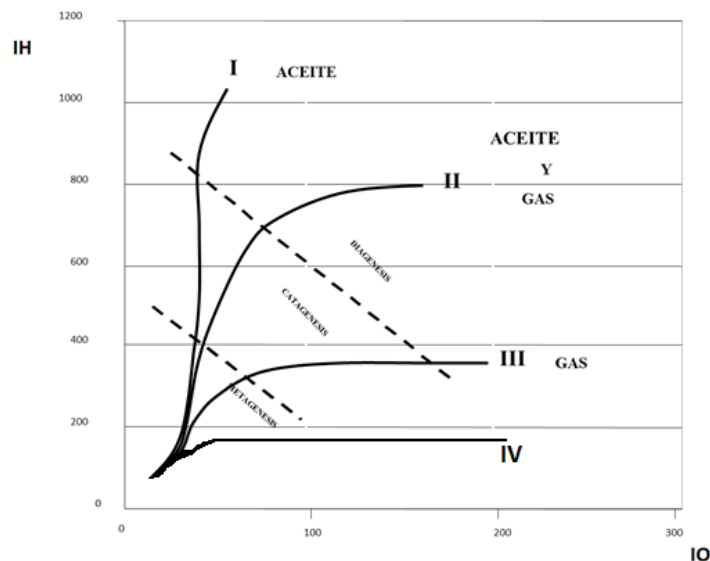


Figura 2.5. Diagrama van Krevelen para clasificar el tipo de materia orgánica y su evolución.

2.2.5 Gas libre y adsorbido

La ocurrencia de gas en un *shale* incluye gas libre, gas adsorbido y gas disuelto, con predominio de gas adsorbido y gas libre (**Figura 2.6**).

Gas libre

El gas libre en un *shale* es similar al gas de los yacimientos convencionales, mientras que el gas adsorbido, está constituido principalmente por metano.

El cálculo de gas libre in-situ (GIP por sus siglas en inglés), para un área dada (acre, milla), está dado tanto por la extensión y por las características de presión, temperatura, gas contenido en los poros y el espesor neto de los estratos con riqueza orgánica (EIA, 2013).

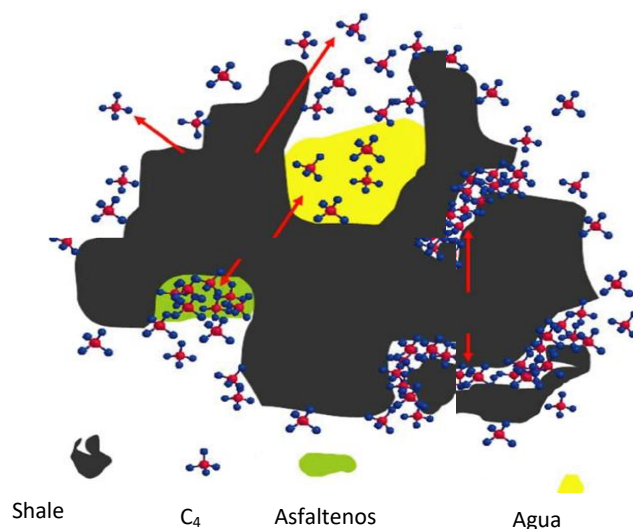


Figura 2.6. Esquema idealizado de la distribución del aceite y gas en un yacimiento no convencional (*shale*), tomado de *Caineng* (2013)

Para calcular el gas in-situ [GIP/acre] se utiliza la **Ecuación 2.12**.

$$GIP = \frac{640 * A * h * \emptyset * S_g}{B_g} \quad [\text{MMMpc} / \text{mi}^2] \quad \text{ec.2.12}$$

Donde

A = Área en acres (43,650 ft² /acre o 640 acres/milla²)

h = Espesor neto en metros

\emptyset = Porosidad en porciento

S_g = Saturación de gas (S_g = 1 – S_w)

B_g = Factor de volumen de gas

El porcentaje de gas adsorbido en los *shale gas* de Estados Unidos (**Figura 2.7**), varía entre el 20% y el 70% de volumen total de gas y un porcentaje de recuperación del 12% al 35% (Caineng,2013).

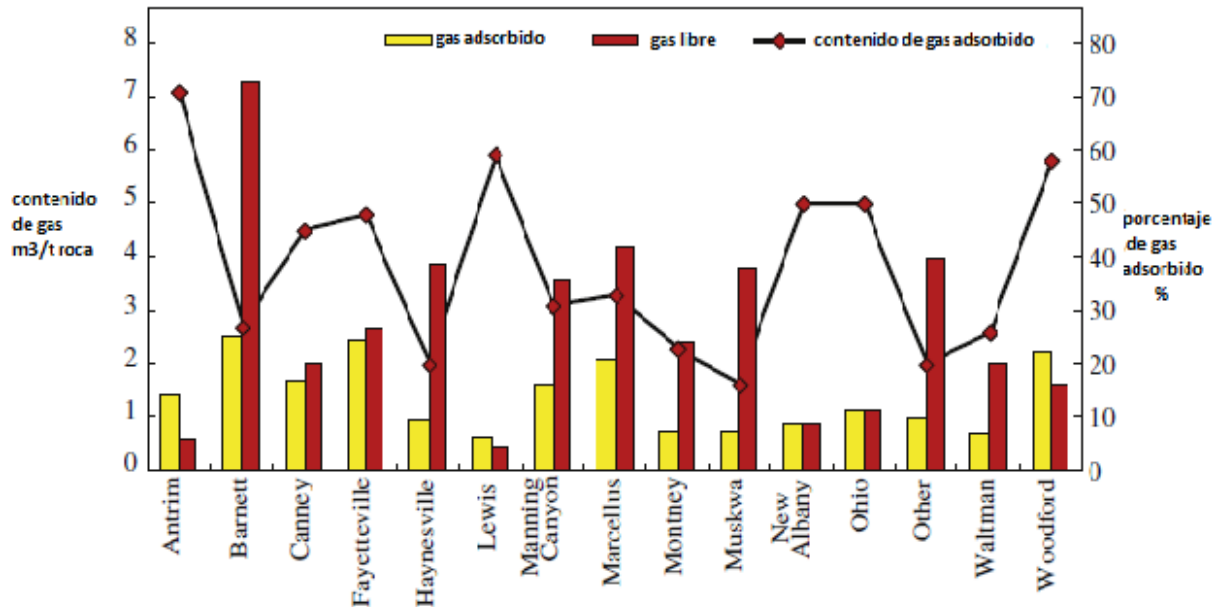


Figura 2.7. Gráfica que representa el porcentaje de gas adsorbido contra el gas libre en diferentes *shale* de EUA (Fuente Caineng 2013).

El gas adsorbido, se estima con ayuda de las isothermas de Langmuir, las cuales utilizan datos de COT y madurez térmica, con un método de regresión se calcula el volumen y presión del yacimiento (VL y PL respectivamente) y se aplica a la **Ecuación 2.13**.

$$G_c = \frac{(V_L * P)}{(P_L + P)} \quad ec. 2.13$$

Donde

G_c = Gas contenido (gas adsorbido)

V_L = Volumen de Langmuir

PL = Presión de Langmuir

P = Presión original del yacimiento

El volumen de Langmuir es función de la riqueza orgánica y madurez térmica, mientras que la presión de Langmuir es función del gas liberado conforme disminuye la presión.

El contenido de gas se mide en ft³/t, mientras que la concentración de gases se expresa como: [GIP adsorbido / mi²].

Finalmente, el gas libre y adsorbido se combina para estimar la concentración del recurso, expresado en MMMpc /mi² (EIA, 2013) (**Ecuación 2.14**).

$$\text{Recurso} = \text{gas libre} + \text{gas adsorbido} [\text{MMMpc} / \text{mi}^2] \quad \text{ec.2.14}$$

La estimación de los recursos técnicamente recuperables, se establece multiplicando el riesgo de GIP, por un factor de recuperación, que incorpora un número de entrada de datos geológicos de la cuenca, de datos de yacimientos análogos en la cuenca, y la composición mineralógica; se debe de considerar la información que puede impactar en la productividad, como es la presencia o ausencia de microfracturas naturales, fallas profundas en posición desfavorables, estados de esfuerzos y la sobrepresión (EIA, 2013).

En el caso del gas en un yacimiento no convencional, se consideran tres factores de recuperación los cuales se muestran en la **Tabla 2.1**.

Un factor del 30% se puede dar en casos excepcionales y del 10% en casos de severa sobrepresión y complejidad geológica.

Tabla 2.1. Factor de recuperación vs. Mineralogía para la estimación de gas en un *shale* modificado de EIA, 2013.

Recuperación	Contenido de arcilla	Complejidad geológica	Sobrepresión y contenido de gas	Factor
Favorable	Bajo	Baja	Alto	25%
Promedio	Medio	Moderada	Promedio	20%
Baja	Alto	Moderada	Debajo del promedio	15%

Tabla 2.1. Factor de recuperación vs. Mineralogía para la estimación de gas en un *shale* modificado de EIA, 2013.

En la producción, el gas debe de migrar desde la matriz que posee baja permeabilidad a las fracturas naturales o inducidas y posteriormente desplazarse a la matriz con alta permeabilidad.

Durante la producción de gas existen tres etapas principales (Caineng, 2013):

- a) La producción de gas inicial está dominada por el agotamiento de gas desde la red de fracturas. Esta forma de producción declina rápidamente.
- b) Después se estabiliza la producción, siendo el gas almacenado en la matriz el que se produce.
- c) Seguido del agotamiento de producción por la liberación de gas de la matriz, inicia la producción del gas adsorbido, debido al descenso de la presión del yacimiento, la tasa de producción depende de que haya una caída significativa en la presión del yacimiento.

2.3 Clasificación

La composición general de un yacimiento de *shale gas* es una coexistencia de minerales (illita, esmectita, caolinita, cuarzo, calcita, dolomita, feldespatos, apatita y pirita) y materia orgánica (torbonita y lamosita).

2.3.1 Clasificación mineralógica

Una de las clasificaciones utilizadas para las rocas de grano fino (*shale*) es la propuesta por Gamero H. (2013), la cual con ayuda de un sistema ternario (sCore), propone 16 litofacies, los vértices representan en peso el 100% de arcilla (WCLA), 100% de carbonatos (WCAR) y el 100% de la sumatoria del cuarzo + feldespatos + micas (WQFM), como se observa en la **Figura 2.8**.

Los colores identifican 3 grupos principales:

- 1.- Color pardo, asocia las rocas argiláceas, con contenido mayor al 50% de arcillas.
- 2.- Color azul corresponde a rocas con más del 50% de carbonatos en su composición.
- 3.- Color amarillo, carbonatos silíceos, que poseen más del 50% de sílice en su composición.

En la traducción realizada por Sullivan (2014), utiliza el término de fangolita, para incluir a las lutitas y a las areniscas de grano fino y muy fino (**Figura 2.9**), conforme a la predominancia de arcillas, sílice o carbonatos.

Em ambos diagramas se puede observar que, los minerales esenciales para la clasificación de un *shale* son las arcillas, los carbonatos y la sumatoria de cuarzo + feldespatos + micas (QFM).

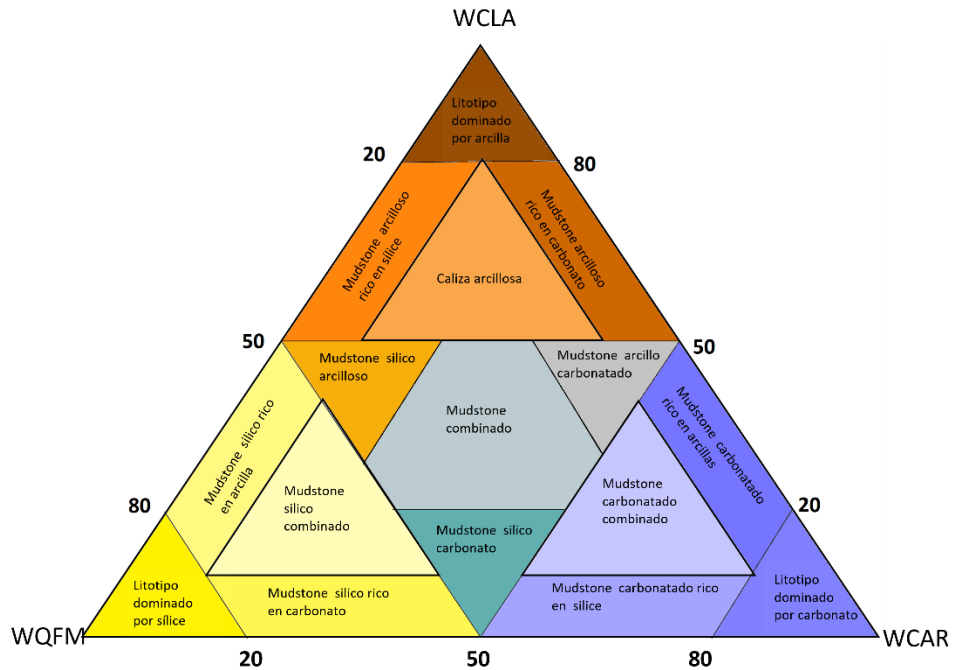


Figura 2.8. Diagrama ternario para la clasificación de rocas de grano fino (Sullivan Glaser 2014). [peso en 100% de arcilla (WCLA), carbonatos (WCAR) y cuarzo + feldspatos + micas (WQFM)]. (Modificado de Sullivan 2014)

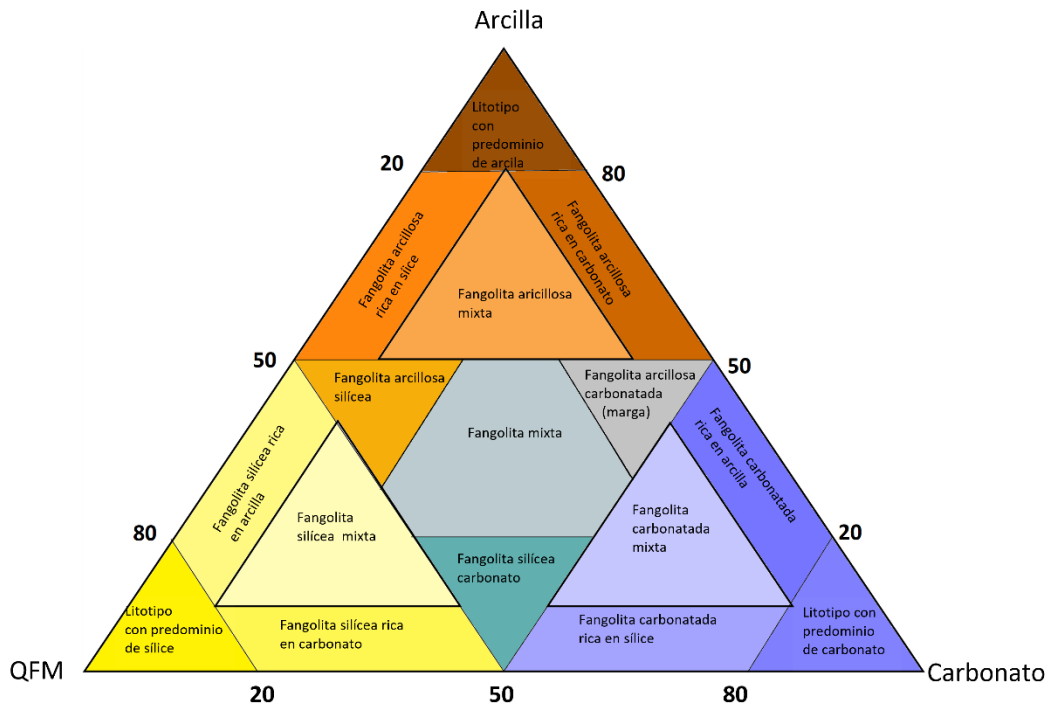


Figura 2.9. Diagrama ternario sCore para la clasificación de fangolitas (Diagrama traducido de Sullivan 2014)

2.3.2 Clasificación geoquímica

La clasificación geoquímica de un *shale* se basa en el tipo de materia orgánica y el tipo de kerógeno presente Macauley & Snowdon (1985).

Rodriguez A. & Ottone (2003), proponen cuatro tipos de *shale*:

1) Torbonita

La MO orgánica sapropélica predomina (torbonita), contiene telalgenita, derivada de algas relacionada al género *Botryococcus*, la mayor parte de la torbonita está restringida geográficamente cerca o rodeando a los cinturones de carbón, ocurre en cuerpos lenticulares, presenta macerales secundarios como la vitrinita e inertinita, el contenido mineral de manera común es el cuarzo y las arcillas.

2) Lamosita

La lamalginita es el maceral dominante, puede contener abundante presencia de esporinita y en menor grado telalginita, así como escasa inertinita y vitrinita.

La lamalginita se asocia a un ambiente lacustre o de solución salina, puede aparecer en facies de mareas.

3) Mixto

Los coccolitoforidos, son la fuente primaria del kerógeno.

Las condiciones marinas someras de este tipo de *shale* están indicadas por la presencia de restos de peces y pelecípodos, mientras que la presencia de foraminíferos planctónicos indica condiciones de mar abierto.

La calcita es abundante y ocurre comúnmente en calizas arcillosas.

4) Amorfo / Sapropélico

Constituido por MO sobremadura o retrabajada, la cual es el constituyente principal del kerógeno tipo II presente, esta MO ha sido depositada en un ambiente marino.

En la **Tabla 2.2**, se presentan las características de los 4 tipos de *shale* en función del contenido de la MO y tipo de kerógeno.

Tabla 2.2. Características de la materia orgánica observada en un shale y su ambiente de depósito (Macauley & Snowdon, 1985).

Shale	Continental		Marino	
	Torbonita	Lamosita	Mixto	Amorfo Spropélico
Kerógeno dominante	I	I	II	III
Kerógeno secundario	III		I, III	
Maceral	Telalgenita	Lamanlginita	Amorfo	Amorfo Spropélico
Componentes no algáceos	Vitrinita Inertinita Esporinita	Esporinita	Humus Vitrinita Esporinita	
Ambiente sedimentario	Palustre	Lacustre	Marino	Marino

2.4 Lutitas asociadas a un shale gas

Las lutitas ricas en contenido de materia orgánica que incluyen las lutitas negras y las lutitas orgánicas, son el tipo más importante para la formación de un shale (Caineng, 2013).

Las lutitas negras que presentan organismos fósiles, pirita y siderita, se desarrollan principalmente en ambientes sedimentarios pobres en oxígeno y ricos en H₂S, como suelen ser las bahías cerradas, cuencas internas (*lagoon*), lagos profundos, pantanos y plataformas profundas, están distribuidas de manera continua en zonas de depresión o en el talud, adicionalmente es común que este tipo de lutitas presenten una estructura laminada (Caineng, 2013).

Las lutitas negras marinas ocurren principalmente en depósitos de plataforma dominados por el depósito de lutitas de facies profundas, donde se puede encontrar abundante materia orgánica (COT > 10%), fósiles pertenecientes al plancton (*Graptolita*) y pirita autógena (Caineng, 2013).

Las lutitas calcáreas se asocian a ambientes lagunares y marismas, presentan restos de plantas superiores, ostrácodos, esporas, polen, infiriéndole un contenido de MO entre el 2% al 3%; comúnmente están asociadas a sucesiones con lutitas carbonosas, ya que se pueden encontrar en la base, cima o en los estratos intermedios (Caineng, 2013).

Puede existir una combinación del tipo de lutitas en un área, por ejemplo en China las lutitas marinas son principalmente lutitas silíceas, lutitas negras, lutitas calcáreas y lutitas arenosas, presentan una laminación bien desarrollada con granos de silicio redondeados por erosión e intemperismo; por su parte las lutitas depositadas en ambientes transicionales son principalmente lutitas arenosas y lutitas orgánicas, mientras que las lutitas en facies lagunares presentan una marcada laminación (Caineng , 2013).

2.5 Valores característicos de un shale

Diferentes autores han considerado que un *shale* presenta valores de porosidad y permeabilidad baja, donde la porosidad oscila entre el 4% al 6.5% y la permeabilidad, sin tomar en cuenta el fracturamiento en la matriz, es menor a $1 \times 10^{-9} \mu m$. Si la roca presenta fracturas o zona con fallas abiertas, puede presentar porosidades de 10% y un incremento en la permeabilidad de hasta $2 \times 10^{-9} \mu m$. Como referencia las areniscas de yacimientos convencionales la porosidad es por lo regular 400 veces más que los que presenta un *shale*.

Las características físicas y químicas de los *shale gas* están en función del ambiente de depósito y los procesos diagenéticos a los que estuvieron sometidos. No obstante, se han definido las características mínimas que deben poseer estos yacimientos para ser considerados como rentables (Caineng , 2013). Estas características incluyen la cantidad de Carbono Orgánico Total (COT), que debe ser mayor a 2%, el índice de fragilidad mineral mayor al 40%, espesor efectivo entre 30 m y 50 m (30 m cuando el yacimiento es continuo y de 50 m cuando el espesor es acumulativo en desarrollos no continuos, o sí el contenido de COT es menor a 2%, pero se encuentran en la ventana de generación de gas termogénico), porosidad mayor a 2% y una permeabilidad de 0.0001×10^{-3} Darcy (Caineng, 2013), estas características se resumen en la **Tabla 2.3**.

Tabla 2.3. Resumen de las principales características de un *Shale Gas* (Caineng , 2013).

Resumen de las principales características de un shale gas		
Características Geológicas	<p>Integración de la roca generadora con el almacén, acumulación temprana y continua en el yacimiento, el sello no es claro con los límites del yacimiento, la acumulación del gas se almacena en los nanoporos, el gas se presenta como adsorbido y libre</p> <p>El yacimiento no está controlado por una estructura, se distribuye en una amplia zona y de manera continua, el gas proviene de la misma roca generadora, el potencial de recursos es grande con áreas centrales denominadas “puntos dulces”</p>	<p>1.- COT > 2%</p> <p>2. Índice de Fragilidad Mineral > 40%</p> <p>3. Contenido de arcillas < 30%</p>
Características en el desarrollo	Bajo ciclo de producción de los pozos individuales y ciclo largo de producción del campo, no hay producción o poca producción de agua, baja tasa de recuperación	El desarrollo eficaz requiere pozos horizontales, varias etapas de fracturamiento para implementar el tratamiento y estimulación del yacimiento.

En resumen, los yacimientos de *shale gas* que pueden considerarse con valor económico aceptable deben de poseer al menos las siguientes características.

1. Depósitos continuos con capas de espesores grandes y con alto contenido de MO. (espesor de 30 a 50 m; COT >2%; madurez térmica (Ro) >1.1%).
2. Una región central rica en gas existente en el *shale*.
3. Porosidad aproximada de 2%.
4. Distribución considerablemente homogénea del área.

2.6 Distribución espacial

Para inferir la distribución espacial de una Formación geológica, se puede utilizar la geostatística ya que ésta representa la continuidad espacial de los datos duros con los que se cuenta.

El concepto de continuidad espacial sugiere que los datos cercanos entre si son más propensos a ser similares que los datos más alejados.

Existen varios métodos de interpolación y extrapolación convencionales que pueden ser aplicados a valores regionalizados en diferentes localizaciones. Muchos de estos métodos usan la siguiente expresión generalizada de la variabilidad (**Ecuaciones 2.15 y 2.16**):

$$Z^*(x) = \sum_{i=1}^n \lambda_i Z(x_i) \quad \text{ec.2.15}$$

$$\sum_{i=1}^R \lambda_i = 1. \quad \text{ec.2.16}$$

Donde

$Z^*(x)$ = Estimado de la variable regionalizada a la posición x_i

$Z(x_i)$ = Valor medido de la variable regionalizada a la posición x_i

λ_i = Factor de ponderación

n = Número de datos de puntos cercanos

La geoestadística, involucra interpolar datos de puntos conocidos (por ejemplo, COT, porosidad, etc.), comúnmente llamados variables regionalizadas y extrapola más allá de estos valores conocidos. Toma en cuenta la estimación de la precisión en un punto dado (λ_i), a comparación de otros métodos de interpolación, que no ubican espacialmente la variable regionalizada, por lo que es uno de los mejores métodos para representar la continuidad espacial de la variable en cuestión a través de un mapa.

La geoestadística incluye 3 principales etapas (Díaz, 2002) (**Figura 2.10**):

1.- Análisis exploratorio de datos, en el que mediante mediante herramientas estadísticas simples, se analiza la cantidad, la calidad y la ubicación de los datos disponibles, así como observar si el comportamiento de los datos experimenta algún cambio en cuanto a su valor promedio, su dispersión o su continuidad, así como detectar los datos atípicos.

2. - El análisis estructural, que se realiza a través de un variograma permite analizar el comportamiento espacial de una variable sobre un área definida que refleja la distancia máxima y la forma en que un punto tiene influencia sobre otro punto a diferentes distancias.
3. - Interpolación (predicciones), Generalmente se utiliza el método de kriging, El método de kriging consiste en una familia de algoritmos de regresión mediante mínimos cuadrados, mediante el cual se intenta dar la mejor estimación lineal de valores (puntos) y que presenten la mínima varianza.

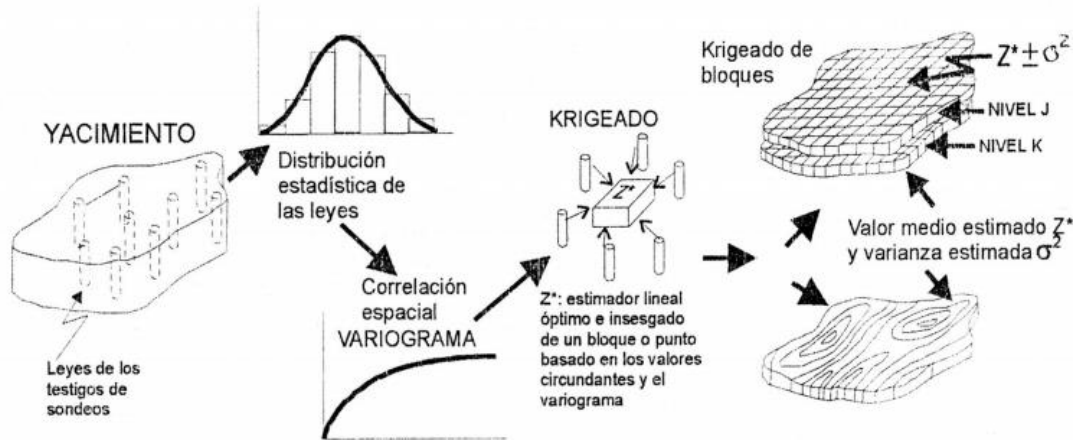


Figura 2.10. Etapas de la geoestadística (apuntes inéditos de la Universidad de Nuevo León).

2.7 Perforación

En los *shale*, el horizonte (estrato) objetivo suele ser delgado, motivo por el cual no puede ser explotado a través de un pozo vertical, pero una perforación horizontal puede seguir de manera paralela dicho horizonte por cientos de metros y por medio de un fracturamiento hidráulico, se puede lograr la conexión de varios sitios del yacimiento, con el fin de lograr una producción económicamente aceptable.

Con el análisis de la información sísmica, las características petrofísicas de la formación y el análisis nodal de la producción, se definen los objetivos tridimensionales candidatos a ser explotados mediante pozos horizontales.

2.7.1 Perforación de pozos horizontales

La definición más simple de un pozo horizontal, establece que la perforación cuenta con una desviación mayor a 70° sin retornar a la vertical (Treviño, material inédito).

Un pozo horizontal, inicia como vertical o con poca inclinación desde la superficie hasta un punto arriba de la zona objetivo (*kick off point*), en el que se inicia una trayectoria en forma de arco, intercepta el yacimiento en el punto de entrada o aterrizaje y a partir de este punto la trayectoria continuará aproximadamente horizontal dentro del yacimiento.

En un pozo horizontal, el punto de aterrizaje es el punto del subsuelo donde se requiere que la etapa inicial del pozo haga contacto con la zona de interés, a fin de geo navegar la mayor longitud posible dentro de la misma.

A fin de geonavegar la mayor longitud posible dentro de la misma, si el pozo es aterrizado con una inclinación no adecuada puede afectar la siguiente etapa del diseño, por ejemplo, si la inclinación es insuficiente y la capa a ser geo-navegada es muy delgada, se requerirá modificar la construcción de la siguiente etapa con el fin de trazar una inclinación muy pronunciada para permanecer en la capa deseada, por otra parte, si la inclinación de aterrizaje es muy alta y aún no se ha llegado a la cima del yacimiento, una buena porción del pozo quedará fuera del mismo.

Si el yacimiento está conformado por varios estratos, la opción más viable para lograr una mejor producción es la perforación de pozos horizontales con disposición paralela a diferentes profundidades, pero si el yacimiento presenta laminaciones, esta disposición no es recomendable, ya que de manera regular se presenta baja permeabilidad entre las laminaciones.

De acuerdo a su geometría, los pozos horizontales pueden clasificarse en tres grupos (Treviño, material inédito), cuyos esquemas se muestra en la **Figura 2.11**.

1. Pozos de radio largo, son aquellos que pasan de la vertical a la horizontal, con radios de 2° a 6° en 30 m y pueden ser perforados con tubería normal.
2. Pozos de radio medio, pasan de la vertical a la horizontal, con radios de 8° a 20° en 30 m.
3. Pozos de radio corto, con radios de 90° cada 30 m, donde es necesario considerar herramientas especiales tales como, motores de fondo con doble articulación y el uso de tubería flexible.

En general para los yacimientos de hidrocarburos, la perforación horizontal se recomienda cuando el espesor del yacimiento es homogéneo y la permeabilidad es pobre de manera vertical y buena de manera horizontal.

Mientras que si la geometría del yacimiento es enlogada (paleocanales) es recomendable un pozo que atraviese los múltiples canales.

El análisis de la información sísmica, las características petrofísicas de la formación y el análisis nodal de la producción definen los objetivos tridimensionales candidatos a ser explotados mediante pozos horizontales (Treviño, material inédito).

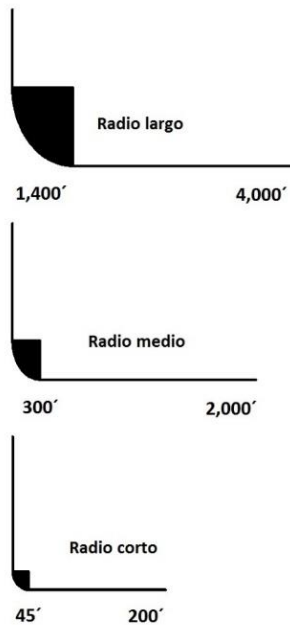


Figura 2.11. Tipos de perforación horizontal (Tomado de los apuntes de Treviño, material inédito).

2.7.2 Fracturamiento hidráulico

En una perforación horizontal, a lo largo de la sección horizontal del yacimiento se puede llevar a cabo el proceso de fracturamiento hidráulico (Chou 2010).

El fracturamiento hidráulico es un proceso que se aplica principalmente a formaciones con permeabilidades menores a 0.001 md, en este proceso, se inducen fracturas con varias ramificaciones que provocan un camino efectivo para los hidrocarburos, aumentando la producción según los criterios de diseño, para un pozo en particular la cantidad de fracturas inducidas es entre 6 y 12.

Para llevar a cabo el fracturamiento hidráulico, se requiere de agua, arena y aditivos.

El fluido de fracturamiento está constituido por 98% de agua con arena y 2% de aditivos, proporción que varía según el pozo y el operador. Para fracturar adecuadamente un *shale* con ayuda de este tipo de fluido, el contenido de minerales frágiles en la roca debe de ser

mayor a 40%, mientras que el de minerales arcillosos no debe de ser mayor al 30% del volumen mineralógico de la roca.

En la técnica de fracturamiento, el fluido se inyecta con un volumen de agua a 16,000 litros por minuto lo que le permite filtrarse a través de las microfracturas, la función de la arena es el de mantener abiertas las fracturas creadas mientras que los aditivos tienen como función principal reducir la presión por fricción durante el bombeo.

En el proceso de fracturamiento hidráulico se pueden desarrollar tres tipos de fracturas:

Fractura Axial (paralela al pozo): En un medio isotrópico las fracturas axiales son generadas solamente cuando uno de los tres esfuerzos principales es paralelo al pozo.

Fractura Normal (perpendicular al pozo): Si el esfuerzo principal in situ es paralelo al eje del pozo.

Fracturas Inclinas: Este tipo de fracturas se da cuando ninguno de los tres esfuerzos principales in situ es paralelo o perpendicular al pozo.

Con la finalidad de mejorar la producción y aumentar el factor de recuperación del yacimiento, se ha implementado el fracturamiento multietapas, el cual consiste en realizar el fracturamiento en un solo viaje hacia el fondo del pozo. A diferencia del fracturamiento por intervalos, en el que se tiene que realizar el fracturamiento en uno o dos viajes por etapa aumentando así el tiempo de operación y los costos.

Un programa de fracturamiento debe de considerar los siguientes aspectos:

- a) Pozo con *casing* cementado.
- b) Realizar las perforaciones con pistolas TCP (abreviatura de operaciones de disparo con herramientas transportadas con la tubería de producción).
- c) Realizar el fracturamiento bombeando los fluidos a través del espacio anular.
- d) Dejar fluir el pozo para recuperar los fluidos.

- e) Limpiar el casing utilizando tubería flexible (TF) o tubería articulada.
- f) Aislar la fractura con un tapón puente.

2.7.2.1. Aspectos ambientales

Dentro de los criterios ambientales más importantes en el proceso de fracturamiento hidráulico se pueden citar a continuación:

Falta de disposición de agua. – Al necesitarse grandes volúmenes de agua para llevar a cabo el proceso de fracturamiento hidráulico en varios pozos ubicados en el mismo terreno, se compromete su disposición para consumo humano, agrícola y la necesaria para que se conserven los ecosistemas del área, por lo que se sugiere que el 90% del fluido de retorno (Flow back) se recicle en el proceso y reutilice para fracturamiento (SEMARNAT, 2015).

Contaminación de acuíferos. – Si hay presencia de acuíferos cercanos al pozo, éstos se pueden contaminar si se llegan a presentar fallas en la cementación a revestimiento de las tuberías de producción, ya que las sustancias químicas adicionadas al agua de fracturamiento o el metano extraído del yacimiento puede interactuar con dichos acuíferos. Por lo que el operador debe mantener actualizada la información sobre las sustancias químicas a utilizar en la fracturación y garantizar las medidas de seguridad para evitar la dispersión de los materiales utilizados, como son los agentes apuntalantes, durante el almacenamiento, transporte y uso de estos.

Contaminación del suelo. – Pueden existir derrames o percolación en los tanques de recuperación de agua (Flow back) y provocar la esterilidad del suelo en el que encuentran estos tanques recolectores, por lo que se recomienda la impermeabilización en las áreas donde se instalarán los tanques de almacenamiento, con el fin de evitar que se infiltren contaminantes que pudieran impactar el suelo y los acuíferos.

Contaminación del aire. – Al momento de la producción, también existen emisiones de metano y CO₂ que pueden llegar a la atmósfera si no hay un debido control en los procesos

de extracción, almacenamiento, traslado y distribución. Para disminuir esta contaminación, se debe garantizar la cementación del revestimiento y el grado de calidad adecuado de la tubería para soportar los esfuerzos, presiones y condiciones atípicas de operación en cada proceso.

Pérdida de la biodiversidad. – La instalación en superficie de los equipos necesarios para llevar a cabo el fracturamiento hidráulico requiere de grandes áreas libres de árboles y vegetación, lo que es perjudicial a las especies animales y vegetales que habitan en la zona. La SEMARNAT sugiere que el área superficial de las localizaciones no exceda los 32,500 m² y que la distancia mínima entre localizaciones debe considerar un radio de 3 km.

Países como Estados Unidos, consideran que los impactos ambientales del *shale gas* pueden ser minimizados con una adecuada regulación de los procesos involucrados. Otros como Francia, han frenado la exploración y producción de *shale gas*.

En nuestro país existen dos instrumentos para la prevención, atenuación o remediación de los impactos ambientales que genere la exploración y extracción de hidrocarburos no convencionales:

1. La guía de criterios ambientales para la exploración y extracción de hidrocarburos contenidos en lutitas (SEMARNAT, 2015).
2. Las disposiciones administrativas de carácter general que establecen los lineamientos en materia de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente para realizar las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales en tierra publicado en el Diario Oficial de la Federación, 16 de marzo de 2017.

Analizando los párrafos anteriormente expuestos, se puede deducir que, los problemas de ingeniería inherentes a este método incluyen fugas importantes de metano y deterioro del revestimiento y cementación de los pozos, pero si se regula bien, se pueden evitar los daños

provocados por la explotación de hidrocarburos no convencionales mediante la fractura hidráulica.

2.7.3 Agua

Los volúmenes de agua requeridos en el proceso de fracturamiento hidráulico, pueden oscilar entre 7,570 m³ y 22,710 m³, de acuerdo con la formación, número de etapas y diseño de la fractura, motivo por el cual es importante considerar la disponibilidad de agua, en el área de interés (Estrada, 2013).

Esta cantidad de agua no se pierde por completo, ya que, después de realizarse el fracturamiento hidráulico, del 20% al 80% del fluido retorna a superficie y el agua recuperada después de ser sometida a procesos de tratamientos químicos y biológicos, puede ser reciclada para su reutilización en nuevas operaciones o ser reintegrada en pozos de inyección (Ramudo & Murphy, 2010).

Estrada (2013), reportó la variación en el volumen de agua utilizada en la perforación de pozos en diferentes plays de Norte América (**Tabla 2.4**).

Tabla 2.4. Usos de agua por pozo en diferentes *plays* de USA (Estrada 2013).

<i>Play</i>	Volumen de agua por pozo (millones de litros)		
	Perforación	Fracturamiento	Total
<i>Barnett</i>	1.5	8.7	10.2
<i>Fayetteville</i>	0.2	11	11.2
<i>Haynesville</i>	3.8	10.2	14
<i>Marcellus</i>	0.3	14.4	14.7

2.7.4 Variación en la producción

La productividad en los *shale* varía de manera vertical y horizontal, esto puede ser el resultado de una baja permeabilidad.

La baja permeabilidad provoca que el desplazamiento de los hidrocarburos sea corto, por lo que las zonas productivas son confinadas a una cierta área de la cuenca o son restringidas a un intervalo estratigráfico, por ejemplo, la Formación Eagle Ford presenta mayor producción en su intervalo inferior en comparación a la producción obtenida en su intervalo superior (King 2010).

Se ha observado que, en pozos perforados y terminados de la misma manera, se presenta una variación en la producción, lo que ha llevado a considerar que la variabilidad en la producción no es totalmente atribuible a las características de diseño y terminación de los pozos.

King (2010), postula las siguientes hipótesis para explicar las diferencias de la producción entre pozos horizontales con diseño de perforación y terminación similares:

1. Se presenta una heterogeneidad lateral y vertical en las propiedades del yacimiento, es decir la calidad de la roca varía en cuanto al contenido de MO y mineralogía debida a cambios de facies en distancias muy cortas.
2. Se observa diferencia en el aislamiento hidráulico durante la estimulación, basado en la calidad de la cementación, por ejemplo, las fracturas hidráulicas pueden no ser aisladas apropiadamente y la superposición entre las fases pueden ocurrir detrás de la tubería, dejando algunas zonas sin que la roca del yacimiento sea estimulada.
3. Algunas fracturas hidráulicas pueden comportarse de manera diferente a otras, debido a la presencia de fracturas naturales o presentar zonas de tensión puntual, adicionalmente pueden presentar mayor complejidad en el patrón de desarrollo, lo que se traduce en un incremento de la producción.
4. Se pueden presentar ligeras diferencias en el proceso de diseño y terminación. Los cuales pueden incluir ligeras variaciones en el número y espaciamiento de los pozos dentro de una misma área (*cluster* o *pad*), variación en el programa del tiempo de bombeo, la utilización de diferentes fluidos, volumen, tamaño o tipo de apuntalante, profundidad de las fracturas y/o variación y separación del fracturamiento hidráulico.

Cada una de estas hipótesis depende de los siguientes supuestos (King, 2010):

1. Los pozos horizontales se mantienen dentro del mismo estrato que subyace al horizonte objetivo del shale.
2. La perforación alcanza el mismo tipo de roca lo que implica que, todas las perforaciones se han efectuado en mismo estrato y cada etapa se fracturó de igual manera.
3. El espesor del estrato objetivo es variable, pero se requiere que las fracturas hidráulicas abarquen todo el espesor para incrementar su producción.

2.7.5 Costos asociados

Se considera que el costo de un pozo direccional es de 1.5 a 1.75 veces el costo de un pozo vertical, excluyendo los proyectos de aguas profundas (costo promedio de \$100 millones de dólares y costo diario de equipo de \$500,000 dólares).

Un pozo típico de *shale* gas perforado en los Estados Unidos de Norte América dependiendo de la profundidad, cantidad de agua requerida para el fracturamiento hidráulico y el número de etapas programadas, puede tener un costo estimado de 8 millones de dólares americanos.

En México, específicamente en la Formación Eagle Ford, en el área Burro – Picachos, perforar un pozo horizontal tendría un costo promedio de \$9 a \$10 millones de dólares americanos (PEMEX 2013), de los cuales, los costos relacionados a la perforación representan un 40%, mientras que el otro 60% se asocia a la producción, uso de redes de gas, gastos por arrendamiento y costos de mano de obra durante la explotación, reparación y mantenimiento de los pozos, los rubros asociados a cada etapa se muestran en la **Tabla 2.5**.

Tabla 2.5. Rubros en los costos directos de perforación y terminación de un pozo (Fuente PEMEX 2013).

Perforación	Terminación
Equipo	Agua para pozo
Tubería	Empacador recuperable
Árbol	Equipo de limpieza y medición
Barrenas	Grúa
Fluidos	Molino
Cementos	Motor de fondo
Registros	Productos químicos
Servicios de apoyo	Servicios de disparo
Campamentos	Servicio de fracturamiento hidráulico
Logística	Servicio de tubería flexible
Cuidado al medio ambiente	Unidad de alta presión
Bajo balance equipo	

Toda operación debe considerar áreas para ubicar: la plataforma de perforación, el almacenamiento de equipo, las oficinas, el estacionamiento para camiones, almacenamiento de equipo, los contenedores de agua, estanques de dragado y la circulación de aguas residuales. Por lo que se considera que, para un *pad* se debe contar con terrenos de 6,000 a 12,000 m² en superficie; donde se pueden alojar entre 3 a 10 pozos (**Figura 2.12**).

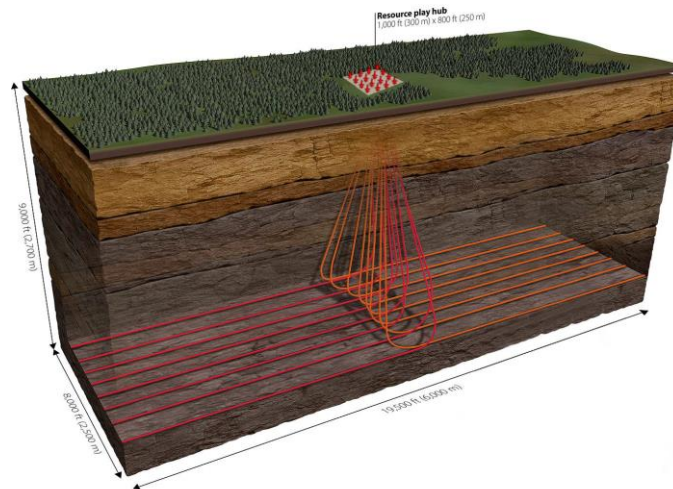


Figura 2.12. Esquema de un *pad* para pozos horizontales (tomado de Dominguez V, 2013).

Para los pagos de regalía se estipula que; para pozos exploratorios se cobrarán \$1,150 pesos por kilómetro cuadrado durante los primeros 60 meses y que a partir del mes 61 se pagará a \$2,750 pesos por kilómetro cuadrado, mientras que para la fase de producción, se deberán pagar \$6,000 pesos por kilómetro cuadrado costos que se deberán añadir a los presupuestos de perforación y producción (Wood, 2015).

A manera de síntesis, los factores que determinan la viabilidad económica, de un área productiva de un shale, son la calidad del yacimiento (RQ) y la calidad de terminación (CQ):

(RQ) es la capacidad para producir hidrocarburos de manera rentable, después de un tratamiento de estimulación por fracturamiento hidráulico.

(CQ) es el éxito de la estimulación de un yacimiento a través del fracturamiento hidráulico. Está influenciado por las propiedades elásticas tales como: el módulo de Young, la relación de Poisson, módulo de compresibilidad e índice de fragilidad mineral; la calidad de la terminación también incluye factores tales como la densidad y orientación de las fracturas, anisotropía del material fracturado y las magnitudes de los esfuerzos locales.

3. LUTITAS GASÍFERAS (SHALE GAS) EN EL NE DE LA REPÚBLICA MEXICANA

En el NE de México existe la presencia de *shale* del Jurásico y del Cretácico, específicamente la Fm. La Casita, Fm. Pimienta y la Formación Eagle Ford (Pemex - CNH, 2016).

Estas Formaciones son ricas en materia orgánica y presentan un grado de madurez térmica que las hace interesantes desde el punto de vista económico.

3.1 Contexto geológico

Para entender la distribución de los *shale* en el NE de México, es necesario tomar en cuenta la topografía y los eventos estratigráficos – estructurales que se presentan en esta área de la República Mexicana.

Topográficamente el NE de la República Mexicana se caracteriza por la presencia de zonas llanas y mesetas a lo largo del Río Grande, sierras en el estado de Nuevo León y al este del estado de Coahuila, así como la presencia de un cinturón de montañas escarpadas a lo largo del frente de la Sierra Madre Oriental.

Las rocas del Jurásico superior y del Cretácico inferior están expuestas en los centros de los anticlinales más grandes, mientras que las rocas del Cretácico superior afloran en gran parte del resto del área y están asociadas a estructuras fuertemente plegadas con presencia de fallas normales (Peterson, 1985).

Meneses S. J., (2015), en su trabajo, describe las principales provincias estructurales presentes en el área: Zona interior, Zona costera y Zona de compresión, las cuales se muestran de manera esquemática en la **Figura 3.1**.

Zona Interior. - Esta provincia estructural consiste en una serie de cuencas y elementos positivos que se encuentran limitados al sur por los márgenes de

plataforma del Cretácico temprano y al norte por el sistema de fallas Balcones-Mexia-Talco, área donde la orogenia Laramide desarrolló una zona pliegues de baja amplitud con tendencia noroeste.

La estructura regional de la zona interior es relativamente simple, presenta una pendiente suave hacia la costa y un cinturón periférico de fallas normales.

Zona Costera. - Se extiende desde Luisiana hasta el estado de Tamaulipas, con presencia de fallas y anticlinales de baja amplitud en la sucesión del Mesozoico-Terciario.

Al final del Eoceno ocurrió una progradación general, provocando fallas de crecimiento normal.

Zona de compresión. - Esta provincia comprende las cuencas de Tampico-Misantla y de Sabinas, la elevación El Burro-Picachos, el arco de Tamaulipas, y la plataforma de Coahuila.

La zona de compresión occidental es más compleja que la zona interior, ya que las cuencas y elevaciones de la paleogeografía del Triásico-Jurásico Temprano, fueron drásticamente deformadas por la orogenia Laramide y en menor grado por una deformación en el Neógeno.

En términos generales, los rasgos frontales que forman el levantamiento Burro-Picachos y el arco de Tamaulipas constituyen el límite entre las zonas interior y costeras con respecto a la zona compresional occidental.

3.1.1 Principales cuencas en el noreste de México

Las principales cuencas que reporta la CNH (2016) en el noreste de México son: 1. Cuenca de Burgos 2. Cuenca de Sabinas. 3. Cuenca de Magiscatzin. 4. Cuenca de Parras 5. Cuenca de la Popa (**Figura 3.2**).



Figura 3.1. Provincias NE de la cuenca del Golfo de México (basada en Meneses 2015).

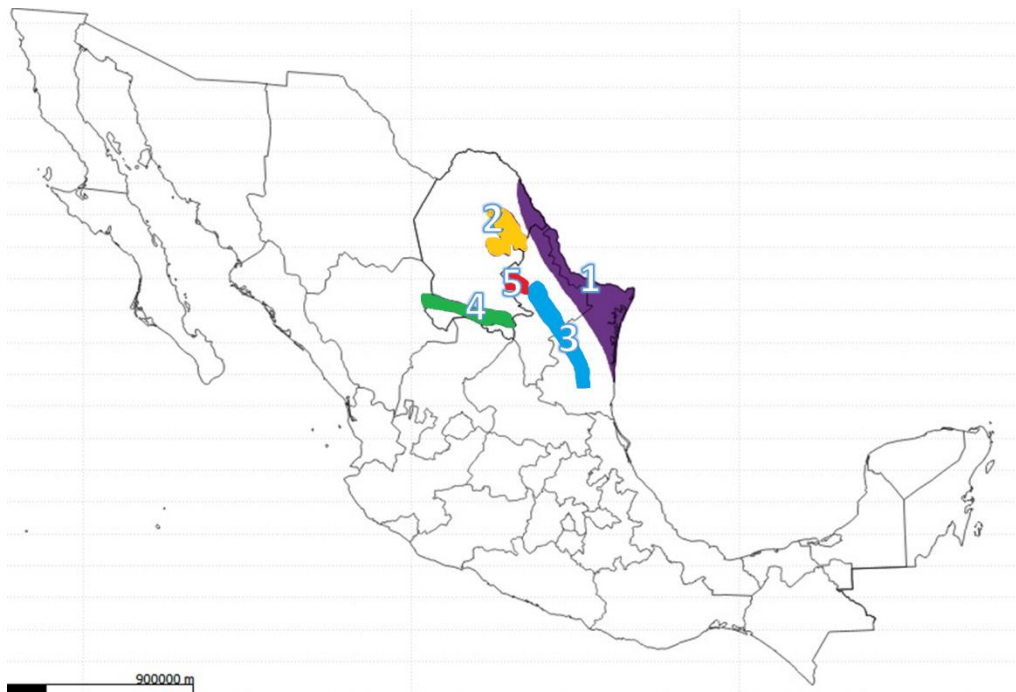


Figura 3.2. Principales cuencas en le NE de México (Modificada de CNH 2016).

1. La Cuenca de Burgos ocupa la parte oriental del NE de México, está conformada por sedimentos continentales y marinos del Terciario, el espesor mayor se observa en su porción este, mientras que, en las cercanías de Reynosa presenta un adelgazamiento en forma de cuña con buzamiento al Oeste.

La mayor parte de los afloramientos en Coahuila y Nuevo León están constituidos principalmente por rocas carbonatadas del Cretácico.

Se presentan numerosos pliegues anticlinales con fallas, así como domos que pueden estar relacionados con estructuras salinas profundas.

2. La cuenca de Sabinas presenta un gran número de anticlinales asimétricos, enlogados y volcados (producto de la orogenia Laramide), es una cuenca alargada orientada al noroeste, con numerosos levantamientos o sierras constituidas por rocas del Cretácico, algunos de estos levantamientos presentan en su centro rocas Jurásicas.

Las rocas del Cretácico Inferior se exponen en los centros de las estructuras más grandes, en algunos casos también las rocas del Jurásico Superior están expuestas.

En la parte central y sur de la cuenca los pliegues tienden a ser más amplios y adoptan una forma de domo.

Estas estructuras pueden estar relacionadas en parte con el movimiento de la sal del Jurásico y/o yeso subyacente (González García, 1979).

3. La cuenca de Magiscatzin, es una depresión de más de 300 km de largo, desde Montemorelos Nuevo León hasta los límites con San Luís Potosí.

Entre la Sierra Madre Oriental y las Sierras de San Carlos y Tamaulipas llega a alcanzar hasta 40 km de ancho, donde afloran las formaciones arcillo-arenosas del Cretácico Superior y del Terciario Inferior y se presentan pliegues angostos orientados paralelamente a la Sierra Madre Oriental.

4. La cuenca de Parras está ubicada al sur del estado de Coahuila, es una cuenca estrecha con orientación Este -Oeste.

Las estructuras presentes en su porción noreste son pliegues abiertos alargados, con fallas inversas de dimensiones cortas.

Los pliegues en esta área presentan fallas y volcadura hacia el sur como consecuencia de inversión de la Sierra Madre Oriental (McBride et. al.1974).

5. La cuenca de La Popa se encuentra entre el norte de la cuenca de Magiscatzin y el sur de la cuenca de Sabinas, se caracteriza por presentar afloramientos de rocas sedimentarias clásticas del Cretácico Superior.

Presenta anticlinales alargados con una orientación este-oeste, plegamiento intenso al sur de la Sierra Madre Oriental (McBride et. al.1974).

3.1.2 Principales elementos tectónicos positivos en el noreste de México

Los principales elementos tectónicos positivos originados durante la etapa de rifting en el noreste de México, están asociados a las principales cuencas sedimentarias mencionadas en los párrafos anteriores.

Estos elementos tectónicos comprenden: (A) Bloque de Coahuila; (B) Península Burro – Picachos y (C) Archipiélago de Tamaulipas, cuya ubicación se esquematiza en la **Figura 3.3**.

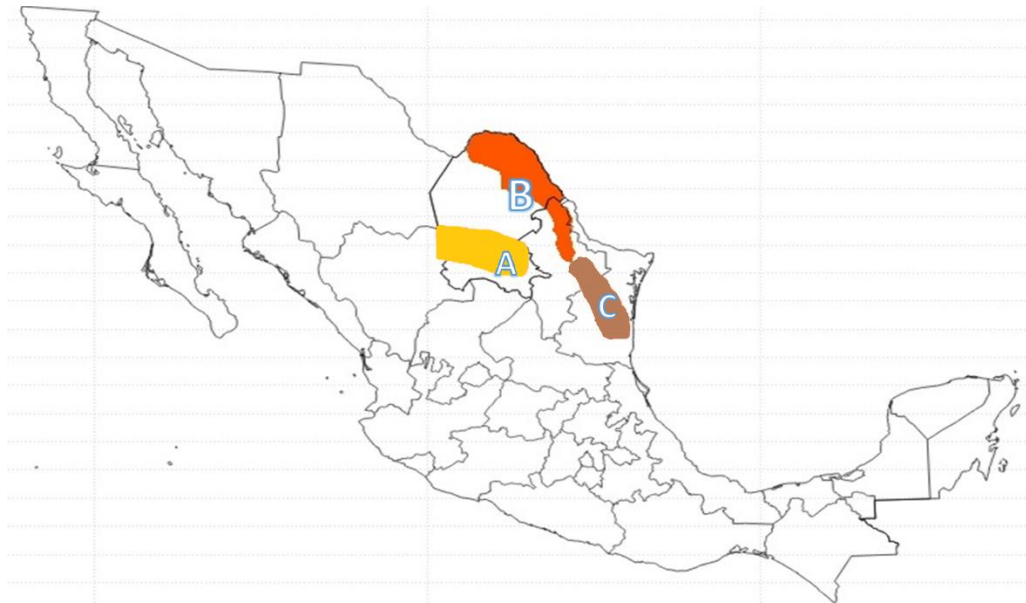


Figura 3.3. Principales elementos tectónicos positivos en le NE de México.

- A. Bloque o Isla de Coahuila es un alto de basamento que está intrusionado por rocas graníticas a granodioríticas de edad Permo-Triásica (Wilson et al., 1984). Está delimitado al norte por una falla lateral izquierda conocida como Falla San Marcos, muy posiblemente activa durante la etapa de *rifting* del Triásico Tardío al Jurásico Tardío (Charleston, 1981; Chávez-Cabello, 2005; Chávez-Cabello *et al.*, 2005) y al sur por La Cuenca de Parras. Actualmente el área ocupada por el Bloque de Coahuila se caracteriza por la presencia de carbonatos de plataforma del Cretácico, ligeramente deformados por la Orogenia Laramide (Imlay, 1936; Charleston, 1981; Johnson, 1989; Johnson *et al.*, 1991).
- B. Península El Burro – Picachos, constituye un alto de basamento al norte de La Cuenca de Sabinas (Wilson, 1990), cuyo basamento está formado por rocas metasedimentarias del Paleozoico Superior. Se limita al Sureste por la Falla La Babia (Charleston, 1981).
- C. Archipiélago de Tamaulipas, se localiza al este de la Cuenca de Sabinas, presenta orientación en dirección noroeste. El basamento de este archipiélago está constituido por intrusiones Permo-Triásicas, consideradas como los remanentes de un arco de islas del Paleozoico (Goldhammer, 1999). Su límite oriental, lo forma una falla regional lateral derecha denominada Falla Tamaulipas – Chiapas (Pindell, 1985; Wilson, 1990).

3.1.3 Evolución tectónica

Las estructuras geológicas y la estratigrafía presente en el NE de la República Mexicana son el resultado de la paleogeografía y su evolución tectónica, evolución que ha sido descrita por diferentes autores como Padilla y Sánchez R.J. (1982) y Meneses S. J., (2015).

De sus trabajos se citan a continuación, los principales episodios que influyeron en la evolución geológica del NE de México.

El crecimiento inicial de las plataformas de Tamaulipas, Burro - Picachos y de Coahuila, se produjo durante el Triásico y el Jurásico Temprano, como parte de los esfuerzos de tensión regional asociados con el desarrollo de la ancestral provincia del Golfo de México. En ese momento, los clásticos y evaporitas fueron depositados en el Golfo de Sabinas y en partes de la antigua cuenca del Golfo de México.

El crecimiento intenso de estas paleoestructuras disminuyó después del Triásico, pero continuó con un crecimiento moderado durante la mayor parte del Mesozoico, tanto en sus facies sedimentarias clásticas como carbonatadas.

Durante el Cenomaniano -Turoniano tardío, una transgresión global, produjo un ciclo transgresivo que permitió la comunicación entre el Golfo de México y el mar interior occidental.

Los sedimentos terrígenos y calcáreos fueron depositados en el este y noreste de México en facies someras, intermedias y profundas (**Figura 3.4**), donde se han descrito con los nombres de Formación Indidura, Formación Agua Nueva y Formación *Eagle Ford*.

El desarrollo de las estructuras salinas comenzó durante el Cretácico tardío y continuó hasta principios del Terciario.

El levantamiento regional durante el Terciario medio y tardío, provocó la exposición a una erosión generalizada de las rocas del Mesozoico en la mayor parte del noreste de México, a excepción de la Cuenca de Burgos, que fue sometida a una subsidencia rápida durante el Terciario.

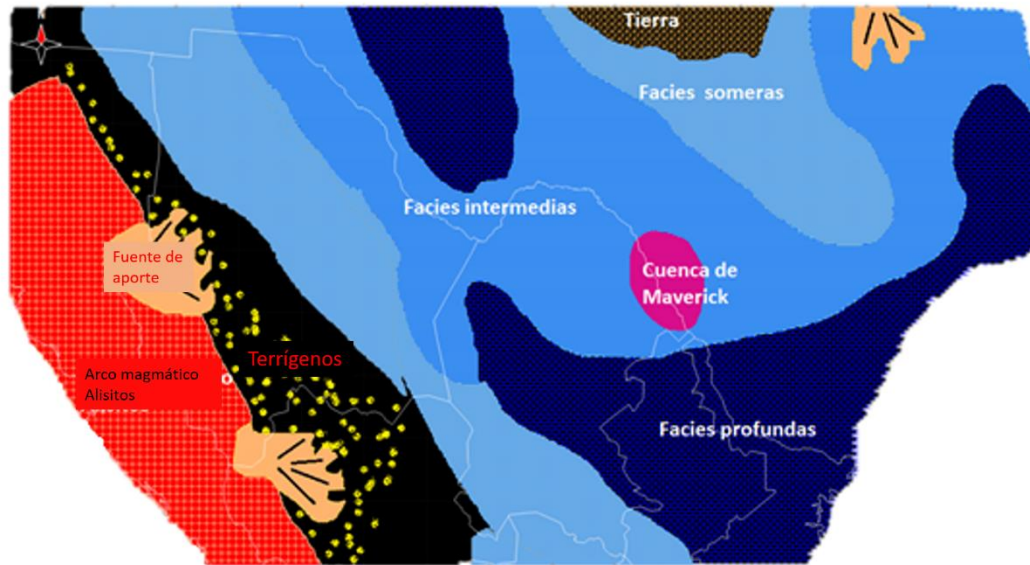


Figura 3.4. Paleogeografía del Turoniano en el Ne de la República Mexicana (modificada de Nash, 2015 e Ifrim & Stinnesbeck, 2008).

Las rocas sedimentarias del Mesozoico presentan entre 1,550 m y 6,000 m de espesor en la Cuenca de Sabinas y hasta más de 9,000 m en las cuencas de Parras y La Popa, mientras que en las plataformas de Burro-Picachos, Coahuila y la Sierra Madre las rocas del Mesozoico son de un espesor aproximado de 1,550 m a 4,650 m.

Actualmente, las rocas del Terciario están presentes sólo en la Cuenca de Burgos (a excepción de una pequeña porción delgada del Paleoceno en las cuencas de Parras y Magiscatzin), cuyos espesores oscilan de 1,550 a 3,000 m, se observan una serie de afloramientos en el lado oeste de la cuenca (cerca de la costa del golfo) de más de 15,500 m.

3.1.4 Estratigrafía

Informes del Servicio Geológico Mexicano (2008), describen de manera general las unidades litoestratigráficas presentes en el NE de la República Mexicana, las cuales en función a su edad corresponden a:

Paleozoico. - 1 basamento.

Mesozoico. - 5 formaciones del Jurásico Superior, 29 formaciones del Cretácico Inferior y 22 formaciones del Cretácico Superior.

Cenozoico. - 5 formaciones de tipo clástico y 2 formaciones de origen continental.

Cuaternario. - 1 formación constituida por depósitos conglomeráticos y algunos derrames basálticos.

Adicionalmente, se presentan emplazados cuerpos ígneos intrusivos y derrames volcánicos a lo largo del Mesozoico y Cenozoico.

En el área de estudio, la columna estratigráfica representativa está constituida por las formaciones: Buda; *Eagle Ford*; *Austin*; San Miguel; Olmos y la Formación Escondido (**Figura 3.5**) todas del Cretácico y han sido descritas por diversos autores como: Padilla y Sánchez (1982), Barceló Duarte (1983), Meneses (2015) y Frébourg (2016) entre otros.

Formación Buda

Está constituida por calizas nodulares del Albiano superior, con estratos delgados a medios, se correlaciona con las formaciones Monclova, Treviño, Cuesta del Cura y Loma de Plata, su ambiente de depósito es de plataforma abierta con sedimentación predominante pelágica, asociada a una subsidencia lenta. (Humphrey y Díaz, 1956).

Formación Eagle Ford

Conformada por lutitas calcáreo-carbonosas del Cenomaniano tardío al Turoniano temprano, estas lutitas alternan con estratos delgados de calizas arcillosas de color oscuro (Eguiluz, 2001), su espesor promedio es de 200 m (Santamaría et al., 1991), se correlaciona en tiempo con la Formación Agua Nueva de la Cuenca Tampico-Misantla y en Chihuahua con la Formación San Carlos.

Esta Formación representa un sistema transgresivo en un ambiente nerítico-medio.

Hacia la Plataforma de Coahuila hay un cambio de facies a lutita calcárea, caliza arcillosa y areniscas.

Sobreyace concordantemente a la Formación Buda, su contacto superior es transicional y concordante con la Formación *Austin*.

Formación Austin

Está compuesta por calizas arcillosas de estratificación gruesa del Coniaciano - Santoniano, con intercalaciones de lutitas calcáreas, margas y algunos horizontes de tobas. El espesor de esta unidad es de aproximadamente 300 m en la Cuenca de Sabinas (Eguiluz, 2001), se correlaciona con las formaciones Ojinaga y San Carlos en Chihuahua y con las formaciones Caracol y Parras en Coahuila. Su ambiente de depósito es de facies de plataforma externa, relacionada a frentes de sistemas fluvio - deltaicos. Cambia lateralmente de facies a las Formaciones San Felipe, Aguja y *Pen*. Su contacto inferior es concordante y transicional con la Formación Eagle Ford y la Formación *Upson*. Suprayace concordantemente a la Formación *Eagle Ford*.

Formación Upson

La Formación *Upson* presenta lutitas y limolitas calcáreas, su edad se considera del Campaniano inferior (Sohl et al., 1991), los espesores oscilan de 100 a 400 m, se correlaciona con la parte inferior de la Formación Méndez. Su ambiente de depósito es de plataforma de aguas someras y prodelta. Sobreyace a la Formación *Austin* y subyace de manera concordante a la Formación San Miguel.

Formación San Miguel

La Formación San Miguel se constituye de carbonatos arcillosos, limolitas y areniscas, su edad corresponde al Campaniano superior, se correlaciona con la parte inferior de la Formación Méndez. Su ambiente de depósito es de frente deltaico, barras de boca de canal (Merrit, 1980) y canales distributarios (Eguiluz, 2001). Sobreyace a la Formación *Upson* y subyace a la Formación Olmos.

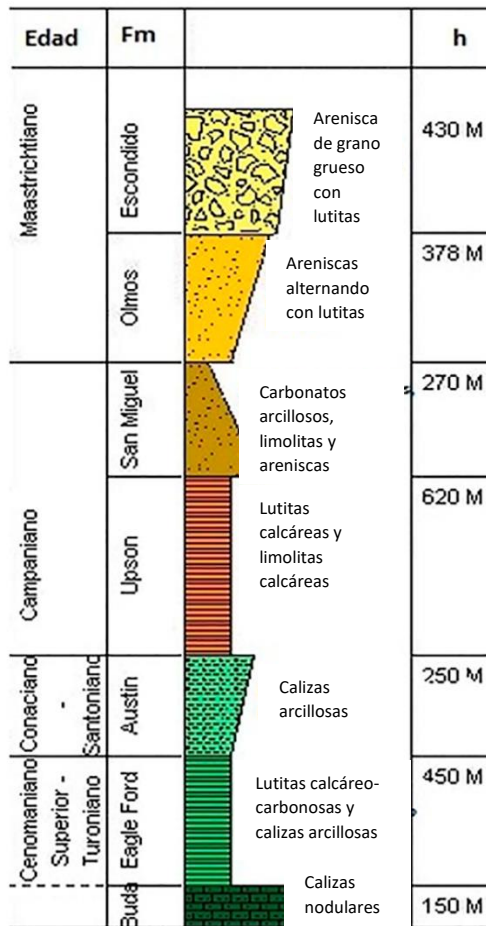


Figura 3.5. Columna estratigráfica en el pozo Habano-1 (Elaborada a partir de diferentes reportes técnicos de PEMEX).

Formación Olmos

Consiste en una serie de areniscas con intercalaciones de lutitas del *Maastrichtiano*, su cima se caracteriza por la presencia de areniscas de grano grueso en contacto con areniscas conglomeráticas, mientras que la parte inferior presenta lutitas con alto contenido orgánico y sedimentos arenosos; el espesor por lo general es de 110 m, se correlaciona con la parte superior de la Formación Méndez. El ambiente de depósito es marino somero y de frente deltaico. Sobreyace a la Formación San Miguel y subyace a la Formación Escondido.

Formación Escondido

Esta formación del *Maastrichtiano* es una interestratificación de areniscas de grano grueso a muy grueso con lutitas, presenta mantos de carbón cerca de la base. Su espesor es de 792

m cerca de Loma Prieta, correlacionable con las facies deltaicas de la Formación El Muerto del Grupo Difunta (Giles y Lawton, 1999). Se asocia a un ambiente de depósito nerítico. Subyace concordantemente a la formación *Midway*.

3.2 Formación Eagle Ford

La Formación *Eagle Ford* se extiende desde los Estados Unidos de Norteamérica hasta la porción NE de la República Mexicana, por lo que es conveniente citar brevemente las principales características geológicas que se han reportado en ambos países.

3.2.1 Formación Eagle Ford en USA

Meneses (2015) en su tesis doctoral menciona los trabajos realizados por Donovan y Staerker (2010) los cuales dividen a la formación Eagle Ford en dos grandes sucesiones (inferior y superior), pero con apoyo del análisis de la heterogeneidad vertical y del contenido de carbono orgánico total lograron establecer 5 facies (**Figura 3.6**). Consideran que la sucesión inferior de la Formación *Eagle Ford* representa un sistema transgresivo con precipitación predominantemente de lutitas calcáreas, mientras que la sucesión superior está asociada a un sistema de estadio alto donde se depositaron calizas arcillosas y terrígenos carbonatados.

3.2.2 Formación Eagle Ford en México

Tellez (2011) y Vázquez (2014) manifiestan que, en la Plataforma de Tamaulipas y la Cuenca de Sabinas, la Formación *Eagle Ford* se puede dividir de manera informal en dos unidades: Unidad Inferior y Unidad Superior.

Unidad inferior

Se caracteriza por una sucesión transgresiva predominante de lutitas calcáreo-carbonosas, con estratificación laminar y abundante microfauna planctónica.

De manera subordinada a esta unidad se presentan delgadas intercalaciones de caliza de color gris oscuro a negro con presencia de foraminíferos planctónicos.

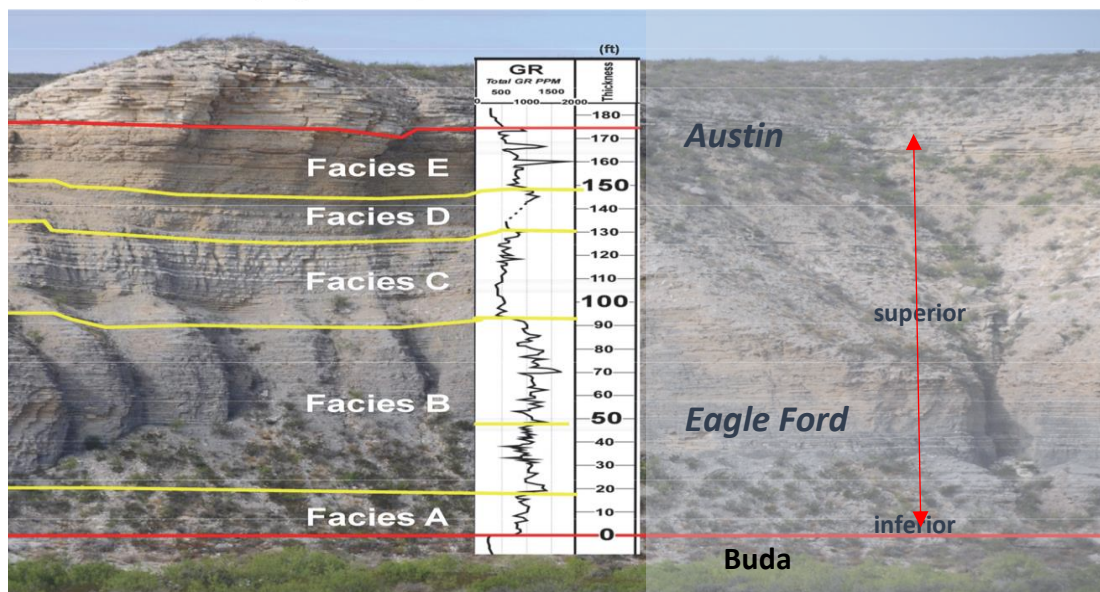


Figura 3.6. Formación *Eagle Ford* constituida por 5 facies Donovan y Staerker. Las facies A, B C D y E representan sedimentos del Cenomaniano y Turoniano, pero donde se concentra un alto contenido de COT es en la Facie B (fuente Meneses 2015).

Unidad inferior

Se caracteriza por una sucesión transgresiva predominante de lutitas calcáreo-carbonosas, con estratificación laminar y abundante microfauna planctónica.

De manera subordinada a esta unidad se presentan delgadas intercalaciones de caliza de color gris oscuro a negro con presencia de foraminíferos planctónicos.

Unidad superior

Sucesión asociada al inicio de una regresión y se encuentra constituida de manera general por una alternancia de calizas de color gris oscuro a negro, con microfósiles, se alterna con calizas arcillo – carbonosas (con fósiles planctónicos) y con delgadas capas de lutitas calcáreo-carbonosas laminares de color gris oscuro a negro.

3.2.3 Nomenclatura

En México, en función de algunos cambios de facies, se han utilizado tres nombres de formaciones para describir la sucesión sedimentaria depositada durante el Cenomaniano-Turoniano (Tellez 2015):

Formación Agua Nueva

Formación *Eagle Ford*

Formación Indidura

Humphrey (1958) afirmó que el Cenomaniano Tardío-Turoniano está representado por la Formación Agua Nueva hacia el este y sureste de Monterrey, por la Formación *Eagle Ford* hacia el norte y noroeste de la ciudad de Monterrey y por la Formación Indidura hacia el oeste y el suroeste de dicha ciudad (**Figura 3.7**).

En el contexto regional proporcionado por Humphrey (1958), la Formación Agua Nueva abarca el frente oriental de la Sierra Madre Oriental, la Sierra de San Carlos y la Sierra de Tamaulipas, así como las cuencas de Burgos y Tampico-Misantla.

Mientras que la Formación *Eagle Ford* cubre las cuencas de Sabinas y Maverick y la plataforma Burro-Picachos.

Por otro lado, la Formación Indidura está expuesta en la Plataforma Coahuila y en la parte interna del cinturón de la Sierra Madre Oriental.

Las diferencias estratigráficas entre las Formaciones *Eagle Ford*, Agua Nueva e Indidura, con base en Meneses (2015) son:

- La Formación Agua Nueva puede subdividirse en dos facies verticales, la facie inferior es calcárea carbonosa de capas delgadas con nódulos de pedernal y láminas de bentonita, la facie superior presenta calizas y estratos de lutitas con presencia de *Inoceramus labiatus*.

- La Formación *Eagle Ford* se ha dividido en tres facies verticales: La facie inferior está compuesta por lutitas negras calcáreas laminadas y calizas de estratos delgados. La facie intermedia se compone por lutitas de color marrón a negro intercaladas con algunos estratos de calizas arcillosas: La facie superior presenta calizas y lutitas negras laminadas con presencia de *Inoceramus labiatus*.

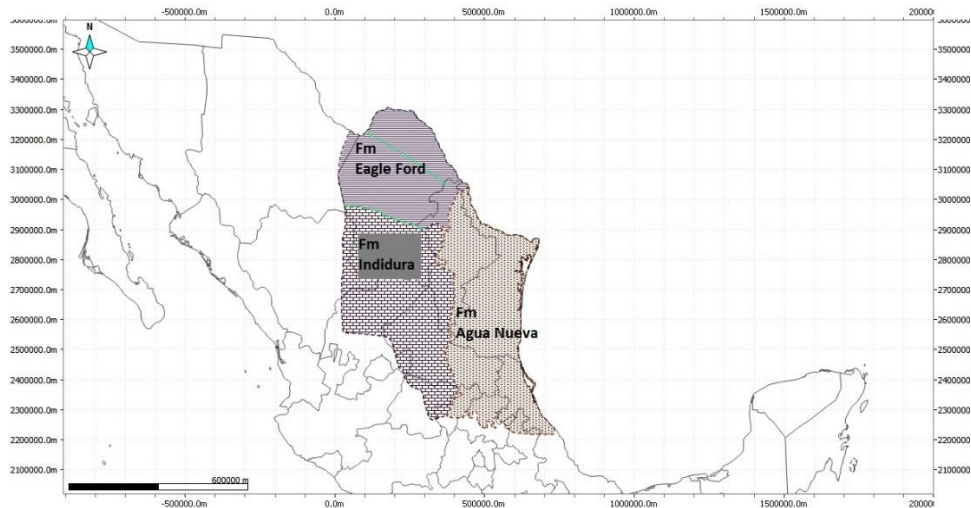


Figura 3.7. Distribución de las Formaciones Agua nueva, *Eagle Ford* e Indidura (modificado de Meneses 2015).

Probablemente la principal diferencia con la Formación Agua Nueva es que es más arcillosa y no contiene pedernal en la parte inferior.

- La Formación Indidura, presenta calizas tipo wackestone intercaladas con lutitas, con algunos equinodermos, pelecípodos, cefalópodos y conchas de *Inoceramus labiatus*, adicionalmente se presentan finos horizontes de yeso y areniscas, que probablemente fueron depositadas en una plataforma de aguas someras.

En comparación con la Formación Agua Nueva y la Formación *Eagle Ford*, muestra una mayor afluencia de sedimentos arcillosos, esta característica y su depósito en un medio sedimentario marino más somero provoca que la preservación de la materia orgánica sea pobre.

4. ANÁLISIS DE LA FORMACIÓN EAGLE FORD EN EL NE DE LA REPÚBLICA MEXICANA

La Formación *Eagle Ford* se extiende desde los Estados Unidos de Norte América hasta la porción NE de nuestro país. Esta Formación es productora de gas y aceite en Texas, por lo que, en el estado de Coahuila la búsqueda de yacimientos no convencionales asociados a esta Formación se ha desarrollado principalmente a lo largo de la frontera con los Estados Unidos de Norteamérica.

4.1 Área de estudio

El área de estudio analizada en este trabajo se encuentra en la provincia estructural denominada por Meneses (2015) como Zona Interior, donde el alto de Burro - Picachos y el arco de Tamaulipas, constituyen el límite entre las provincias Zona Interior con la Zona compresional del oeste (**Figura 4.1**).



Figura 4.1. Ubicación de la Plataforma Burro – Picacho dentro de la Zona interior propuesta por Meneses (2015).

El área de análisis de la Formación *Eagle Ford*, para este escrito, se delimitó en función de la información que pudo ser recabada y la accesibilidad del terreno en el estado de Coahuila.

Con respecto a la información recabada, se analizaron 8 pozos exploratorios perforados por PEMEX Exploración y Producción (PEP), así como el análisis de tesis, documentos y reportes técnicos de diferentes instituciones como son Petróleos Mexicanos (PEMEX), Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), Secretaría de Energía (SE), Comisión Federal de Electricidad (CFE), Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT).

Referente a la accesibilidad del terreno, se debe de entender como el reconocimiento de la Formación *Eagle Ford* en áreas que no representan un alto riesgo de seguridad, donde se realizaron tres recorridos con apoyo de ingenieros de la Superintendencia de Estudios Zona Norte de la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

En este reconocimiento, se recolectaron 19 muestras de diferentes afloramientos pertenecientes a la Formación *Eagle Ford*, cuya localización se muestra en la **Figura 4.3**.

Por las características litológicas observadas en el área de visita y con apoyo de los ingenieros de CFE, se pudo subdividir la Formación *Eagle Ford* en tres unidades (**Figura 4.2**).

Unidad 1. Parte superior de la Formación *Eagle Ford*, constituida por calizas arcillosas intercaladas con algunos estratos de lutitas calcáreas de color gris y pardo rojizo, en la cima de esta unidad se llega a presentar una deformación sinsedimentaria. Se considera como la parte transicional con la Formación *Austin* (puntos de verificación 1.1, 1.2, 1.3).

Unidad 2. Porción media de la Formación *Eagle Ford*, constituida esencialmente por lutitas calcáreas y calizas de color gris oscuro, es la unidad con mayor espesor, llegando a medir hasta 54 metros (puntos de verificación 2.1, 2.2, 2.3A, 2.3B).

Unidad 3. Base de la Formación *Eagle Ford*, constituida por lutitas calcáreas de color gris oscuro alternando con finas capas de calizas, sobreyace de manera concordante a la Fm. Buda (puntos de verificación 3.1, 3.2, 3.3, 3.4, 3.5)

Los sitios de recolección de las muestras de estudio se ubican en la **Figura 4.3**.




Muestra	UTM (WGS84)				Unidad	Espesor (comunicación personal)	Imagen			
	Norte	Oeste	Este X :	Norte Y						
1.1	29°09'8.08"	100°45'53.51"	329574	3226367	1	33 m				
1.2	29°09'12.05"	100°45'52.77"	329582	3226912						
1.3	29°09'18.74"	100°45'50.25"	315063	3128391						
1.4	28°17'27.87"	100°52'38.39"	314351	3189347						
2.1A	28°44'57.11"	101°01'43.01"	302853	3181977						
2.1B										
2.2A										
2.2B										
2.3A										
2.3B										
2.5A	28°12'37.90"	100°54'6.12"	313366	3121988				2	54 m	
2.5B	28°13'26.52"	100°53'53.45"	313726	3128625						
2.6	28°55'05.5"	100°55'4.35"	312717	3200022						
3.1	28°58'06.18"	100°54'39.47"	313277	3206007						
3.3A	29°03'22.88"	100°54'09.27"	314448	3215640						
3.3B	29°25'53.54"	101°07'26.29"	291580	3258290						
3.4	29°17'35.66"	100°54'44.7"	313639	3241074						
3.5										
					3	40 m				

Figura 4.2. Unidades reconocidas y coordenadas de ubicación.

Con los datos de la ubicación de los pozos consultados y los puntos visitados en campo, se determinó el área de estudio en la Plataforma Burro – Picachos, la cual abarca aproximadamente 12,137 km² (Figura 4.3).

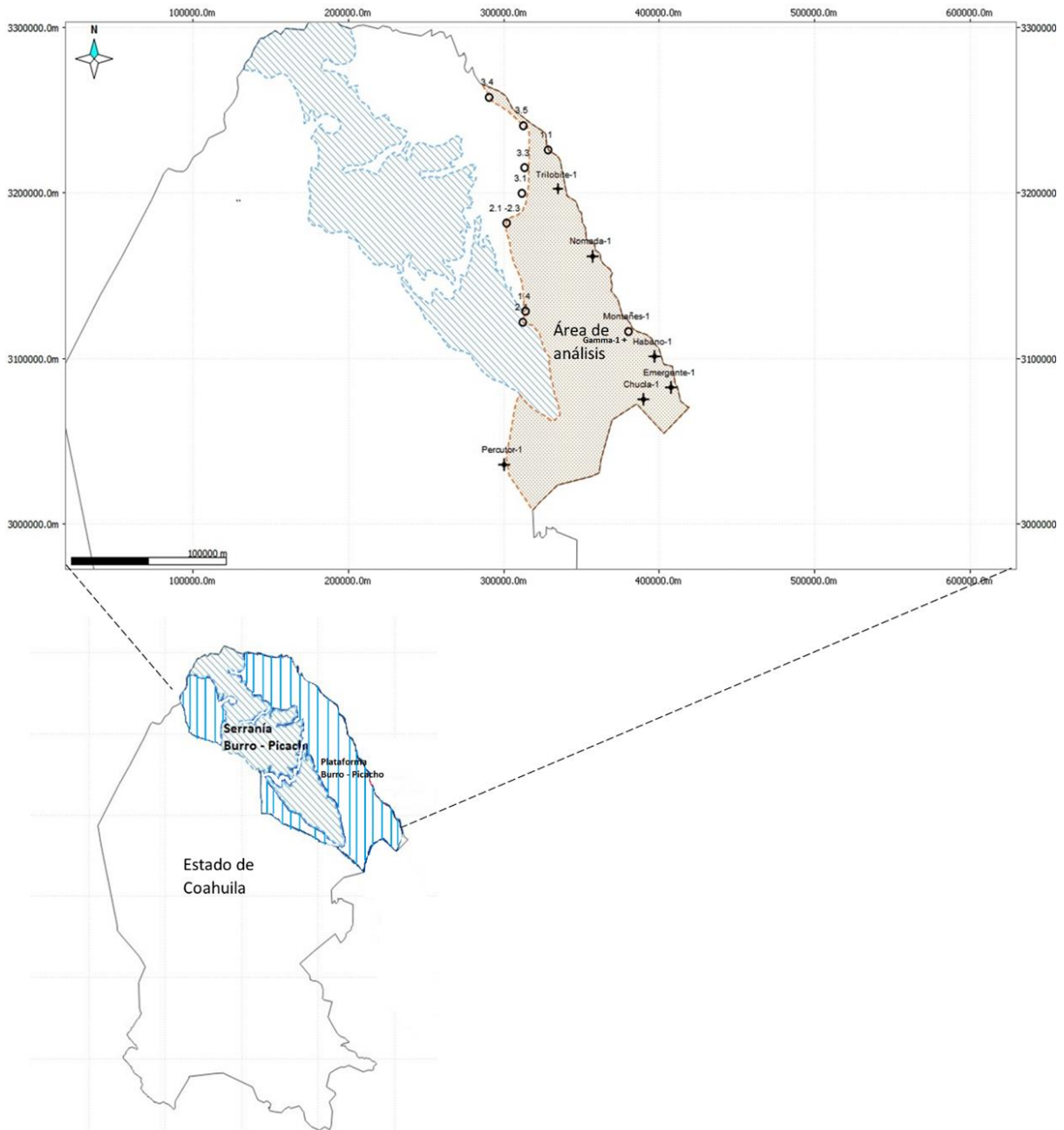


Figura 4.3. Ubicación de los puntos visitados en campo (o) y pozos (+) en el área de análisis.

4.2 Metodología

Para llevar a cabo esta investigación de manera sistematizada, después de la recopilación de información y su respectivo análisis, propuse un procedimiento constituido por seis etapas (**Figura 4.4**):

Etapa 1. Características físicas.

Analizar los datos de las profundidades de la cima y la base de la Fm. Eagle Ford y establecer la presencia de unidades y si es posible facies que conformen esta Formación.

Etapa 2. Características geoquímicas.

Establecidas las unidades, calcular el índice de heterogeneidad de diferentes propiedades físicas y geoquímicas para cada unidad, con lo que se evalúa la conveniencia de utilizar los promedios ponderados al realizar la caracterización de la Fm. Eagle Ford.

Etapa 3. Roca generadora y distribución espacial.

A partir de los datos de los pozos y de las muestras de campo, determinar si la Formación *Eagle Ford* cumple con los parámetros geoquímicos mínimos para ser considerada como una roca generadora de hidrocarburo y realizar la distribución espacial del contenido del COT, la porosidad y el índice de heterogeneidad con métodos geoestadísticos (programa GS+®, Surfer® y MOVE®).

Etapa 4. Área de menor riesgo exploratorio.

Con el propósito de delimitar un área con menor riesgo de exploración, considerar los mejores valores en cuanto al contenido de COT, a la porosidad, índice de heterogeneidad y complejidad estructural del área.

Etapa 5. Potencial generador de gas.

Con los datos geoquímicos de COT, Tmax y Tr, en el área de menor riesgo exploratorio, se evalúa el área como potencial generador de gas.

Etapa 6. Riqueza volumétrica.

Al establecer el área con menor riesgo exploratorio y mayor potencial generador de hidrocarburo calcular la riqueza volumétrica (*GIP*) en el área de interés.

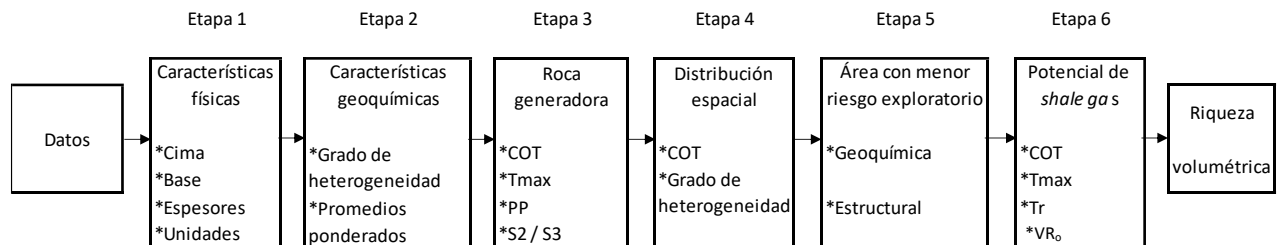


Figura 4.4. Procedimiento utilizado.

4.3 Información recopilada

Mucha información de los pozos perforados por parte de PEP es catalogada como restringida, motivo por el cual no se pudo contar con información similar de los 8 pozos consultados.

La información que pudo ser recopilada de informes técnicos de PEMEX para conocer la profundidad, el espesor, contenido fósil, contenido de Carbono Orgánico Total (COT), estudios de Rock-Eval (S1, S2, S3, Tmax), registros geofísicos (GR), contenido de gas y de porosidad, de los pozos consultados se muestran en la **Tabla 4.1**.

De las 19 muestras recolectadas en campo (**Tabla 4.2**) se les realizaron en el Instituto de Energía y Geociencias (EGI) de la Universidad de *Utah*, los estudios correspondientes de COT y Rock-Eval.

Como ejemplo de los reportes generados en este Instituto se muestra en al siguiente **Tabla 4.3**.

Tabla 4.1. Información recabada de la información de los pozos en el área de estudio.

Pozo	Profundidad [m]	Espesor [m]	Contenido Paleontológico	COT [peso %]	S1 [mg HC/g roca]	S2 [mg HC/g roca]	S3 [mg HC/g roca]	Tmax [°C]	GR	Presencia de gas	Porosidad [%]
Chucla-1	√	√		√	√	√	√	√		√	√
Emergente-1	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√
Gamma-1	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√
Habano-1	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√	
Nomada-1	√	√	√	√	√	√	√	√	√		√
Trilobite-1	√	√		√	√	√	√	√			
Montañés-1	√	√	√	√	√	√	√	√	√		√
Percutor-1	√	√		√	√	√	√	√		√	√

Tabla 4.2. Muestras de campo a las que se les realizaron estudios de COT y resultados de Rock-Eval en el EGL.

Muestra	COT [peso %]	S1 [mg HC/g roca]	S2 [mg HC/g roca]	S3 [mg HC/g roca]	Tmax [°C]
1.1	√	√	√	√	√
1.2	√	√	√	√	√
1.3	√	√	√	√	√
1.4	√	√	√	√	√
2.1A	√	√	√	√	√
2.1B	√	√	√	√	√
2.2A	√	√	√	√	√
2.2B	√	√	√	√	√
2.3A	√	√	√	√	√
2.3B	√	√	√	√	√
2.5A	√	√	√	√	√
2.5B	√	√	√	√	√
2.6	√	√	√	√	√
3.1	√	√	√	√	√
3.2	√	√	√	√	√
3.3A	√	√	√	√	√
3.3B	√	√	√	√	√
3.4	√	√	√	√	√
3.5	√	√	√	√	√

Tabla 4.3. Ejemplo del reporte obtenido de los estudios de COT y Rock-Eval realizadas en el EGI a las muestras recolectadas en el campo.

HAWK Analysis Report				
Sample ID	Weight	Crucible	Depth	Project ID
EGI-Jun.2016.0020	73.5	3	0	Mexico
Method	PyroS3650_TOC750		Type Pyrolysis TOC / CC	
Type	Initial Temp. °C	Final Temp. °C	Rate, °C/min	Time, min
Phase#1 pyrolysis purge				5
Phase#1 pyrolysis isotherm	300	300	0	3
Phase#1 pyrolysis ramp	300	650	25	14
Phase#1 pyrolysis isotherm	650	650	0	0
Phase#2 oxidation purge				3
Phase#2 oxidation isotherm	300	300	0	1
Phase#2 oxidation ramp	300	750	25	18
Phase#2 oxidation isotherm	750	750	0	5
Calibration	June 24 2016: 11:31:42			
Analytical Results				
S1-Free Oil (mgHC/g rock)	0.06			
S2-Kerogen Yield (mgHC/g rock)	0.29			
S3 (mgCO ₂ /g rock)	0.5			
S3CO (mgCO/g rock)	0.56			
S3' (mgCO ₂ /g rock)	5.91			
S3'CO (mgCO/g rock)	0.19			
S4CO (mgCO/g rock)	3.11			
S4CO ₂ (mgCO ₂ /g rock)	3.8			
S5 (mgCO ₂ /g rock)	173.45			
Tmax-Maturity (°C)	441			
AI-A Adsorption Index (Weight %)	0.25			
CACO ₃ -Calcium Carbonate eq. (Weight %)	40.8			
HI- Hydrogen Index (mgHC/g TOC)	95			
CC- Carbonate Carbon (Weight %)	4.9			
OI-Oxygen Index (mgCO ₂ /g TOC)	161			
OI' Oxygen Index (mgCO ₂ +CO/gTOC)	342			
GOC- Generative OC (Weight %)	0.07			
Pi-Production Index (mgHC/g TOC)	0.17			
NGOC-Non generative OC (Weight %)	0.24			
OSI-Oil Sat. Index (mgHC/g TOC)	19			
TOC-Total Organic Carbon (Weight %)	0.31			
TOC (-S1) (Weight %)	0.3			

4.4 Análisis de la información

Con base en las observaciones hechas en el campo y a la subdivisión propuesta de la Fm. Eagle Ford, el análisis de los datos inherentes a las cimas, bases, espesores, Rayos Gamma (GR), contenido paleontológico y de Carbono Orgánico Total de la información de los ocho pozos ubicados en la cuenca Burro –Picacho, fue más estructurado.

4.4.1 Características Físicas. (Cima, base y espesores)

Del análisis de datos, registros geofísicos (Rayos *Gamma*) y contenido paleontológico (*Marginotruncana*, en la cima y *Rotalipora* en la base), reportados en los informes técnicos de PEMEX, se delimitó la cima y base de la Formación *Eagle Ford*, en cada uno de los 8 pozos en cuestión, al ubicar la profundidad de las cimas y bases, se pudo establecer el espesor de la formación Eagle Ford para cada pozo (**Tabla 4.4**) y cuya representación esquemática y espacial se muestran en las **Figuras 4.5 y 4.6 respectivamente**.

Tabla 4.4. Espesores de la Formación Eagle Ford presentados en cada uno de los ocho pozos analizados.

Pozo	Cima (m)	Base (m)	Espesor [h (m)]
Trilobite -1	364	472	108
Nómada -1	960	1,175	215
Montañés -1	1,325	1,602	277
Gamma -1	1,603	1,830	227
Habano -1	1,980	2,100	120
Emergente -1	2,351	2,545	194
Chucla -1	1,680	1,860	180
Percutor -1	1,265	1,532	267
Campo	0	127	127

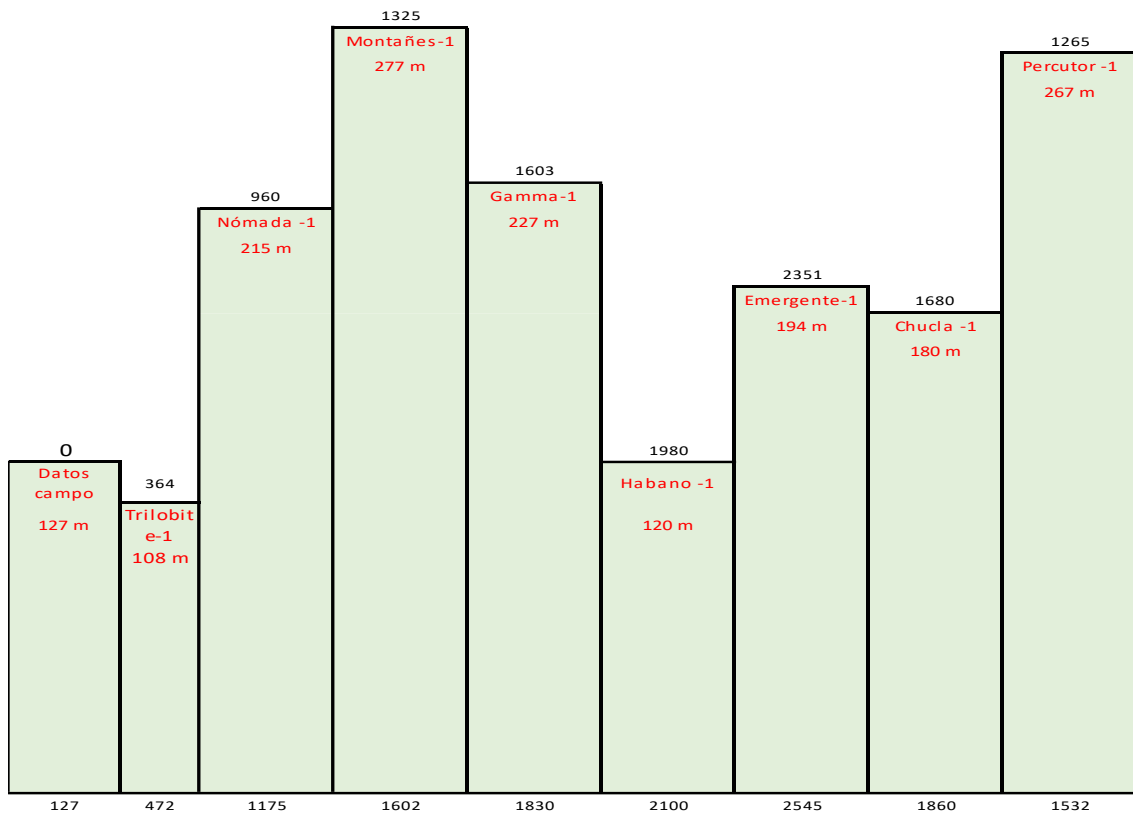


Figura 4.5. Esquema de los espesores de la Formación *Eagle Ford* en la plataforma Burro – Picachos.

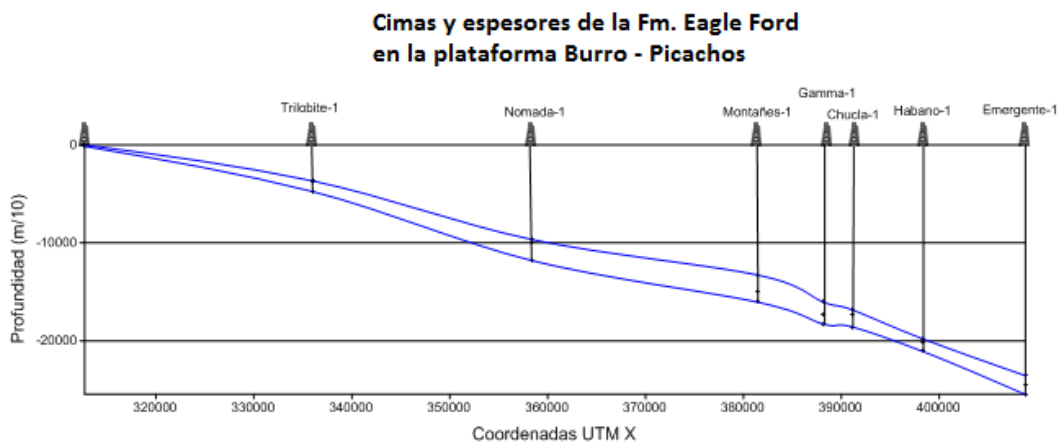


Figura 4.6. Distribución espacial de la cima, base de las cimas y espesores de la Fm. *Eagle Ford* en la plataforma Burro – Picachos (autoría propia).

Conociendo la ubicación de los pozos consultados y el espesor respectivo de la Formación *Eagle Ford* para cada pozo (**Figura 4.5**), sugiere que la variación en el espesor de la Formación *Eagle Ford* depende del paleorelieve que prevalecía en el Cretácico Superior del Cenomaniano al Turoniano (**Figura 3.4**), específicamente la presencia de la cuenca de Maverick en la porción Noreste de la República Mexicana y en el Estado de Texas, de tal forma que el espesor, se incrementa en dirección NE-SW, a excepción de la parte central Oriental que corresponde al epicentro de la cuenca de Maverick (**Figura 3.4**) y está representada por los espesores observados en los pozos Nómada -1, Montañés -1 y Gamma -1

4.4.2 Subdivisión de la Formación *Eagle Ford*

Como expresa Greg Nash (2015), la Formación *Eagle Ford* en el área de Burro – Picachos se depositó en un ambiente de transicional somero a profundo.

Al analizar la información paleontológica reportada en los informes técnicos de PEMEX para cada uno de los 8 pozos de la zona, se observa la presencia de fósiles que permiten establecer el ambiente de depósito.

Los fósiles a los que se hace referencia son: a) *Marginotruncana*, b) *Helvetoglobotruncana helvética*, c) *Whiteinella archaeocretace* y d) *Rotalipora* (**Tabla 4.5**).

Tabla 4.5. Características de edad y facie de los principales fósiles encontrados en el área de estudio.

Edad	Biozona	Facie
Turoniano Superior	<i>Marginotruncana</i>	Plataforma media - externa
Turoniano Medio	<i>Helvetoglobotruncana helvética</i>	Plataforma externa, talud superior, Cuenca euxínica.
Turoniano Temprano Cenomaniano tardío.	<i>Whiteinella archaeocretace</i>	Talud inferior a cuenca
Cenomaniano Superior	<i>Rotalipora</i>	Cuenca euxínica

En función del ambiente de depósito se propone dividir la Formación *Eagle Ford* en el área de estudio, en dos unidades: Unidad Superior con una facie A que corresponde a la biozona *Marginotruncana* y la Unidad Inferior que incluye la facie B (Biozona *Helvetoglobotruncana helvética* y *Whiteinella archaeocretace*) y la facie C (Biozona *Rotalipora*) (**Tabla 4.6**).

El criterio para la división propuesta está en función del contenido paleontológico y su ambiente de depósito:

Tabla 4.6. Unidades propuestas para la Formación *Eagle Ford*.

Unidad	Facie	Biozona
Superior	A	<i>Marginotruncana</i>
Inferior	B	<i>Helvetoglobotruncana helvética</i> y <i>Whiteinella archaeocretace</i>
	C	<i>Rotalipora</i>

Por lo que la facie A, se considera como una zona de mayor contenido de oxígeno, al tratarse principalmente de un ambiente de plataforma externa y media (biofacie *Marginotruncana*).

Para la facie C, se considera que se depositó en un ambiente reductor, asociado a una cuenca euxínica (biofacie *Rotalipora*).

Dejando las zonas de plataforma externa y talud como criterio para delimitar la facie B (biofacies *Helvetoglobotruncana helvetica* y *Whiteinella archaeocretacea*).

Con la interpretación de los Rayos Gamma, de 5 registros geofísicos de pozos (Emergente - 1, Gama -1 Habano -1, Montañés -1 y Nómada -1), la subdivisión de las dos unidades propuestas y sus tres facies se puede identificar por el comportamiento de valores altos en la curva, presentando algunos intervalos con lecturas más bajas que se pueden asociar a la presencia de calizas tipo packestone a grainstone (**Figura 4.7**).

En resumen, se propone la subdivisión de la Formación *Eagle Ford* la plataforma Burro – Picacho en las siguientes unidades:

Unidad Superior

Facie A.- Biozonas *Marginotrucana*, litología predominada por calizas en ambientes de plataforma.

Unidad Inferior

Facie B.- Biozona *Helvetoglobotruncana helvética* y *Whiteinella archaeocretacea*, con intercalación de calizas y lutitas calcáreas en ambiente de plataforma externa y talud.

Facie C.- Biozona *Rotalipora*, cuya litología principalmente son lutitas negras depositadas en cuenca subóxica.

De las facies propuestas:

La facie A presenta mayor variación en su espesor, con un promedio de 90 m, asociada a la cuenca de Maverick, este espesor es mayor en los pozos Montañés-1, Gamma- 1 y Emergente-1.

Mientras tanto la facie B no sufre fluctuación de espesor de manera considerable y su espesor promedio es de 65 m.

La facie C presenta menor variación de espesor, tiene un promedio de 45m en los pozos analizados.

La distribución de espesores para cada una de ellas se muestra en la **Tabla 4.7** y **Figura 4.8**.

Tabla 4.7. Distribución de los espesores en función de las tres facies propuestas para la Formación *Eagle Ford*.

Pozo	Profundidad (m)					Espesor (m)			
	Cima	Base	Facies A	Facies B	Facies C	Pozo	Facies A	Facies B	Facies C
Trilobite -1	364	472	364	380	425	108	16	45	47
Nómada-1	960	1,175	960	1,004	1,115	215	44	111	60
Montañés-1	1,325	1,602	1,325	1,501	1,550	277	176	49	52
Gamma-1	1,603	1,830	1,603	1,732	1,779	227	129	47	51
Habano-1	1,980	2,100	1,980	2,022	2,056	120	42	34	44
Emergente-1	2,351	2,545	2,351	2,457	2,508	194	106	51	37
Chucla-1	1,680	1,860	1,680	1,740	1,840	180	60	100	20
Percutor-1	1,265	1,532	1,265	1,395	1,490	267	130	95	42
Campo	0	127	0	33	87	127	33	54	40

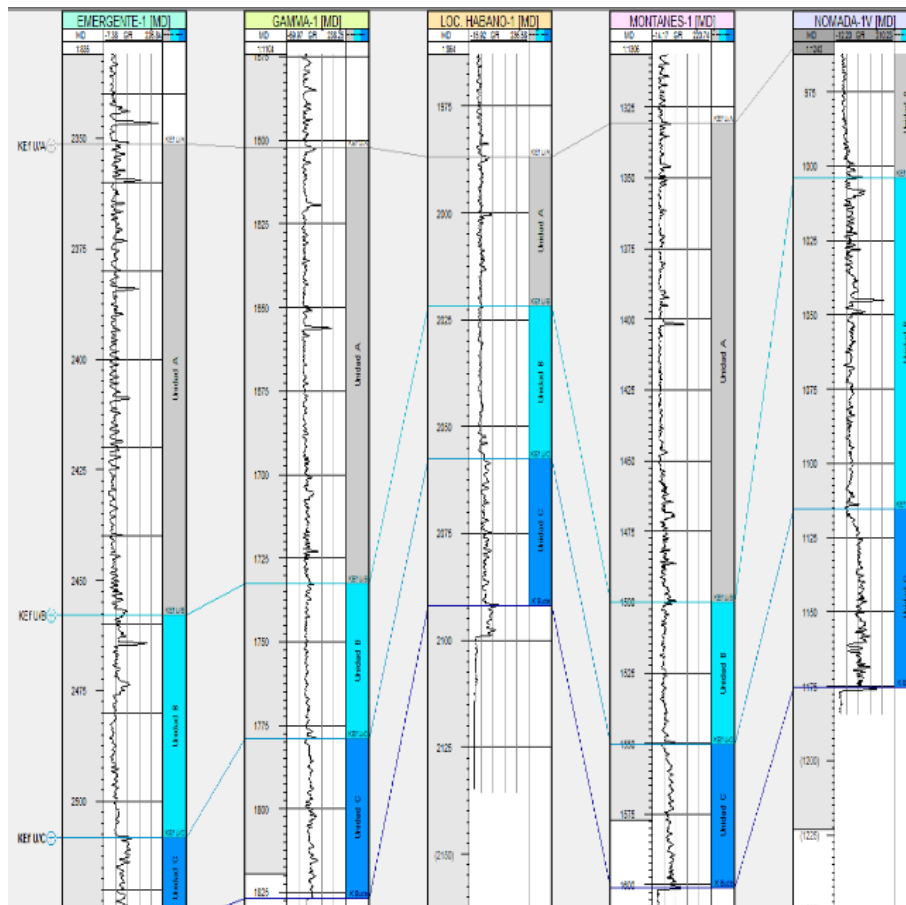


Figura 4.7. Interpretación de la curva de rayos Gamma, para proponer las facies A, B y C en la Plataforma Burro -Picachos (interpretación propia).

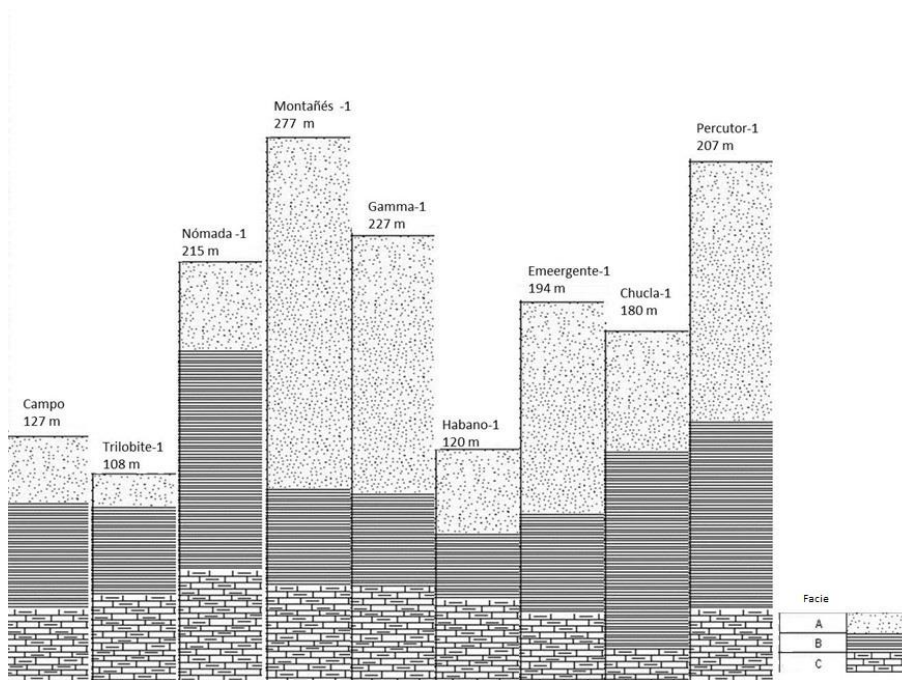


Figura 4.8. Distribución propuesta de las tres facies para la Formación *Eagle Ford* (autoría propia).

4.4.3 Características geoquímicas (Parámetros geoquímicos)

Con el fin de realizar la primera valoración de la Formación *Eagle Ford*, en el área como posible roca productora de hidrocarburos, se analizaron los resultados reportados de los estudios de Rock-Eval de cada uno de los pozos analizados en el intervalo de interés y de las muestras recolectadas en el campo, con apoyo de un semáforo que considera los valores de corte para una roca generadora de manera general (**Figura 4.9**), se valoró el contenido de: a) Carbono Orgánico Total (COT); b) Índice de hidrógeno (IH) e índice de oxígeno (IO), c) Temperatura máxima (Tmax); d) tipo de HC's (S2/S3) y e) Potencial de generación de petróleo (PP) donde:

$$PP = S1 + S2 \quad \text{ec. 4.1}$$

Cuyos valores asociados al semáforo se muestran en las **Tablas 4.8a, a 4.8i**, se interpreta que, el COT incrementa profundidades mayores, la roca generadora se cataloga de regular a excelente en los intervalos más profundos, los datos de Tmax indican que la MO entró a la

ventana de madurez, con excepción del pozo Percutor -1 que llegó a la etapa de sobremadurez, el tipo de producto (S2/S3) indica la presencia de aceite y gas, sin embargo, el pozo Percutor -1 sólo presenta gas, el Potencial de generación de petróleo de toda la zona se encuentra entre débil y medio.

COT [peso %]	Capacidad generadora
< 0.5	Pobre
0.5 - 1.0	Regular
1.0 - 2.0	Buena
> 2.0	Excelente

PP	Potencial
< 0.5	Muy débil
0.51 - 2.00	Débil
2.01 - 5.00	Medio
5.01 - 20.00	Bueno
> 20.00	Muy bueno

Tmax [°C]	Producto
< 430	Inmadura
430 -470	Aceite
> 470	Gas

S2/S3	Tipo de HC's
< 2	Gas
2 - 5	Gas y aceite
> 5	Aceite

Figura 4.9. Semáforo que muestra los valores de corte para COT (%), Tmax (°C), IP y PP de una roca generadora de petróleo.

Tabla 4.8a. Distribución del contenido de COT (%), Tmax (°C), IH (mgHC/gTOC), IO (mgCO₂/gTOC), S2/S3 y PP para el pozo Chucla -1

Chucla-1		COT	S1	S2	S3	Tmax	IH	IO	S2/S3	PP
1		0.29	0.07	0.19	0.66	502	66	228	0.29	0.26
2		0.47	0.03	0.62	0.6	444	132	128	1.03	0.65
3		0.73	0.06	2.15	0.67	441	295	92	3.21	2.21
4		0.64	0.12	1.29	0.8	441	202	125	1.61	1.41
5		0.57	0.07	0.29	0.74	443	51	130	0.39	0.36
6		0.62	0.06	1.83	0.56	442	295	90	3.27	1.89
7		1.07	0.1	2.43	0.64	443	227	60	3.80	2.53
8		1.15	0.12	0.5	0.92	438	43	80	0.54	0.62
9		0.92	0.04	0.12	0.89	500	13	97	0.13	0.16
10		0.5	0.05	0.28	0.56	443	56	112	0.50	0.33
11		2.98	0.06	0.34	1.09	432	11	37	0.31	0.40
12		1.87	0.05	0.25	1.03	512	13	55	0.24	0.30
13		3	0.08	3.35	0.58	445	112	19	5.78	3.43
14		2.73	0.05	0.07	0.83	520	3	30	0.08	0.12

Facies
A
B

Tabla 4.8b. Distribución del contenido COT (%), Tmax (°C), IH (mgHC/gTOC), IO (mgCO₂/gTOC), S2/S3 y PP para el pozo Emergente -1

Emergente-1									
	COT	S1	S2	S3	Tmax	IH	IO	S2/S3	PP
1	0.5	0.04	1.47	0.55	444	394	110	2.67	1.51
2	0.67	0.05	1.52	0.52	443	227	78	2.92	1.57
3	0.46	0.04	1.26	0.43	442	274	93	2.93	1.30
4	0.79	0.07	1.55	0.52	441	196	66	2.98	1.62
5	0.76	0.05	1.35	0.57	440	178	75	2.37	1.40
6	1.68	0.06	2.66	0.55	448	158	33	4.84	2.72
7	1.36	0.06	1.86	0.52	445	137	38	3.58	1.92
8	1.11	0.06	2.12	0.53	447	191	48	4.00	2.18
9	0.82	0.03	1.12	0.61	441	137	74	1.84	1.15
10	0.96	0.06	2.28	0.51	449	238	53	4.47	2.34
11	1.51	0.06	1.78	0.59	442	118	39	3.02	1.84
12	2.03	0.06	1.75	0.43	438	86	21	4.07	1.81
13	1.87	0.06	1.72	0.51	441	92	27	3.37	1.78
14	1.67	0.05	0.51	0.25	434	31	15	2.04	0.56

Facie
A
B

Tabla 4.8c. Distribución del contenido de COT (%), Tmax. (°C) IH (mgHC/gTOC), IO (mgCO₂/gTOC), S2/S3 y PP para el pozo Gamma -1.

Gamma-1									
	COT	S1	S2	S3	Tmax	IH	IO	S2/S3	PP
1	1.18	0.05	1.7	0.33	438	144	28	5.15	1.75
2	0.57	0.04	1.78	0.34	440	312	60	5.24	1.82
3	0.56	0.05	1.63	0.37	445	291	66	4.41	1.68
4	0.42	0.04	1.78	0.38	445	424	90	4.68	1.82
5	0.63	0.05	2.09	0.43	443	332	68	4.86	2.14
6	0.5	0.04	1.49	0.45	439	298	90	3.31	1.53
7	0.47	0.07	2.01	0.47	444	428	100	4.28	2.08
8	0.75	0.05	1.69	0.54	439	225	72	3.13	1.74
9	0.51	0.04	1.27	0.6	439	249	118	2.12	1.31
10	0.62	0.05	2.21	0.42	447	356	68	5.26	2.26
11	1.05	0.06	2.2	0.37	447	210	35	5.95	2.26
12	2	0.07	2.62	0.43	451	131	22	6.09	2.69
13	1.84	0.07	2.61	0.4	451	142	22	6.53	2.68
14	1.75	0.06	2.2	0.35	451	126	20	6.29	2.26
15	1.76	0.07	2.72	0.37	448	155	21	7.35	2.79
16	1.54	0.07	2.18	0.4	446	142	26	5.45	2.25
17	2.05	0.08	2.55	0.39	448	124	19	6.54	2.63
18	2.31	0.08	2.06	0.41	443	89	18	5.02	2.14
19	2.95	0.09	3	0.48	443	102	16	6.25	3.09
20	5.3	4.95	4.44	0.19	481	84	4	23.37	9.39
21	3.05	0.11	3.96	0.61	440	130	20	6.49	4.07
22	4.51	0.11	3.54	0.46	450	78	10	7.70	3.65
23	3.92	0.11	3.05	0.49	442	78	12	6.22	3.16
24	0.91	0.05	1.6	0.41	442	176	45	3.90	1.65

Facie
A
B
C

Tabla 4.8d. Distribución del contenido de COT (%), Tmax. (°C) IH (mgHC/gTOC), IO (mgCO₂/gTOC), S2/S3 y PP para el pozo Habano -1.

Habano-1		COT	S1	S2	S3	Tmax	IH	IO	S2/S3	PP
1		1.12	0.04	1.49	0.52	455	133	46	2.87	1.53
2		1.49	0.03	1.17	0.69	440	79	46	1.70	1.20
3		1.8	0.04	1.98	0.58	448	110	32	3.41	2.02
4		1.3	0.04	1.43	0.46	442	110	35	3.11	1.47
5		1.76	0.04	1.55	0.46	444	88	26	3.37	1.59
6		2.43	0.02	0.35	0.93	521	14	38	0.38	0.37
7		2.59	0.02	0.2	0.91	517	8	35	0.22	0.22
8		2.2	0.04	2	0.64	441	91	29	3.13	2.04
9		2.56	0.02	0.05	0.59	609	2	23	0.08	0.07
10		2.75	0.03	0.11	0.57	609	4	21	0.19	0.14
11		4.48	0.07	2.88	0.78	440	64	17	3.69	2.95
12		4.6	0.07	3.47	0.6	441	75	13	5.78	3.54
13		0.56	0.03	0.91	0.39	439	163	70	2.33	0.94

Facies
A
B
C

Tabla 4.8e. Distribución del contenido de COT (%), Tmax. (°C) IH (mgHC/gTOC), IO (mgCO₂/gTOC), S2/S3 y PP para el pozo Nómada -1.

Nómada-1		COT	S1	S2	S3	Tmax	IH	IO	S2/S3	PP
1		0.68	0.2	1.02	0.48	438	150	71	2.13	1.22
2		0.64	0.16	1.57	0.37	440	245	58	4.24	1.73
3		1.04	0.07	2.43	0.3	445	234	29	8.10	2.50
4		0.56	0.21	1.8	0.35	44	321	62	5.14	2.01
5		1.19	0.05	1.49	0.4	442	125	34	3.73	1.54
6		0.7	0.19	2.05	0.3	447	293	43	6.83	2.24
7		0.78	0.13	1.57	0.41	443	201	53	3.83	1.70
8		0.74	0.07	1.67	0.27	448	226	36	6.19	1.74
9		0.99	0.14	1.21	0.31	440	122	31	3.90	1.35
10		1.12	0.13	2.28	0.22	451	204	20	10.36	2.41
11		1.44	0.14	2.28	0.34	450	158	24	6.71	2.42
12		1.34	0.22	1.83	0.32	445	137	24	5.72	2.05
13		1.02	0.16	2.01	0.27	445	197	26	7.44	2.17
14		1.41	0.21	2.24	0.34	449	159	24	6.59	2.45
15		2.05	0.2	3.55	0.28	452	173	14	12.68	3.75
16		1.88	0.17	3.11	0.38	445	165	20	8.18	3.28
17		1.64	0.07	0.09	0.69	431	5	42	0.13	0.16
18		2.7	0.05	0.15	0.69	438	6	26	0.22	0.20
19		2.73	0.05	0.31	0.69	432	11	25	0.45	0.36
20		3.04	0.21	4.46	0.28	453	147	9	15.93	4.67
21		2.2	0.35	3.92	0.36	447	178	16	10.89	4.27
22		3	0.29	4.48	0.33	450	149	11	13.58	4.77

Facies
A
B
C

Tabla 4.8f. Distribución del contenido de COT (%), Tmax. (°C) IH (mgHC/gTOC), IO (mgCO₂/gTOC), S2/S3 y PP para el pozo Trilobite -1.

Trilobite-1		COT	S1	S2	S3	Tmax	IH	IO	S2/S3	PP
	1	1.56	0.58	6.47	0.47	####	415	30	13.77	7.05
	2	1.77	0.7	7.64	0.5	430	432	28	15.28	8.34
	3	1.41	0.68	5.65	0.81	430	401	57	6.98	6.33
	4	1.79	1.16	6.83	0.62	435	382	35	11.02	7.99
	5	4.38	0.12	8.33	0.51	433	190	12	16.33	8.45
	6	6.09	-1E+08	10.67	-1E+09	434	#####	11	0.00	#####
	7	4.21	4.57	14.27	0.54	434	339	13	26.43	18.84
	8	5.98	-1E+07	18.54	0.66	432	310	11	28.09	#####
	9	4.04	3.81	13.48	0.56	434	334	14	24.07	17.29

Facies
B
C

Tabla 4.8g. Distribución del contenido de COT (%), Tmax. (°C) IH (mgHC/gTOC), IO (mgCO₂/gTOC), S2/S3 y PP para el pozo Montañés -1.

Montañés-1		COT	S1	S2	S3	Tmax	IH	IO	S2/S3	PP
	1	3.53	0.08	3.38	0.64	450	96	18	5.28	3.46
	2	0.28	0.05	1.07	0.4	44	382	143	2.68	1.12
	3	0.47	0.05	1.53	0.56	441	326	119	2.73	1.58
	4	0.33	0.05	1.19	0.39	450	361	118	3.05	1.24
	5	0.26	0.06	1.23	0.49	450	473	188	2.51	1.29
	6	0.22	0.04	1.06	0.41	448	482	186	2.59	1.10
	7	0.58	0.04	1.63	0.57	437	281	98	2.86	1.67
	8	0.4	0.04	1.28	0.45	444	320	112	2.84	1.32
	9	0.31	0.04	0.99	0.37	448	319	119	2.68	1.03
	10	0.33	0.03	1.06	0.39	446	321	118	2.72	1.09
	11	0.39	0.04	1.24	0.41	449	318	105	3.02	1.28
	12	0.42	0.04	1.62	0.46	449	386	110	3.52	1.66
	13	0.46	0.04	1.21	0.48	442	263	104	2.52	1.25
	14	0.63	0.05	1.44	0.46	450	229	73	3.13	1.49
	15	0.65	0.04	1.66	0.53	446	255	82	3.13	1.70
	16	1.23	0.05	2.19	0.56	448	178	46	3.91	2.24
	17	1.35	0.04	1.92	0.48	450	142	36	4.00	1.96
	18	1.23	0.03	1.88	0.37	454	153	30	5.08	1.91
	19	1.79	0.04	2.21	0.39	452	123	22	5.67	2.25
	20	1.97	0.05	2.33	0.47	454	118	24	4.96	2.38
	21	1.62	0.05	2.13	0.42	447	131	26	5.07	2.18
	22	1.14	0.05	1.88	0.4	450	133	28	4.70	1.93
	23	1.97	0.05	2.38	0.39	449	121	20	6.10	2.43
	24	1.91	0.06	2.67	0.45	446	140	24	5.93	2.73
	25	3.1	0.11	4.39	0.45	450	142	15	9.76	4.50

Facies
A
B

Tabla 4.8h. Distribución del contenido de COT (%), Tmax. (°C) IH (mgHC/gTOC), IO (mgCO₂/gTOC), S2/S3 y PP Percutor -1.

Percutor-1		COT	S1	S2	S3	Tmax	IH	IO	S2/S3	PP
1		2.72	0.06	0.31	0.13	550	11	5	2.38	0.37
2		2.9	0.03	0.23	0.14	540	8	5	1.64	0.26
3		3.86	0.08	0.59	0.48	595	15	12	1.23	0.67
4		3.32	0.05	0.37	0.49	579	11	15	0.76	0.42
5		3.49	0.04	0.34	0.29	580	10	8	1.17	0.38
6		5	0.04	0.54	0.27	593	11	5	2.00	0.58
7		4.07	0.05	0.52	0.56	592	13	14	0.93	0.57
8		1.71	0.05	0.2	0.2	532	12	12	1.00	0.25
9		3.6	0.04	0.35	0.21	583	10	6	1.67	0.39
10		3.63	0.05	0.39	0.25	586	11	7	1.56	0.44
11		3.41	0.03	0.41	0.36	596	12	11	1.14	0.44
12		1.73	0.05	0.33	0.46	598	19	27	0.72	0.38
13		2.99	0.05	0.4	0.48	605	13	16	0.83	0.45
14		2.68	0.04	0.39	0.65	592	15	24	0.60	0.43
15		1.46	0.02	0.18	0.25	580	12	17	0.72	0.20
16		2.47	0.04	0.25	0.18	582	10	7	1.39	0.29
17		1.96	0.03	0.24	0.38	572	12	19	0.63	0.27
18		1.45	0.04	0.25	0.5	579	17	34	0.50	0.29
19		2.54	0.02	0.24	0.35	570	9	14	0.69	0.26
20		4.04	0.03	0.43	0.43	597	11	11	1.00	0.46
21		2.13	0.03	0.25	0.49	574	12	23	0.51	0.28
22		3.44	0.04	0.43	0.3	597	12	9	1.43	0.47
23		3.06	0.07	0.33	0.2	581	11	7	1.65	0.40
24		0.75	0.02	0.1	0.11	569	13	15	0.91	0.12

Facie
B
C

Tabla 4.8i. Distribución del contenido de COT (%), Tmax. (°C) IH (mgHC/gTOC), IO (mgCO₂/gTOC), S2/S3 y PP para muestras recolectadas en campo.

Campo		COT	S1	S2	S3	Tmax	IH	IO	S2/S3	PP
1		1.26	0.11	3.79	0.61	434	300	48	6.21	3.9
2		0.29	0.05	0.21	0.22	418	71	75	0.95	0.26
3		0.31	0.06	0.29	0.5	441	95	161	0.58	0.35
4		0.66	0.17	1.8	0.35	440	273	53	5.14	1.97
5		0.32	0.04	0.21	0.35	539	64	108	0.60	0.25
6		1.78	0.37	5.75	0.45	441	322	25	12.78	6.12
7		1.7	0.27	5.25	0.48	442	308	28	10.94	5.52
8		0.76	0.07	1.76	0.26	436	230	34	6.77	1.83
9		0.31	0.05	0.2	0.31	472	64	100	0.65	0.25
10		0.81	0.05	0.79	0.67	446	97	83	1.18	0.84
11		3.01	2.31	10.51	0.29	444	349	9	36.24	12.82
12		0.26	0.05	0.21	0.38	467	79	146	0.55	0.26
13		0.31	0.05	0.21	0.45	605	69	147	0.47	0.26
14		0.24	0.04	0.18	0.33	539	75	138	0.55	0.22
15		0.24	0.05	0.22	0.46	449	90	192	0.48	0.27
16		0.29	0.05	0.24	0.22	450	82	77	1.09	0.29
17		0.37	0.01	0.13	6.66	120	36	1808	0.02	0.14
18		0.26	0.05	0.23	0.3	610	90	115	0.77	0.28
19		0.24	0.04	0.2	0.39	461	84	164	0.51	0.24

Facie
A
B
C

Los valores reportados para el COT y el Índice de Hidrógeno (IH) e Índice de Oxígeno (IO) al graficarse en el pseudo diagrama de van Krevelen (**Figura 4.10**), se observa que el kerógeno predominante en la zona es del tipo III (generador de gas), con presencia restringida de kerógeno tipo II (percutor de aceite y gas) y MO inerte (kerógeno tipo IV).

De lo anterior, se deduce que el área analizada, cumple con las características geoquímicas mínimas, para ser considerada como una zona proyecto en la exploración petrolera y de acuerdo con el tipo de kerógeno encontrado, es más factible la generación de gas y gas asociado en esta zona. Así mismo se observa que los pozos Nómada -1, Chucla-1 y Montañés -1 y Habano -1 y Trilobite-1 en la unidad inferior, presentan contenido de COT y una Tmax adecuada para generar hidrocarburos.

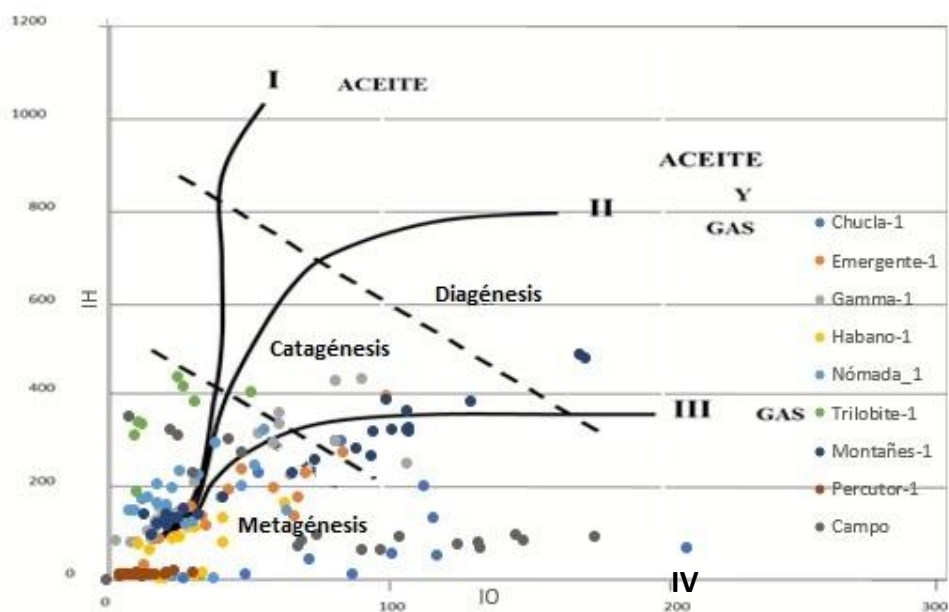


Figura 4.10. Tipo de kerógeno predominante en el área de estudio.

4.5 Roca generadora (Grado de heterogeneidad y promedios ponderados)

Al conocer el índice de heterogeneidad de la formación, se puede describir la distribución espacial de la propiedad en cuestión, existen varios métodos para analizar el grado de

heterogeneidad para una característica, uno de ellos es el método propuesto por Dykstra – Parson que generalmente se aplica a la permeabilidad, pero puede ser ampliado para tratar otras propiedades de la roca (Celio Maschio, 2003); en este trabajo se utilizó principalmente para conocer la distribución del Carbono Orgánico Total (COT), Temperatura máxima (Tmax), Potencial de generación de petróleo (PP) y adicionalmente se realizó el cálculo de S2/S3 para conocer el tipo de HC que se genera en el área.

Los siguientes valores muestran el coeficiente de heterogeneidad (V) de Dykstra – Parson y el tipo de promedio que se debe calcular en función de su grado de heterogeneidad:

Si $V = 0 - 0.25$ ligeramente heterogéneo (promedio aritmético).

0.25 – 0.50 heterogéneo medio (promedio ponderado).

0.50 – 0.75 muy heterogéneo (promedio geométrico).

0.75 – 1.00 completamente heterogéneo (promedio armónico).

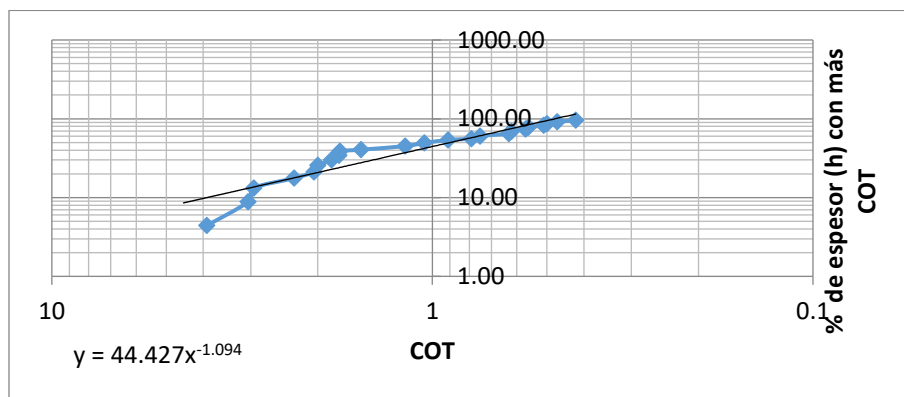
El análisis del grado de heterogeneidad se realizó por pozo y para cada una de las unidades propuestas, así como el cálculo de los valores geoquímicos ya mencionados ponderados al espesor.

Como ejemplo, se muestra en la **Figura** 4.11 el cálculo efectuado con los datos del pozo Gamma-1 y en las **Figuras** 4.12a_1, a 4.12d_3 el cálculo realizado para este pozo en cada una de las facies propuestas en la Formación *Eagle Ford*.

El resultado del análisis del grado de heterogeneidad de los valores de COT, Tmax, S2/S3 y PP, para las facies propuestas en cada uno de los pozos, se resume en la **Tabla** 4.9, en la que se asocia a cada propiedad un semáforo de corte conforme a los siguientes valores.

Grado de heterogeneidad	0.1 – 0.2	Bajo
	0.2 – 0.6	Medio
	0.6 – 1.0	Alto

COT	Espesor (h)	Espesor (h) con más COT	% de espesor (h) con más COT
4.51	10	0	
3.92	10	10	4.41
3.05	10	20	8.81
2.95	10	30	13.22
2.31	8	40	17.62
2.05	10	48	21.15
2	10	58	25.55
1.84	10	68	29.96
1.76	10	78	34.36
1.75	4	88	38.77
1.54	10	92	40.53
1.18	10	102	44.93
1.05	10	112	49.34
0.91	5	122	53.74
0.79	10	127	55.95
0.75	10	137	60.35
0.63	10	147	64.76
0.62	10	157	69.16
0.57	10	167	73.57
0.56	10	177	77.97
0.51	10	187	82.38
0.5	10	197	86.78
0.47	10	207	91.19
0.42	10	217	95.59

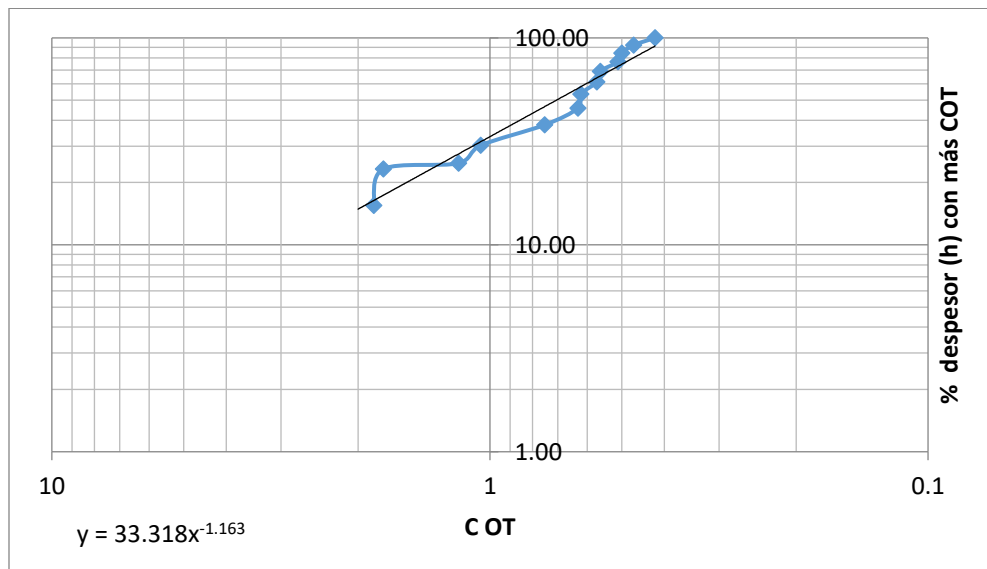


Φ50	0.90
Φ84.1	0.56
V	0.38

Figura 4.11. Método Dykstra Parson aplicado al contenido de COT para el pozo Gamma-1.

Facie A

COT	Espesor (h)	Espesor (h) con más COT	% de espesor (h) con más COT
2	10	10	
1.84	10	20	15.50
1.75	2	30	23.26
1.18	7	32	24.81
1.05	10	39	30.23
0.75	10	49	37.98
0.63	10	59	45.74
0.62	10	69	53.49
0.57	10	79	61.24
0.56	10	89	68.99
0.51	10	99	76.74
0.5	10	109	84.50
0.47	10	119	92.25
0.42	10	129	100.00

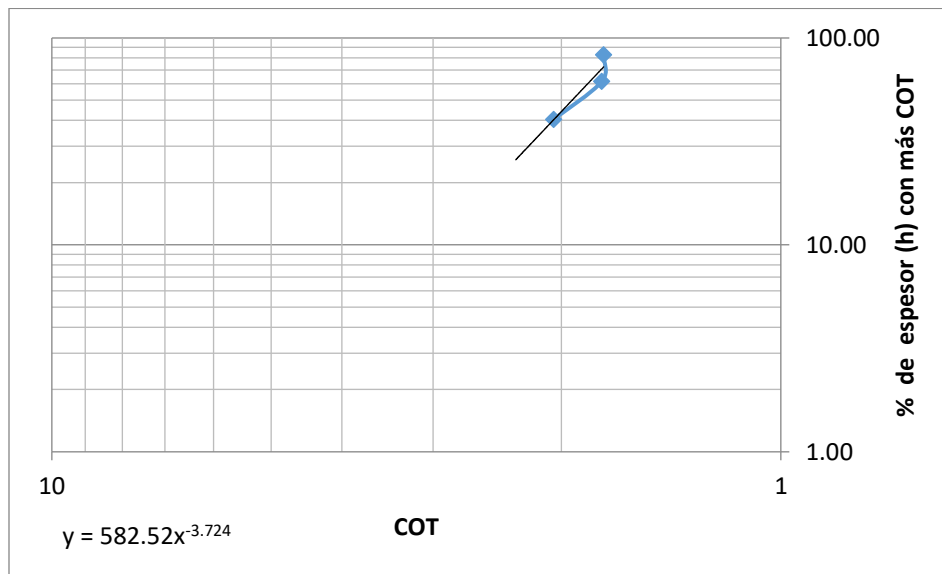


Φ50	0.70
Φ84.1	0.45
V	0.36

Figura 4.12a_1. Método Dykstra Parson aplicado a COT para la facie A propuesta en el pozo Gamma-1.

Facie B

COT	Espesor (h)	Espesor (h) con más COT	% de espesor (h) con más COT
2.31	9	10	
2.05	10	19	40.43
1.76	10	29	61.70
1.75	8	39	82.98
1.54	10	47	100.00

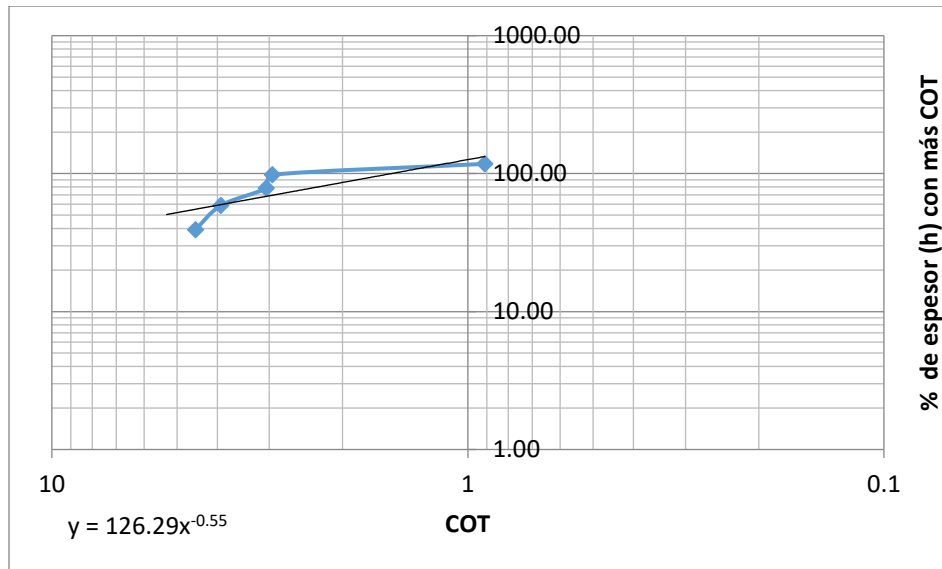


Φ50	1.93
Φ84.1	1.68
v	0.13

Figura 4.12a_2. Método Dykstra Parson aplicado a COT para la facie B propuesta en el pozo Gamma-1.

Facie C

COT	Espesor (h)	Espesor (h) con más COT	% de espesor (h) con más COT
5.30	10	10	
4.51	10	20	39.22
3.92	10	30	58.82
3.05	10	40	78.43
2.95	10	50	98.04

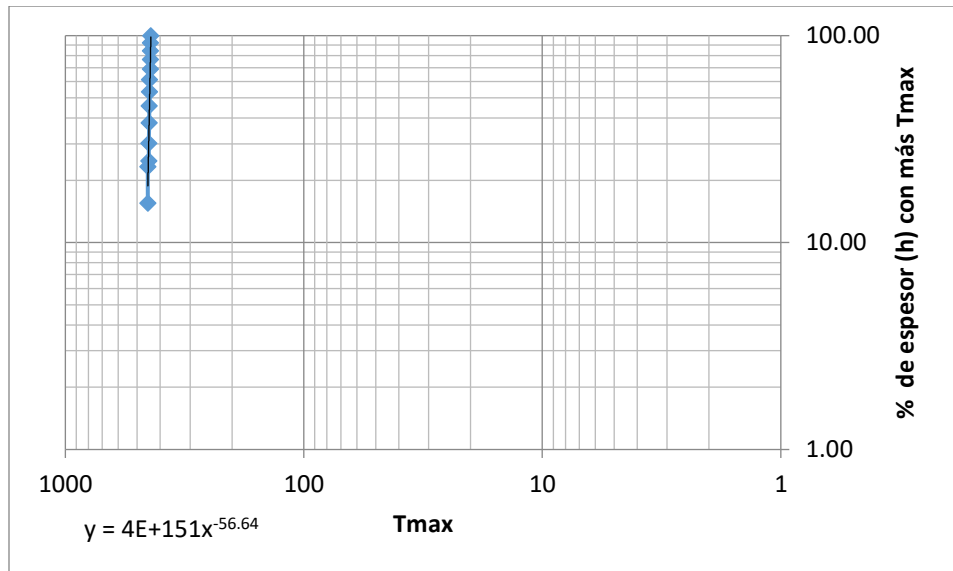


Φ50	5.39
Φ84.1	2.09
V	0.61

Figura 4.12a_3. Método Dykstra Parson aplicado a COT para la facie C propuesta en el pozo Gamma-1.

Facie A

Tmax	Espesor (h)	Espesor (h) con más Tmax	% de espesor (h) con más Tmax
451	10	10.00	
451	10	20.00	15.50
451	2	30.00	23.26
447	7	32.00	24.81
447	10	39.00	30.23
445	10	49.00	37.98
445	10	59.00	45.74
444	10	69.00	53.49
443	10	79.00	61.24
440	10	89.00	68.99
439	10	99.00	76.74
439	10	109.00	84.50
439	10	119.00	92.25
438	10	129.00	100.00

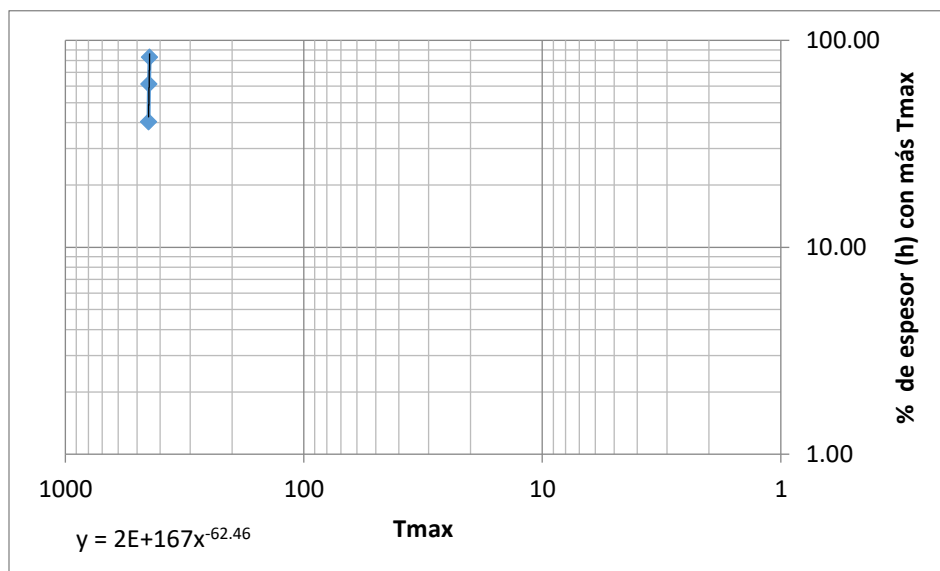


Φ50	443.19
Φ84.1	439.14
V	0.01

Figura 4.12b_1. Método Dykstra Parson aplicado a Tmax para la facie A propuesta en el pozo Gamma-1.

Facie B

Tmax	Espesor (h)	Espesor (h) con más Tmax	% de espesor (h) con más Tmax
448	9	10	
448	10	19	40.43
446	10	29	61.70
443	8	39	82.98
442	10	47	100.00

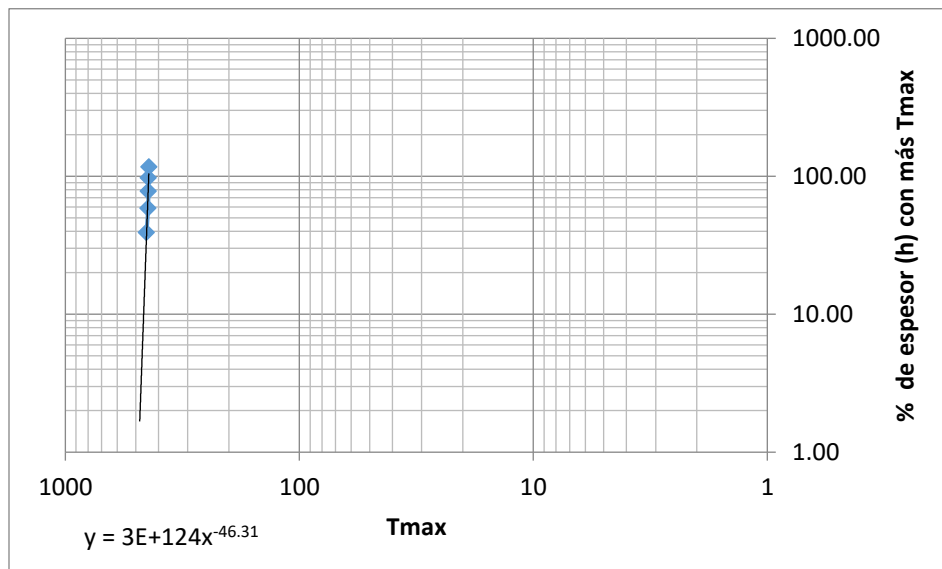


Φ50	448.05
Φ84.1	444.29
v	0.008

Figura 4.12b_2. Método Dykstra Parson aplicado a Tmax para la facie B propuesta en el pozo Gamma-1.

Facie C

Tmax	Espesor (h)	Espesor (h) con más Tmax	% de espesor (h) con más Tmax
481	10	10	
450	10	20	39.22
443	10	30	58.82
442	10	40	78.43
442	10	50	98.04

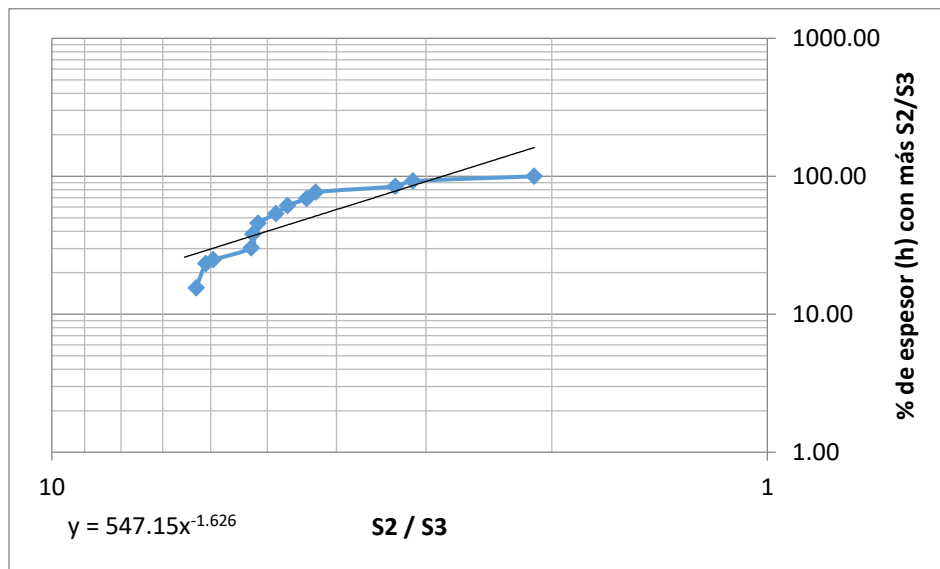


Φ50	447.94
Φ84.1	442.94
V	0.01

Figura 4.12b_3. Método Dykstra Parson aplicado a Tmax para la facie C propuesta en el pozo Gamma-1.

Facie A

S2/S3	Espesor (h)	Espesor (h) con más S2/S3	% de espesor (h) con más S2/S3
6.53	10	10	
6.29	10	20	15.50
6.09	2	30	23.26
5.95	7	32	24.81
5.26	10	39	30.23
5.24	10	49	37.98
5.15	10	59	45.74
4.86	10	69	53.49
4.68	10	79	61.24
4.41	10	89	68.99
4.28	10	99	76.74
3.31	10	109	84.50
3.13	10	119	92.25
2.12	10	129	100.00

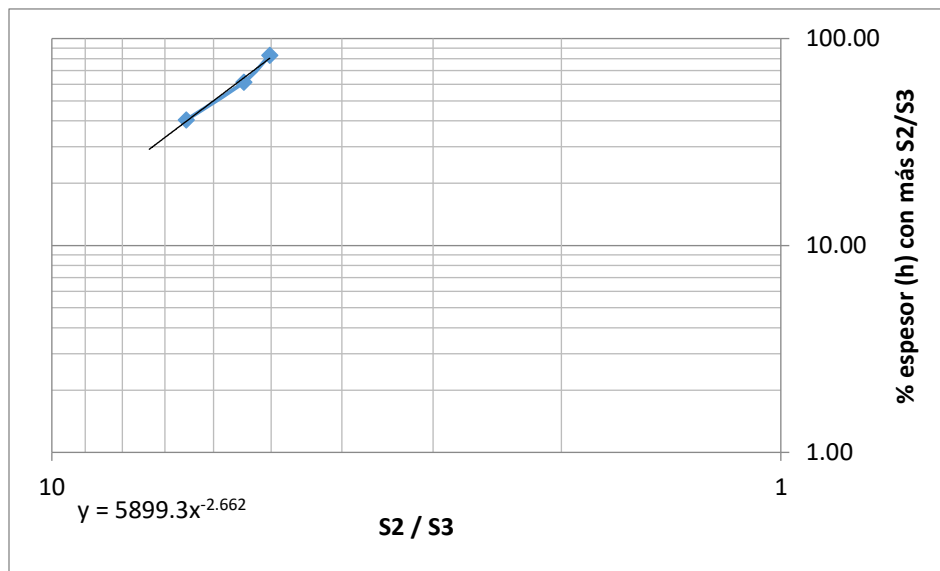


Φ50	4.35
Φ84.1	3.16
V	0.27

Figura 4.12c_1. Método Dykstra Parson aplicado a S2/S3, para la facie A propuesta en el pozo Gamma-1.

Facie B

S2/S3	Espesor (h)	Espesor (h) con más S2/S3	% de espesor (h) con más S2/S3
7.35	9	10	
6.54	10	19	40.43
5.45	10	29	61.70
5.02	8	39	82.98
5.20	10	47	100.00

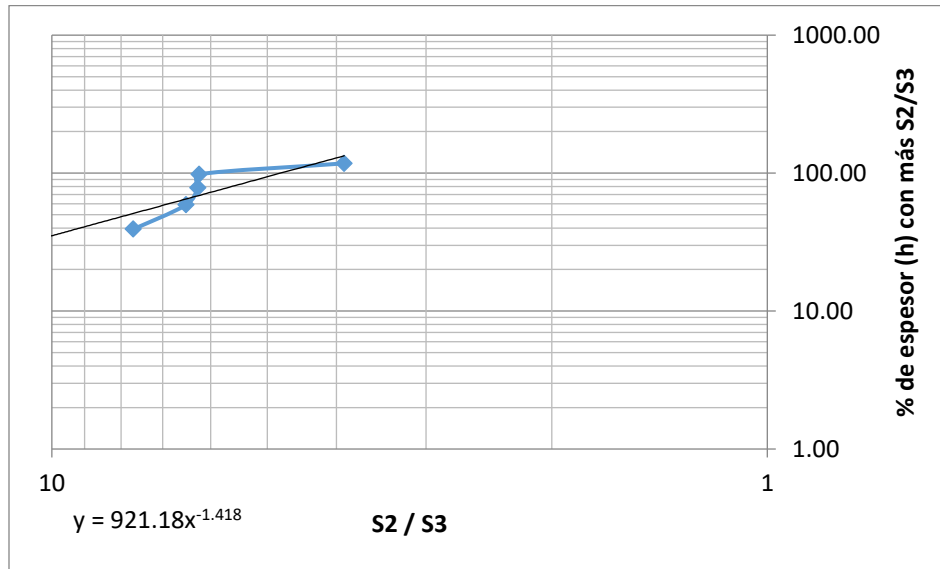


Φ50	6.00
Φ84.1	4.92
V	0.18

Figura 4.12c_2. Método Dykstra Parson aplicado a S2/S3, para la facie B propuesta en el pozo Gamma-1.

Facie C

S2/S3	Espesor (h)	Espesor (h) con más S2/S3	% de espesor (h) con más S2/S3
23.37	10	10	
7.70	10	20	39.22
6.49	10	30	58.82
6.25	10	40	78.43
6.22	10	50	98.04

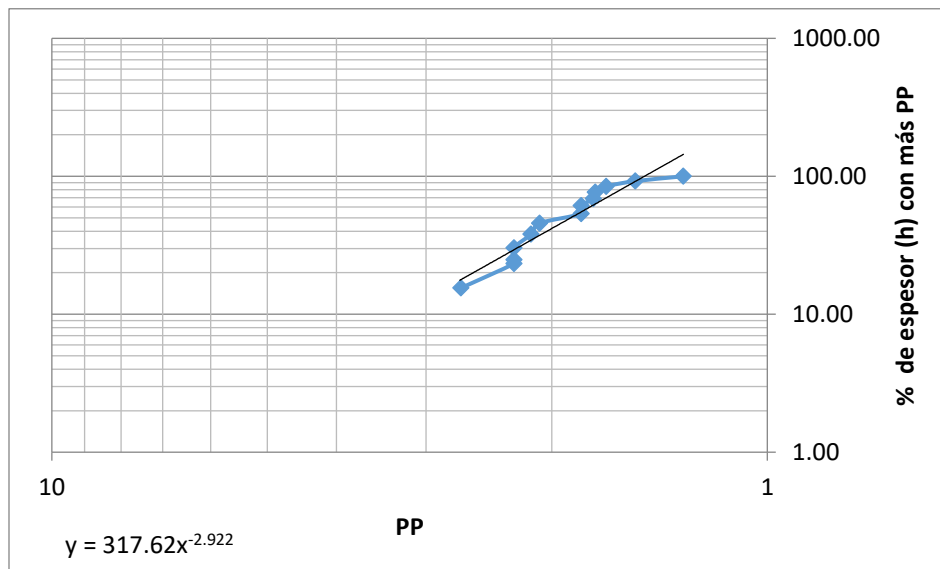


Φ50	7.80
Φ84.1	5.41
V	0.31

Figura 4.12c_3. Método Dykstra Parson aplicado a S2/S3, para la facie C propuesta en el pozo Gamma-1.

Facies A

PP	Espesor (h)	Espesor (h) con más PP	% de espesor (h) con más PP
2.69	10	10	
2.68	10	20	15.50
2.26	2	30	23.26
2.26	7	32	24.81
2.26	10	39	30.23
2.14	10	49	37.98
2.08	10	59	45.74
1.82	10	69	53.49
1.82	10	79	61.24
1.75	10	89	68.99
1.74	10	99	76.74
1.68	10	109	84.50
1.53	10	119	92.25
1.31	10	129	100.00

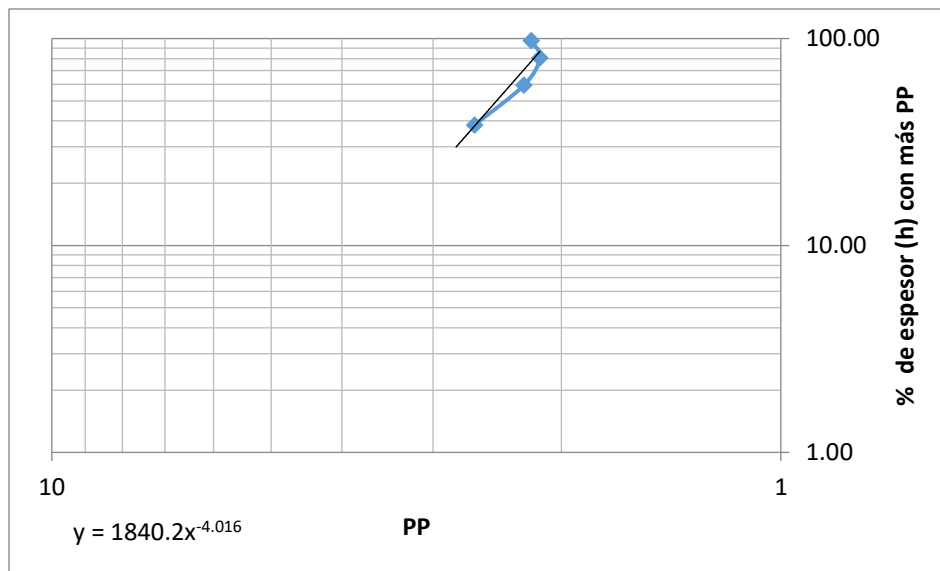


Φ50	1.88
Φ84.1	1.58
V	0.16

Figura 4.12d_1. Método Dykstra Parson aplicado al PP, para la facie A propuesta en el pozo Gamma-1.

Facie B

PP	Espesor (h)	Espesor (h) con más PP	% de espesor (h) con más PP
2.79	9	9	
2.63	10	18	38.30
2.25	10	28	59.57
2.14	8	38	80.85
2.20	10	46	97.87

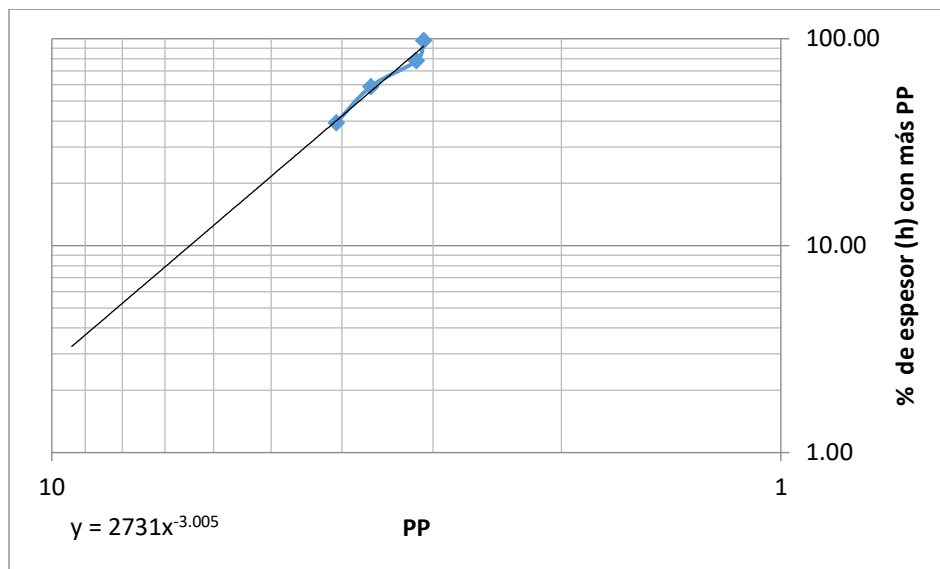


Φ50	2.45
Φ84.1	2.14
V	0.13

Figura 4.12d_2. Método Dykstra Parson aplicado al PP, para la facie B propuesta en el pozo Gamma-1.

Facie C

PP	Espesor (h)	Espesor (h) con más PP	% de espesor (h) con más PP
9.39	10	10	
4.07	10	20	39.22
3.65	10	30	58.82
3.16	10	40	78.43
3.09	10	50	98.04



Φ50	3.79
Φ84.1	3.18
V	0.16

Figura 4.12d_3. Método Dykstra Parson aplicado al PP, para la facie C propuesta en el pozo Gamma-1.

Tabla 4.9 Grado de heterogeneidad de los datos geoquímicos por unidad propuesta.

Facies		Pozo								
		Trilobite-1	Nomada-1	Montañas-1	Gamma-1	Habano-1	Emergente-1	Chucua-1	Percutor-1	Campo
A	Cima	364	960	1325	1603	1980	2351	1680	1265	0
	Base	380	1004	1501	1732	2022	2457	1740	1395	0
	h (m)	16	44	176	129	42	106	60	130	0
	COT		0.14	0.27	0.29	0.17	0.24	0.29		0.36
	Tmax		0.005	0.01	0.01	0.01	0.005	0.002		0.03
	S2/S3		0.35	0.09	0.22	0.29	0.19	0.57		0.66
	PP		0.2	0.12	0.14	0.12	0.16	0.52		0.65
B	Cima	380	1004	1501	1732	2022	2457	1740	1395	0
	Base	425	1115	1550	1779	2056	2508	1840	1490	0
	h (m)	45	111	49	47	34	51	100	95	0
	COT		0.19	0.21	0.22	0.1	0.05	0.07	0.41	0.46
	Tmax		0.08	0.01	0.003	0.008	0.17	0.01	0.62	0.05
	S2/S3		0.22	0.21	0.09	0.17	0.18	0.31	0.54	0.68
	PP		0.08	0.16	0.1	0.14	0.18	0.47	0.54	0.67
C	Cima	425	1115	1550	1779	2056	2508	1840	1490	0
	Base	472	1175	1602	1830	2100	2545	1860	1532	0
	h (m)	47	60	52	51	44	37	20	42	0
	COT		0.24	0.21		0.49	0.56		0.27	0.07
	Tmax		0.004	0.02		0.01	0.18		0.02	0.53
	S2/S3		0.07	0.92		0.27	0.9		0.22	0.85
	PP		0.87	0.67		0.3	0.86		0.41	0.25

Heterogeneidad	
.01 - 0.2	Baja
0.2 - 0.6	Media
.06 - 1.0	Alta

Se puede observar que en general, el grado de heterogeneidad en las tres facies propuestas es de bajo a medio, por lo que el cálculo de los valores ponderados al espesor, para COT, Tmax, S2/S3 y PP, se puede utilizar sin problema alguno.

Los valores calculados de los promedios ponderados al espesor de: COT, Tmax, S2/S3 y PP, para cada facie propuesta, se muestran en la **Tabla 4.10**.

Tabla 4.10. Valores ponderados al espesor de COT (%), Tmax. (°C), S2/S3 y PP en el área analizada.

Facies		Pozo								
		Trilobite-1	Nomada-1	Montañés-1	Gamma-1	Habano-1	Emergente-1	Chucla-1	Percutor-1	Campo
A	Cima	364	960	1325	1603	1980	2351	1680	1265	0
	Base	380	1004	1501	1732	2022	2457	1740	1395	0
	h (m)	16	44	176	129	42	106	60	130	0
	COT		0.64	0.65	0.86	1.44	0.92	0.55		0.63
	Tmax		441	447	444	446	444	452		433
	S2/S3		4.80	3.19	4.71	2.80	3.27	1.63		3.22
	PP		1.84	1.53	1.99	1.56	1.77	1.13		1.62
B	Cima	380	1004	1501	1732	2022	2457	1740	1395	0
	Base	425	1115	1550	1779	2056	2508	1840	1490	0
	h (m)	45	111	49	47	34	51	100	95	0
	COT	1.94	1.17	1.72	1.88	2.44	1.81	1.78	2.81	1.03
	Tmax	432	447	449	447	506	438	467	545	477
	S2/S3	12.27	7.07	5.36	6.33	0.82	3.20	1.42	2.01	7.80
	PP	7.54	2.28	2.33	2.52	0.62	1.50	0.99	0.63	3.10
C	Cima	425	1115	1550	1779	2056	2508	1840	1490	0
	Base	472	1175	1602	1830	2100	2545	1860	1532	0
	h (m)	47	60	52	51	44	37	20	42	0
	COT	5.14	2.44	3.10	3.87	3.41			3.62	0.27
	Tmax	434	440	450	451	532			586	438
	S2/S3	26.06	5.74	5.36	9.89	2.15			1.18	0.57
	PP	18.07	2.02	4.50	4.61	1.47			0.45	0.24

Asociando el contenido de COT, Tmax, S2/S3 y PP ponderados al espesor, con el grado de heterogeneidad (método de Dykstra- Parson), se construye la **Tabla 4.11**, donde se ha coloreado el índice de heterogeneidad: alto color rojo, medio color amarillo, bajo color verde.

Tabla 4.11. Valores ponderados al espesor resaltados con el grado de heterogeneidad correspondiente (COT (%), Tmax. (°C), S2/S3 y PP).

Facies		Pozo								
		Trilobite-1	Nomada-1	Montañés-1	Gamma-1	Habano-1	Emergente-1	Chucua-1	Percutor-1	Campo
A	Cima	364	960	1325	1603	1980	2351	1680	1265	0
	Base	380	1004	1501	1732	2022	2457	1740	1395	0
	h (m)	16	44	176	129	42	106	60	130	0
	COT		0.64	0.65	0.86	1.44	0.92	0.55		0.63
	Tmax		441	447	444	446	444	452		433
	S2/S3		4.80	3.19	4.71	2.80	3.27	1.63		3.22
	PP		1.84	1.53	1.99	1.56	1.77	1.13		1.62
	V	Heterogeneidad de COT = 0.28								
B	Cima	380	1004	1501	1732	2022	2457	1740	1395	0
	Base	425	1115	1550	1779	2056	2508	1840	1490	0
	h (m)	45.00	111.00	49.00	47.00	34.00	51.00	100.00	95.00	0.00
	COT	1.94	1.17	1.72	1.88	2.44	1.81	1.78	2.81	1.03
	Tmax	432	447	449	447	506	438	467	545	477
	S2/S3	12.27	7.07	5.36	6.33	0.82	3.20	1.42	2.01	7.80
	PP	7.54	2.28	2.33	2.52	0.62	1.50	0.99	0.63	3.10
	V	Heterogeneidad de COT = 0.12								
C	Cima	425	1115	1550	1779	2056	2508	1840	1490	0
	Base	472	1175	1602	1830	2100	2545	1860	1532	0
	h (m)	47	60	52	51	44	37	20	42	0
	COT	5.14	2.44	3.10	3.87	3.41			3.62	0.27
	Tmax	434	440	450	451	532			586	438
	S2/S3	26.06	5.74	5.36	9.89	2.15			1.18	0.57
	PP	18.07	2.02	4.50	4.61	1.47			0.45	0.24
	V	Heterogeneidad de COT= 0.08								

Heterogeneidad	
0.01 - 0.2	Baja
0.2 - 0.6	Media
0.6 - 1.0	Alta

Ahora bien, si se toman en cuenta los valores estándar de corte para cada uno de los parámetros que se obtienen al realizar el estudio de Rock-Eval (**Figura 4.9**) para definir las características de una roca generadora de petróleo se establece que:

En el área analizada, la facie B de la mayoría de los pozos incluyendo datos de superficie, presentan un grado de heterogeneidad baja y media.

Por otra parte, la facie A, es la que presenta menor COT, catalogándose como una roca generadora de pobre a regular, con un potencial de generación de petróleo débil.

Las facies B y C, se catalogan como una roca generadora de regular a buena, con una madurez térmica que las ubica en la ventana de generación de aceite y gas, presentan un potencial de generación de petróleo de medio a bueno, por lo que estas dos unidades propuestas, cumplen con los valores geoquímicos para ser consideradas en la evaluación de la Formación *Eagle Ford* como un yacimiento tipo *shale gas*.

4.6 Roca generadora (Distribución espacial de unidades propuestas)

A pesar de contar con un número reducido de datos duros, pero debido a que las unidades presentan un grado de heterogeneidad de bajo a medio, fue posible realizar el estudio geoestadístico.

Para el análisis geoestadístico y deducir la distribución espacial de las unidades propuestas, se utilizó el programa GS+®, así como el uso de los programas SURFER® y MOVE® para la elaboración de los mapas correspondientes.

4.6.1. Análisis geoestadístico

Para el estudio geoestadístico, se obtuvieron los pares relacionados para llevar a cabo la construcción del semivariograma con su modelo de ajuste, el cual arroja la distancia máxima de correlación las variables (rango o parámetro), rango que permite validar el

krikiaje (método que realiza la interpolación de los valores correspondientes), el cual se ve reflejado como un mapa de distribución espacial de la variable seleccionada en cuestión.

Como ejemplo del análisis geoestadístico que se realizó a los pozos en el área de estudio, se presenta el semivariograma y la distribución espacial del contenido del COT, de las facies A, B y C propuestas (**Figura 4.13**).

En función del análisis geoestadístico del Carbono Orgánico Total, se observa un comportamiento uniforme de distribución del COT en la facie A, pero con un rango de correlación corto.

Las facies B y C presentan una mayor dispersión del Contenido de Carbono Total en la dirección oeste, con un rango de correlación mayor a la facie A, lo cual se interpreta como una mayor certeza en el proceso de interpolación del contenido de COT de estas dos facies.

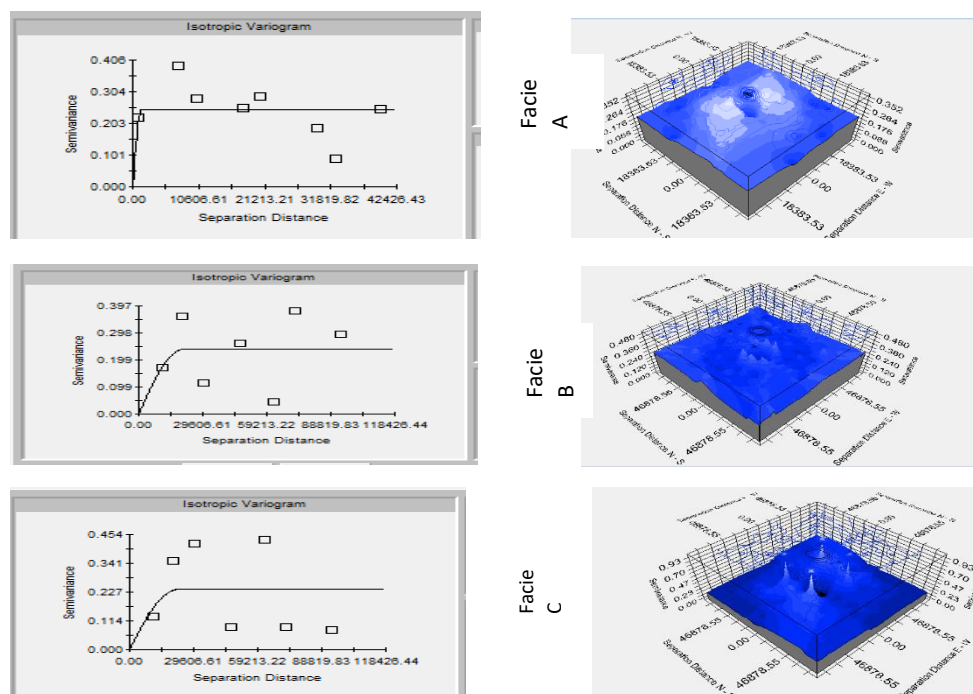


Figura 4.13 Semivariograma y representación de la varianza de las facies A, B y C propuestas.

4.6.2. Representación espacial

Con los datos presentados en las tablas de cimbras y espesores (**Tabla 4.7**), concentración de COT reportados dentro de las **Tablas 4.8a** hasta la **Tabla 4.8-i**, e índice de heterogeneidad mostrados en la **Tabla 4.9**, y con el uso del programa Surfer® (v10) se generan los **Mapas** de distribución espacial de la cima de la Formación *Eagle Ford*, contenido de COT, grado de heterogeneidad y concentración de COT en las facies B y C. Mapas que posteriormente fueron editados posteriormente con MOVE® (v13).

Cima de la Formación *Eagle Ford*

En estos mapas se observa que la Formación *Eagle Ford* se profundiza hacia el SE del área analizada (**Mapa 4.1**).

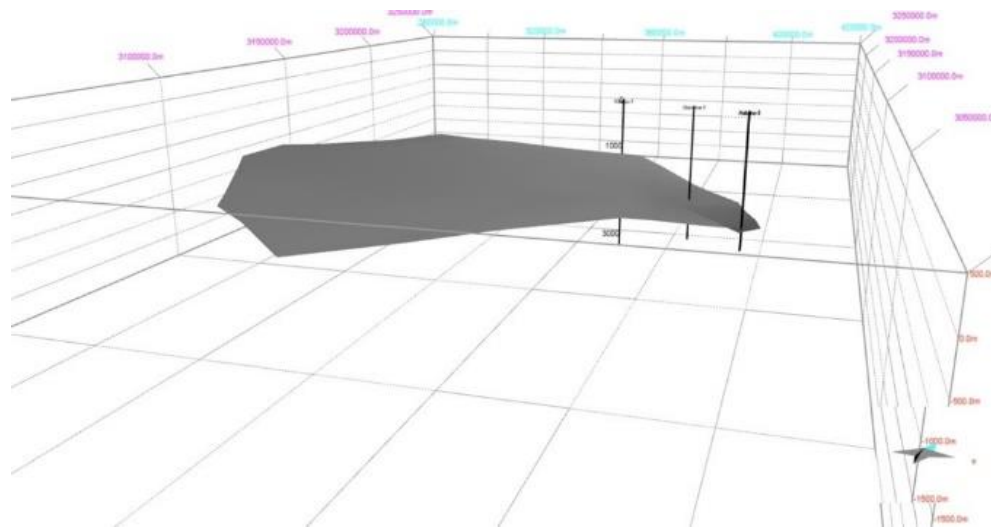
Contenido de COT

El contenido de COT está relacionado al paleoambiente y paleogeografía que representa la Formación *Eagle Ford*, la cual es de marina somera a marina profunda, en conjunto con el levantamiento y plegamiento diferencial de esa zona del país, lo que explica esas diferencias en riqueza orgánica. El COT está aparentemente relacionado a la naturaleza de las lutitas y con sus características petrofísicas analizadas y se puede considerar que la formación estudiada es un *shale* que tiene un comportamiento a partir de esta información de tipo sistema petrolero no convencional.

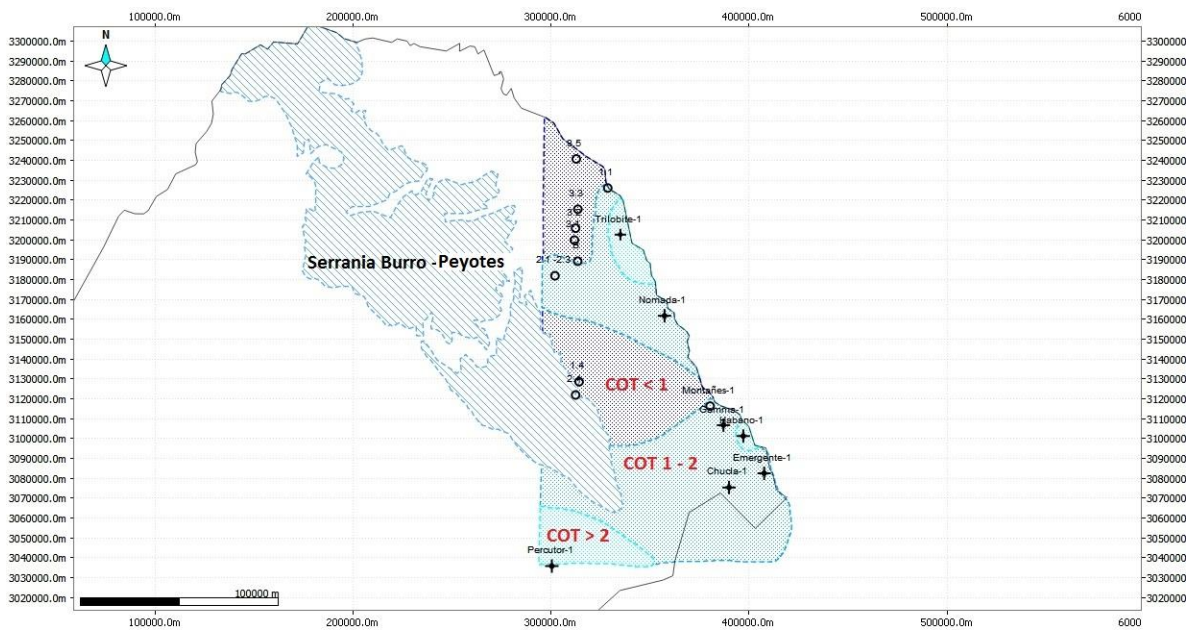
En la porción SE del área en estudio, la concentración general del COT varía del 1% al 2 % (**Mapa 4.2**).

Grado de heterogeneidad

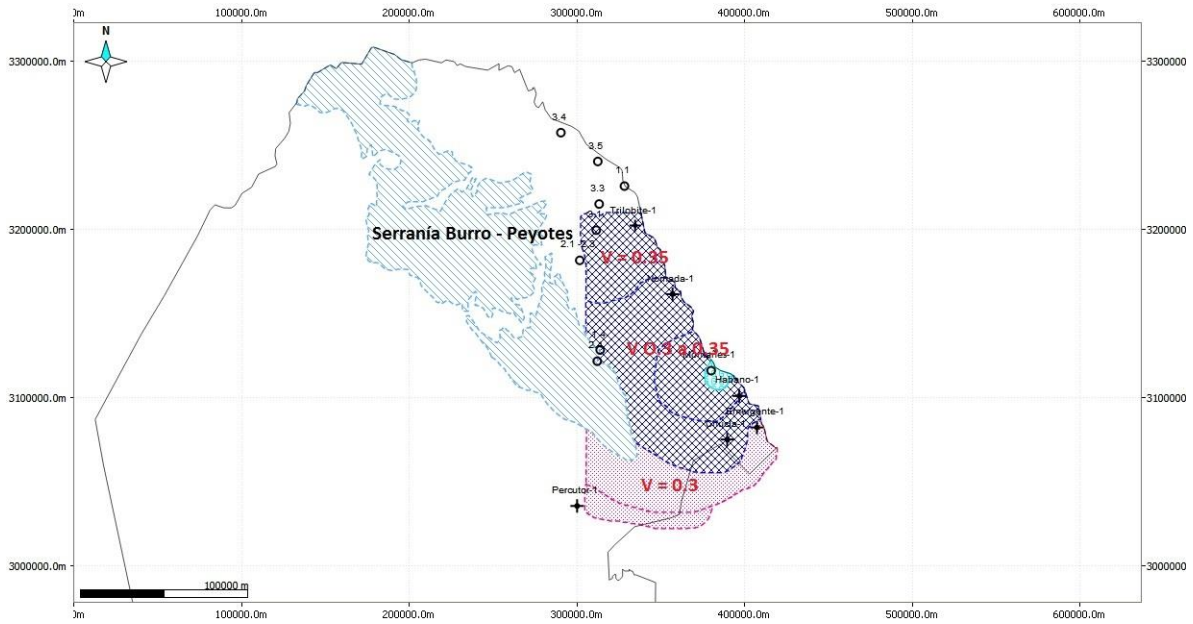
Conforme se recorre en dirección SE la Formación *Eagle Ford* su grado de heterogeneidad disminuye (**Mapa 4.3**).



Mapa 4.1. Cima de la Formación Eagle Ford en el área de interés.



Mapa 4.2. Distribución general del COT (%) ponderado del espesor en el área analizada [campo (o), pozos (+)].

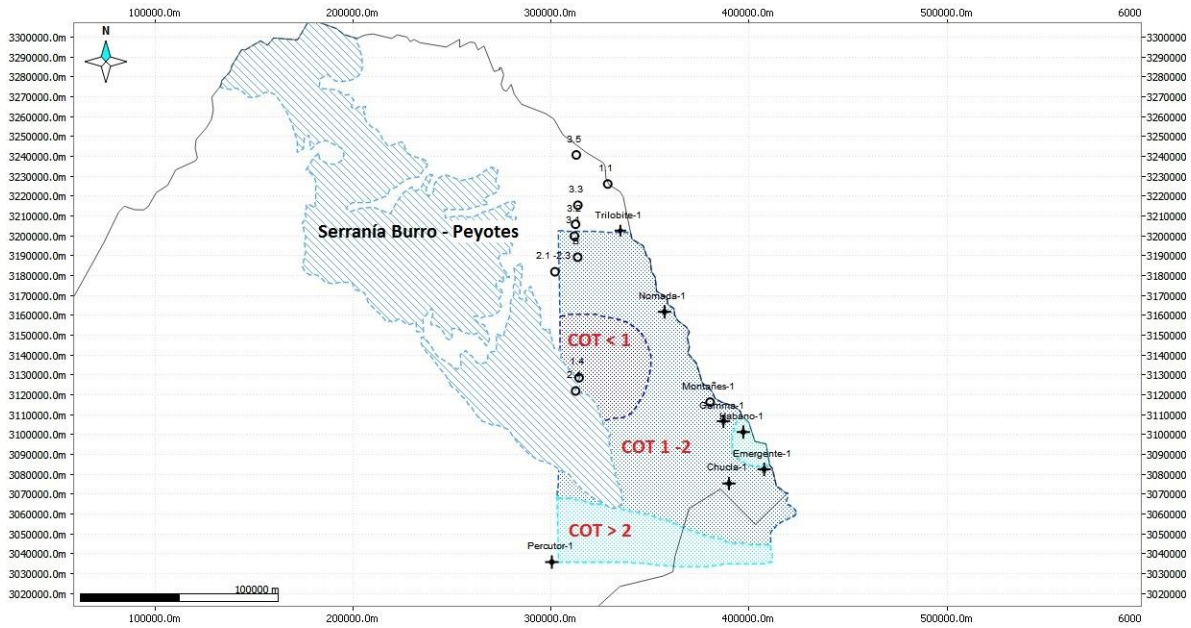


Mapa 4.3. Distribución general de los valores de heterogeneidad en el área analizada [campo (o), pozos (+)].

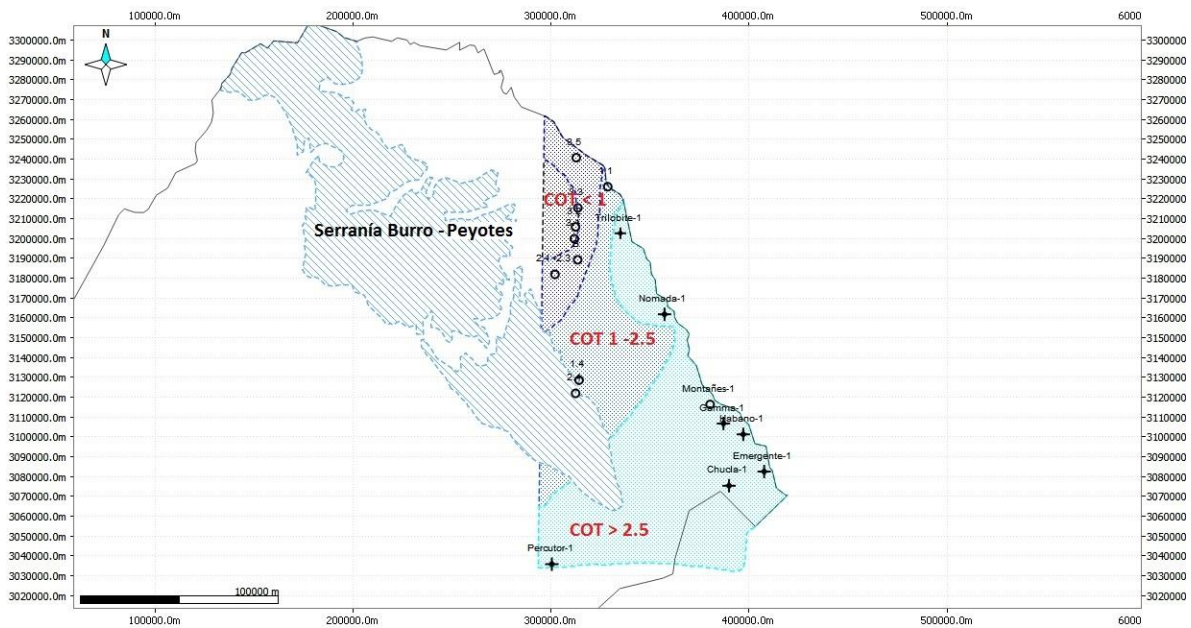
Considerando que el contenido de Carbono Orgánico Total es fundamental para la existencia de un *shale gas*, es necesario analizar de manera detallada la distribución espacial de COT en las facies B y C propuestas; se excluye la facie A, por presentar una distribución de COT bajo, aunque presenta un grado de heterogeneidad medio.

En los mapas generados, se puede observar que, en la zona sureste del área de interés, la facie B, presenta una distribución del COT, que fluctúa entre el 1% y 2% (**Mapa 4.4**), mientras que en la facie C, la concentración de COT es mayor a 2.5% (**Mapa 4.5**).

De manera general, se interpreta que las facies B y C, presentan una concentración de COT (2% a 2.5%) y un grado de heterogeneidad de 0.3 a 0.35. por lo que ambas unidades, poseen características favorables, para ser consideradas en la valoración de un yacimiento tipo *shale gas*.



Mapa 4.4. Distribución de COT (%) ponderado del espesor en la facie B
[campo (o), pozos (+)].

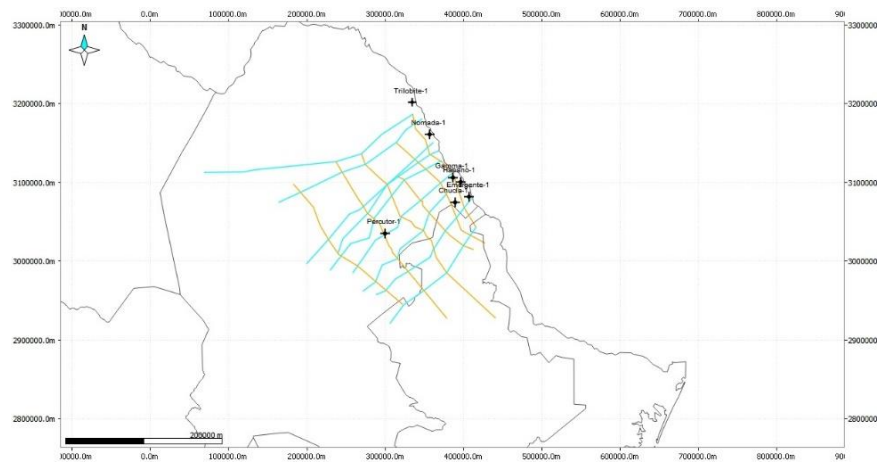


Mapa 4.5. Distribución de COT (%) ponderado del espesor en la facie C
[campo (o), pozos (+)].

4.7 Área con menor riesgo exploratorio

Considerando la complejidad estructural del área y con el propósito de delimitar un área con menor riesgo de exploración, se analizaron las secciones geológicas propuestas por PEP (**Mapa 4.6**).

A partir de las secciones estructurales y utilizando el programa Move®, se generó la superficie que muestra el patrón de plegamiento en el área analizada (**Figura 4.14**).



Mapa 4.6. Ubicación de las secciones geológicas realizadas por PEP en el área de estudio.

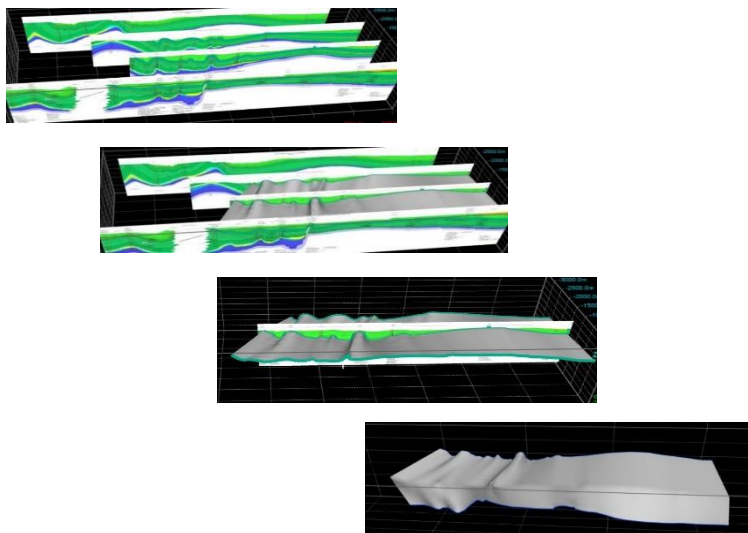
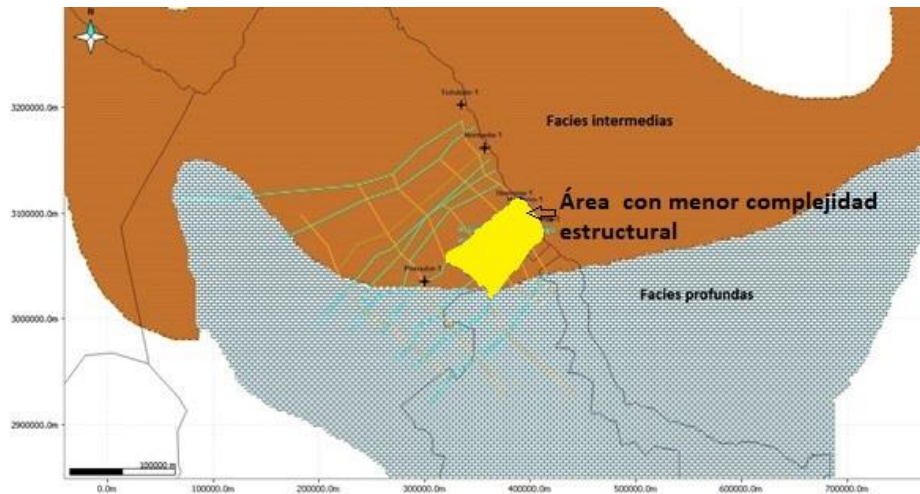


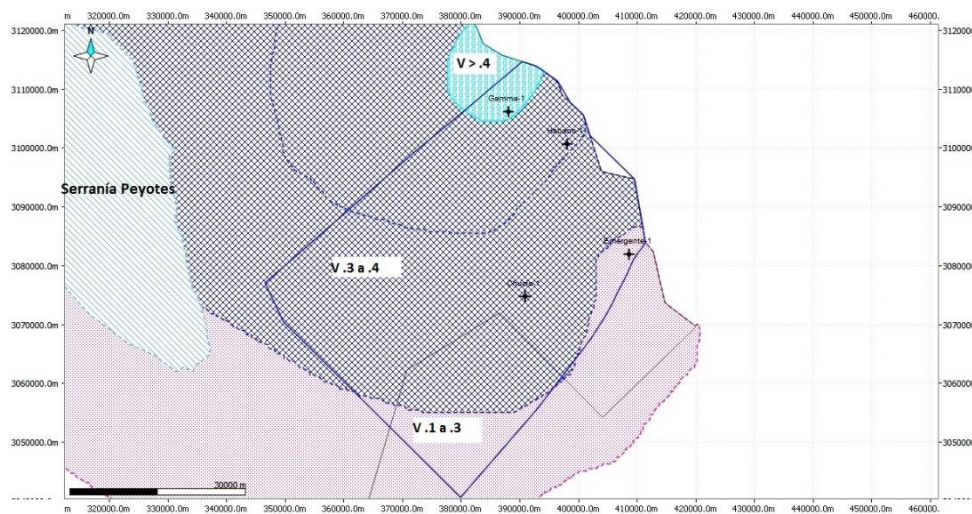
Figura 4.14. Visualización del plegamiento en el área de estudio.

En esta superficie, se observa que, en la porción oeste existe una zona con menor intensidad de plegamiento, el SE del área de análisis abarca una porción de las facies de depósito intermedias propuesta por Meneses en el 2015, con lo que se puede delimitar el área con menor complejidad estructural y por lo tanto con menor riesgo exploratorio (**Mapa 4.7**).



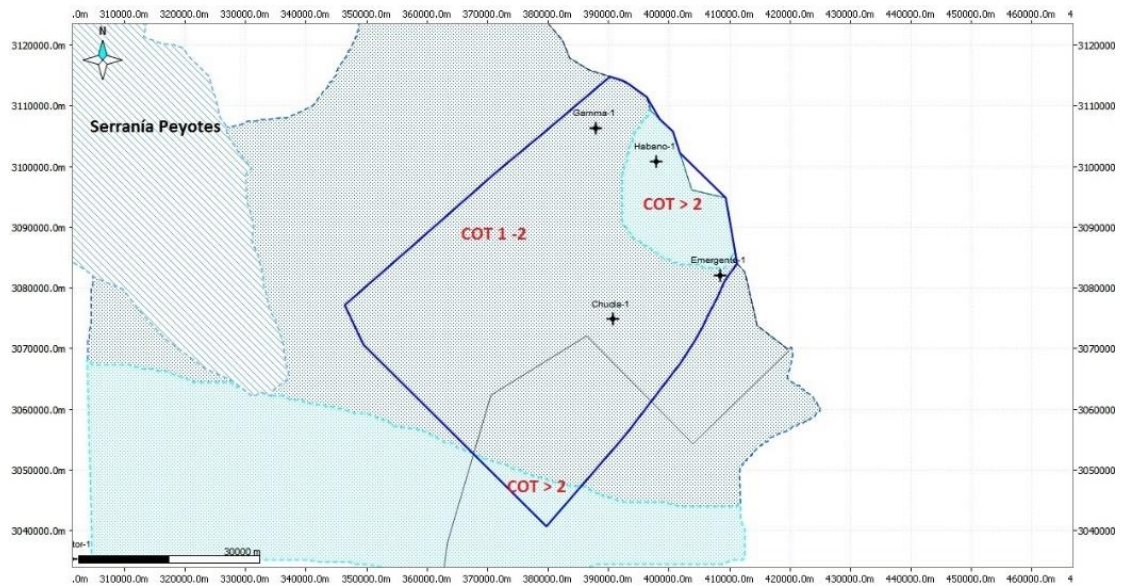
Mapa 4.7. Zona con menor complejidad estructural en el área de análisis.

En el área con menor complejidad estructural, el grado de heterogeneidad para el COT, fluctúa de manera principal entre 0.3 a 0.4 (**Mapa 4.8**),



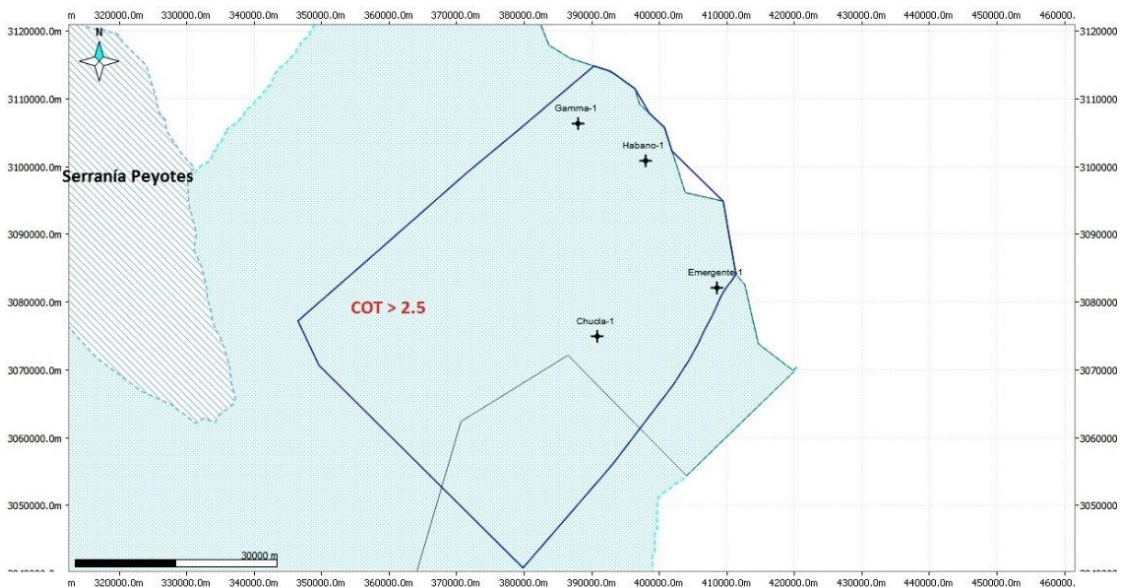
Mapa 4.8. Grado de heterogeneidad de la Formación Eagle Ford en el área con menor complejidad estructural.

La facie B de manera general, posee una concentración de COT del 1% al 2% (**Mapa 4.9**).



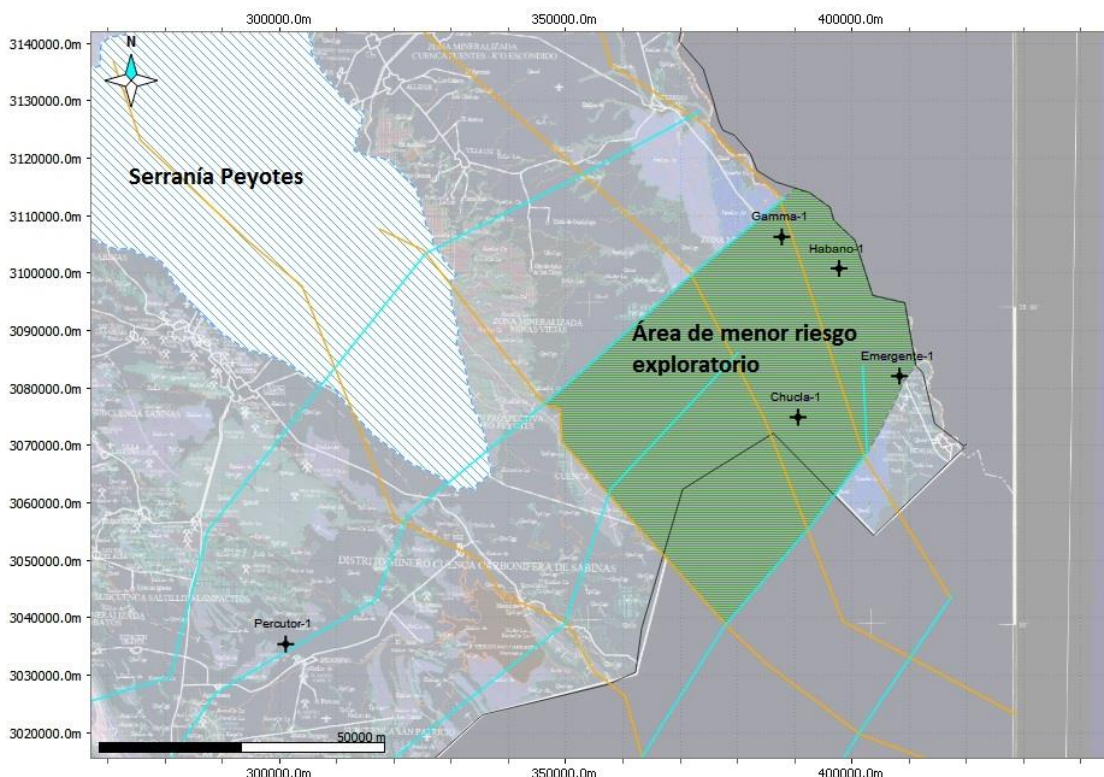
Mapa 4.9. Distribución del COT (%) de la facie B en el área de interés.

Mientras que la facie C presenta un valor uniforme de COT mayor a 2.5 % (**Mapa 4.10**).



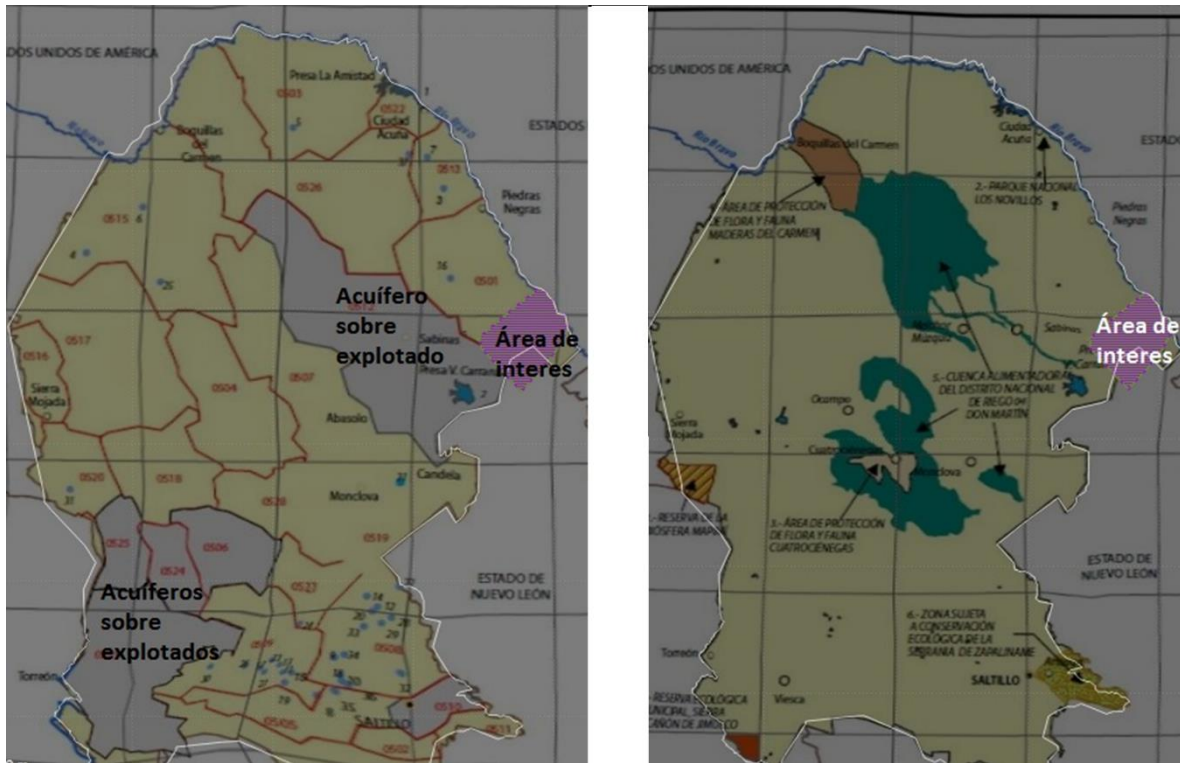
Mapa 4.10. Distribución del COT (%) de la facie C en el área de interés.

Los valores mencionados en los párrafos anteriores indican que existe una variación media en el contenido de COT, tanto para la facie B como para la facie C, por lo que el área de menor riesgo exploratorio para la plataforma Burro – Picachos se reduce al polígono mostrado en el **Mapa 4.11**, el cual posee un área aproximada de 2640 km² de los 12,137 km² iniciales.



Mapa 4.11. Área con menor riesgo exploratorio en la plataforma Burro – Picachos (Modificada del Servicio Geológico Mexicano,2008).

El Servicio Geológico Mexicano (2008) dio a conocer la ubicación de acuíferos sobre - explotados y áreas naturales protegidas en el estado de Coahuila. Con esta información se observa en el **Mapa 4.12** que el área seleccionada como área de menor riesgo en este análisis, no interfiere con las áreas consideradas con acuíferos sobreexplotados ni con áreas protegidas.



Mapa 4.12. Distribución de acuíferos sobreexplotados (izquierda) y áreas protegidas(derecha) en el estado de Coahuila (Modificada del Servicio Geológico Mexicano,2008).

4.8 Potencial generador de gas en el área con menor riesgo exploratorio

Uno de los propósitos principales del proceso de exploración petrolera en cuenca sedimentaria, es identificar las áreas que conlleven a un éxito geológico y comercial, áreas que deberán contar con la mayor probabilidad de generar hidrocarburos, por lo que siempre es conveniente estimar la relación de transformación (Tr) de kerógeno a gas y aceite asociado a la madurez térmica de las zonas seleccionadas dentro de la cuenca explorada. Para tal estimación se pueden utilizar parámetros geoquímicos, derivados del análisis Rock-Eval. Estos datos incluyen el contenido de carbono orgánico total (COT) y grado de madurez térmica (Tmax) con los que se pueden calcular los valores de reflectancia de la vitrinita (Ro) y el índice de transformación (Tr) (Jarvie, Hill, & Pollastro, 2005).

Para conocer la relación de transformación de kerógeno a gas o aceite en el área de menor riesgo exploratorio propuesta en este trabajo, se realizó el cálculo de Ro, IH y Tr, basados en las fórmulas propuestas por Jarvie (2005). Ecuaciones 4.2, 4.3, 4.4, 4.5 y 4.6.

Valor de la reflectancia (VRo) de la vitrinita:

$$\text{Cal. \% VRo (de Tmax)} = 0.0180 \times \text{Tmax} - 7.16 \text{ [\%]} \quad \text{ec.4.2}$$

El potencial de generación original se puede calcular utilizando el valor promedio de carbono contenido en los hidrocarburos (83%) e incrementando el potencial generador S2.

$$\text{COT transformado} = \text{COT original} - \text{COT presente [wt. \%]} \quad \text{ec. 4.3}$$

$$\text{S2 original} = \text{COT transformado} / 0.083 + \text{S2 presente [mg}^{\text{hc's}} / \text{g}_{\text{roca}}] \quad \text{ec. 4.4}$$

Valor original del índice de hidrógeno (IH):

$$\text{IH original} = \text{S2 original} / \text{COT original} \times 100 \text{ [mg}^{\text{HC}} / \text{g}_{\text{COT}}] \quad \text{ec.4.5}$$

Relación de transformación del kerógeno (Tr).

$$\text{Tr (índice de Transformación)} = (\text{IH original} - \text{IH presente}) / \text{IH original [\%]} \quad \text{ec.4.6}$$

Después de obtener el promedio ponderado del espesor para VRo, Tmax y Tr, para cada pozo y de las muestras colectadas en campo dentro del área analizada (**Tabla 4.12**) y considerando los valores de corte sugeridos para un play de *shale gas* propuestos por Jarvie en el 2005, se logra establecer que de los pozos que se encuentran ubicados dentro del área con menor riesgo exploratorio (Chucula-1, Habano-1, Gamma -1 y Emergente-1), sólo los pozos Chucula-1 y Habano-1, cumplen con las características geoquímicas necesarias en la evaluación de un *shale gas* (**Tabla 4.13**).

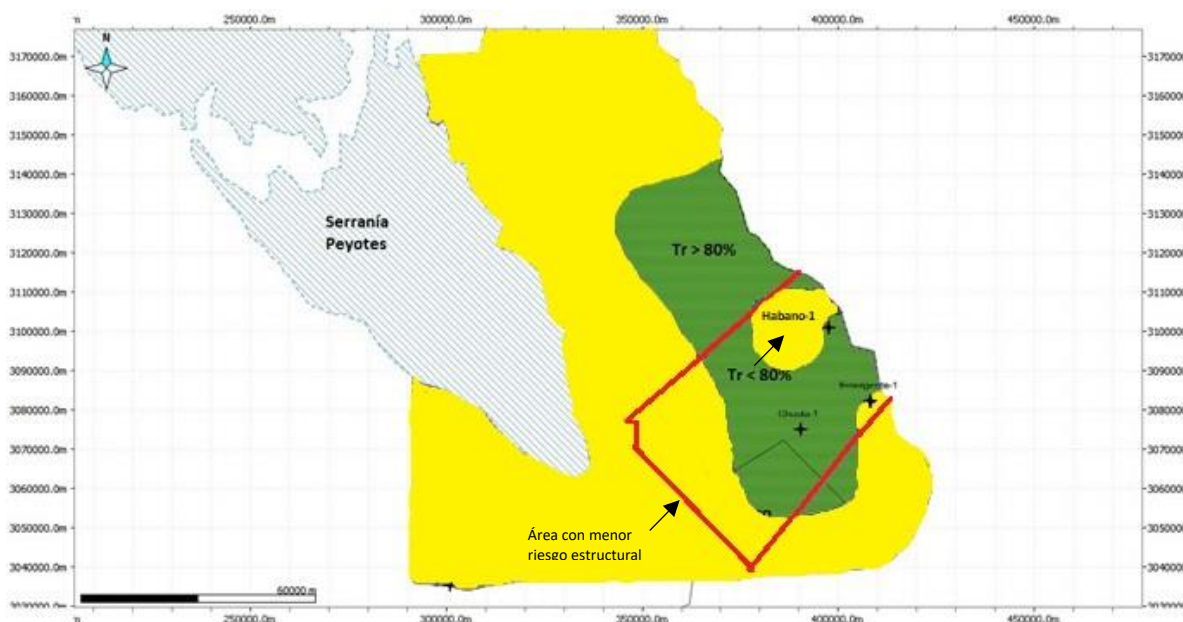
Tabla 4.12. Valores calculados para VRo, Tmax, Tr e IH, de los pozos analizados.

Parámetro	Chucla-1	Emergente-1	Gamma-1	Habano-1	Nómada-1	Trilobite-1	Montañés-1	Percutor-1	Campo
VRo (%)	1.24	0.80	0.83	1.77	0.81	0.63	0.89	3.11	3.39
Tmax °C	508	442	427	503	416	433	427	576	586
Tr (%)	89	69	63	90	69	43	58	99	98

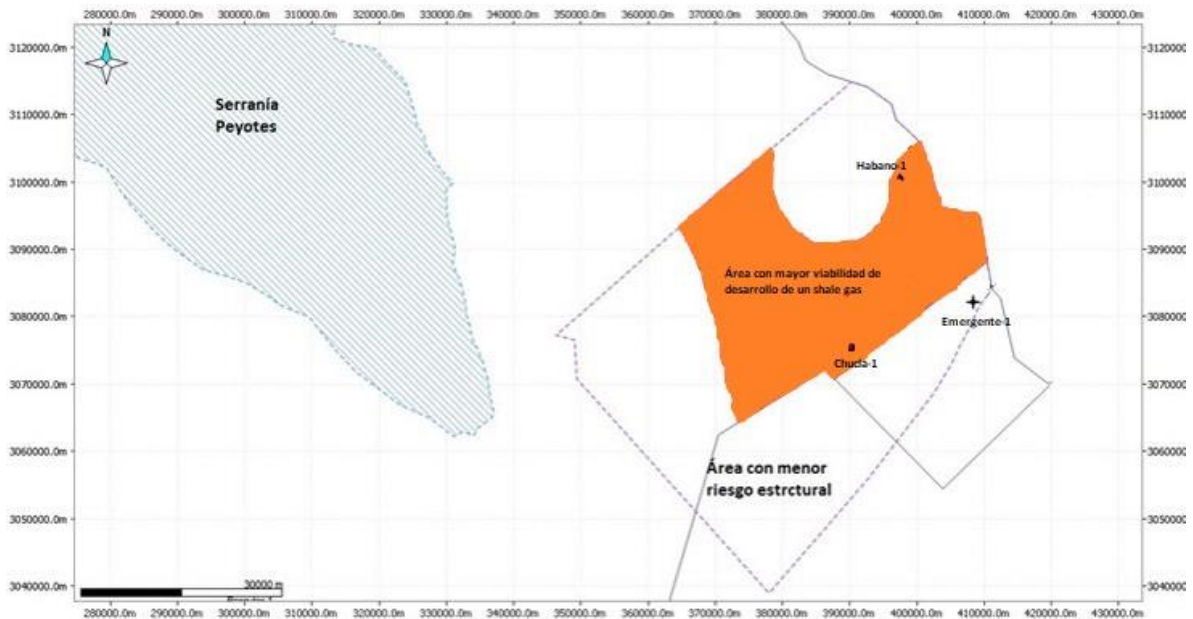
Tabla 4.13. Valores de corte de VRo, Tmax, Tr e IH, para un play de shale gas propuesto por Jarvie (2005) comparado con los pozos Chucla-1 y Habano-1.

	COT	Tmax	Tr	VRo
Valor de corte	2.0 %	455°C	80%	1.0 %
Chucla-1	1.38	508	89	1.24
Habano-1	2.49	503	90	1.77

Considerando la distribución espacial de la relación de transformación (Tr) de kerógeno a gas y aceite, asociado a la zona con menor riesgo estructural ya que presenta una zona con menor intensidad de plegamiento, (**Mapa 4.13**), se delimita un área de mayor viabilidad de desarrollo, para un proyecto tipo *shale gas*, en la Plataforma Burro- Picachos, con una extensión aproximada de 928.65 km² (**Mapa 4.14**).



Mapa 4.13. Distribución de Tr, asociado al área con menor riesgo estructural.

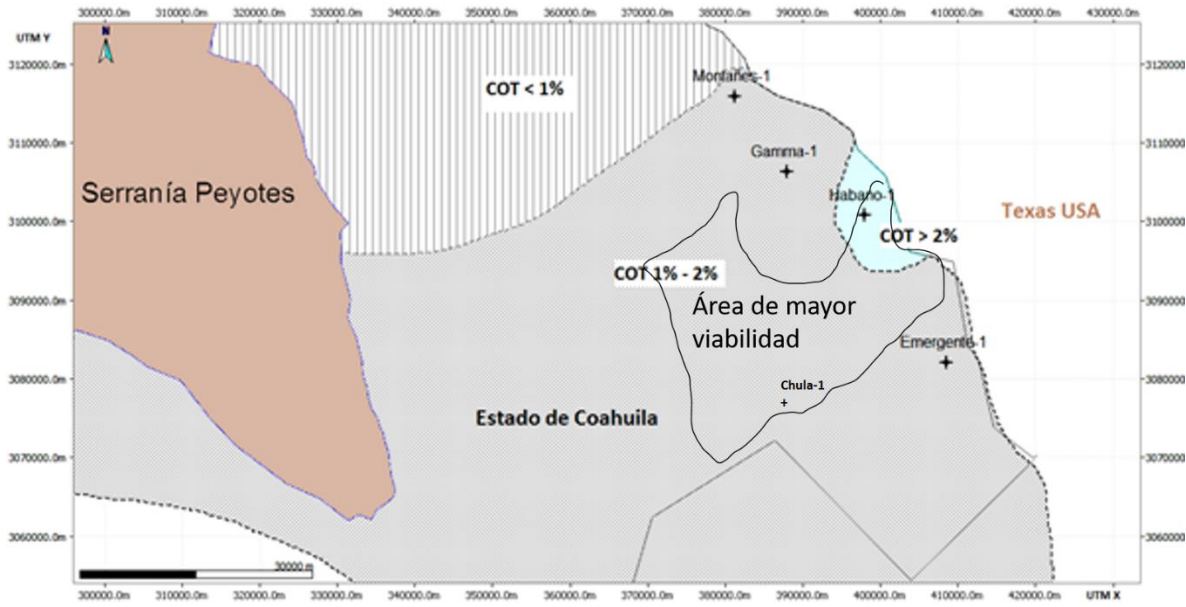


Mapa 4.14. Área con mayor viabilidad de desarrollo de un proyecto de *shale gas*, en la plataforma Burro – Picachos

4.8.1. Análisis de los principales parámetros geoquímicos en el área con menor riesgo exploratorio

4.8.1.1 Distribución espacial del contenido de COT

Como se observa en el **Mapa 4.15**, el contenido promedio de COT se distribuye de manera más uniforme en una dirección NE - SW, con valores promedio de 1% a 2% en el pozo Gamma-1, mientras que el pozo Habano-1 presentó más del 2% de COT. De las muestras estudiadas, se observa que el pozo Habano -1 presenta una mayor riqueza orgánica respecto a los pozos aledaños al NW (Montañés-1 y Gamma-1), y al SE (Emergente-1), por lo que se considera que esta zona, posee un contenido orgánico indicativo de una roca generadora de buena calidad.



Mapa 4.15. Distribución general del COT (peso%) en el área de mayor viabilidad en el proceso exploratorio.

4.8.1.2 Índice de heterogeneidad (V)

La distribución del contenido de COT (**Figura 4.19**) presentó un índice de heterogeneidad media en el pozo Habano - 1 ($V = 0.27$), mientras que en el pozo Chucla-1 la distribución de COT presentó un grado de heterogeneidad medio ($V = 0.46$). Por otra parte, la variación en los valores de Tmax presentaron un grado ligero de heterogeneidad en el pozo Habano-1 y ligeramente heterogéneo en el pozo Chucla-1 con valores de 0.12 a 0.31.

El índice de heterogeneidad para los parámetros geoquímicos de S2/S3 ($V = 0.46$ a 0.55) y PP ($V = 0.37$ a 0.53), le confiere a la zona un grado de heterogeneidad medio, siendo el pozo Chucla-1 el que mayor índice de heterogeneidad presentó para ambos parámetros.

Teniendo en cuenta el método basado en el Coeficiente de Dykstra – Parson, los pozos en esta zona presentaron un índice de heterogeneidad media para los parámetros COT y Tmax, S2/S3 y PP y sólo el pozo el Habano-1 presentó ligera heterogeneidad en Tmax, por lo que el uso del promedio ponderado del espesor para estas características geoquímicas para su interpretación es considerado el más adecuado.

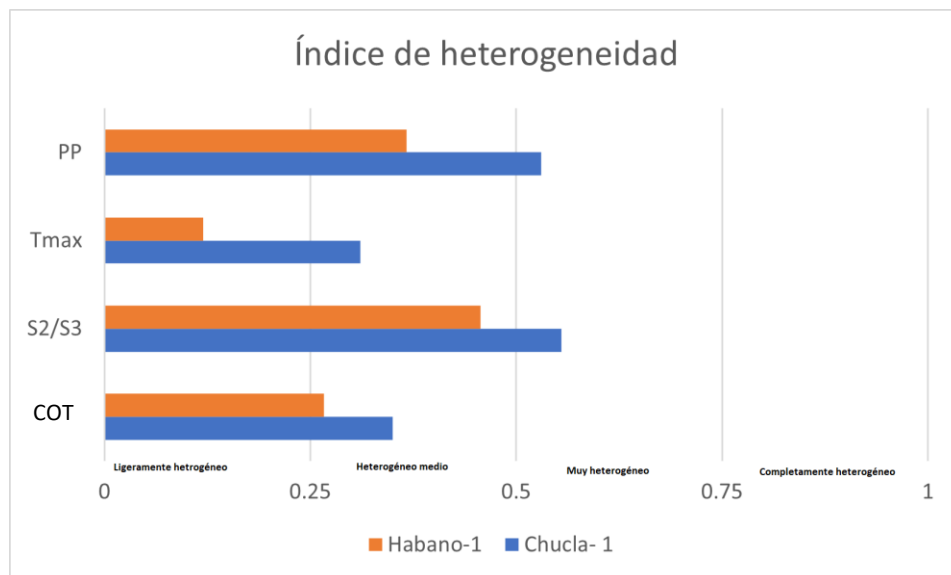


Figura 4.19. Índice de heterogeneidad (V) calculado para los dos pozos analizados en el área de mayor viabilidad.

4.8.1.3 Contenido de COT (% peso) presente

De la **Figura 4.20**, se interpretó, que en general el contenido de COT (% peso) en cada uno de los pozos presentó una mayor concentración conforme se incrementa la profundidad, de tal manera que para el pozo Chucla -1, se dio una mejor concentración de COT entre los 1,710 m a 1,810 m de profundidad, aunque llegó a presentar valores de 3 (% peso); * la mejor concentración se dio en los valores de 0.5 a 1.3 (% peso) en las profundidades de 1710 m a 1760 m.

Mientras que en el Pozo Habano-1 la concentración de COT es más homogénea en profundidades de 1,960 m a 2,060 m con contenido de 1.0 a 2.6 de COT (% peso).

Con base en la información anterior, se confirma que, aunque la Formación Eagle Ford presenta variación de espesor y profundización en esta área, posee un espesor de 100 m que se puede catalogar como generadora de hidrocarburos, con una calidad de regular a excelente.

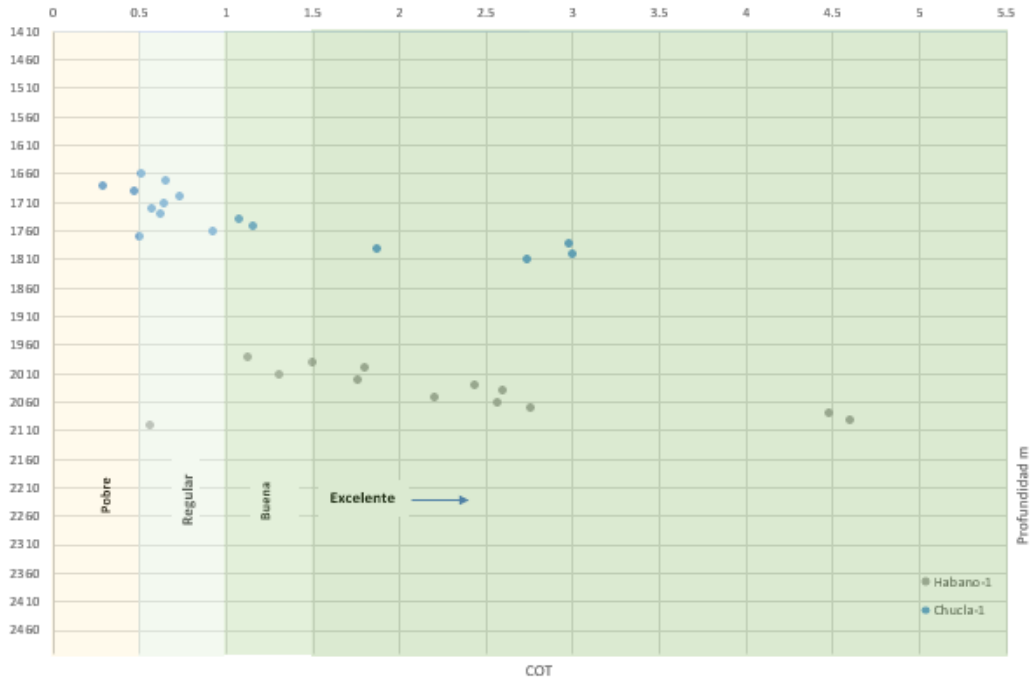


Figura 4.20. Clasificación de la calidad de la roca como generadora de hidrocarburos en función del contenido de COT (Contenido Orgánico Total).

4.8.1.4 Temperatura máxima [Tmax (°C)]

La limitación de la cantidad de pozos y datos analizados no permite conocer con precisión la historia térmica de cada pozo y por lo tanto la evolución térmica del área, ya que no se contó con datos de gradiente geotérmico y de reflectancia de la vitrinita (Ro).

Los valores calculados de VRo se pueden considerar como anómalos, sin embargo, de acuerdo con la evolución tectónica del área, el levantamiento regional durante Terciario Tardío provocó la exposición una erosión generalizada de las rocas del Mesozoico en la mayor parte de noreste de México, a excepción de la Cuenca de Burgos, que fue sometida a una 107 subsidencia rápida durante el Terciario, lo que pudo influir en el incremento de la madurez térmica hacia el sureste del área analizada.

La **Figura 4.21** muestra que, para el pozo Chucla-1, la Tmax obtenida por de Rock-Eval, inició con valores cercanos a los 440 °C, los que los situó en una etapa de madurez térmica temprana. Esta temperatura mostró un incremento conforme se profundiza la Formación *Eagle Ford*, pero después de los 445 °C presenta una disminución en los valores de temperatura hasta llegar a los 432 °C sin salir de la etapa de madurez que se podría asociar a una variación de composición orgánica en la sedimentación debido a un levantamiento tectónico regional diferenciado del área.

Por su parte el pozo Habano-1 presentó una mayor distribución de los valores de COT, ya que abarcan valores de 438 °C hasta 610 °C, pero el 70% de estos valores se concentraron entre los 438 °C a 449 °C, lo que nos indicó que este pozo entró a la etapa de madurez, para la generación de aceite y gas.

Los valores de Tmax de los pozos analizados, de manera general indicaron que la Formación Eagle Ford alcanzó la etapa de madurez térmica necesaria para la explotación de la generación de aceite y gas.



Figura 4.21. Variación de Tmax (°C) del Rock-Eval en función de la profundidad.

4.8.1.5 IH vs IO

En el pseudo diagrama de van Krevelen, los valores de Índice de Hidrógeno (IH) contra Índice de Oxígeno (IO) (**Figura 4.22**), mostró que el tipo de kerógeno predominante en el área es del tipo III.

Al analizar el Índice de Hidrógeno se observó que, en los Pozos Habano -1 y Chucla-1 el tipo de kerógeno presentes fueron precursores principalmente de gas y aceite.

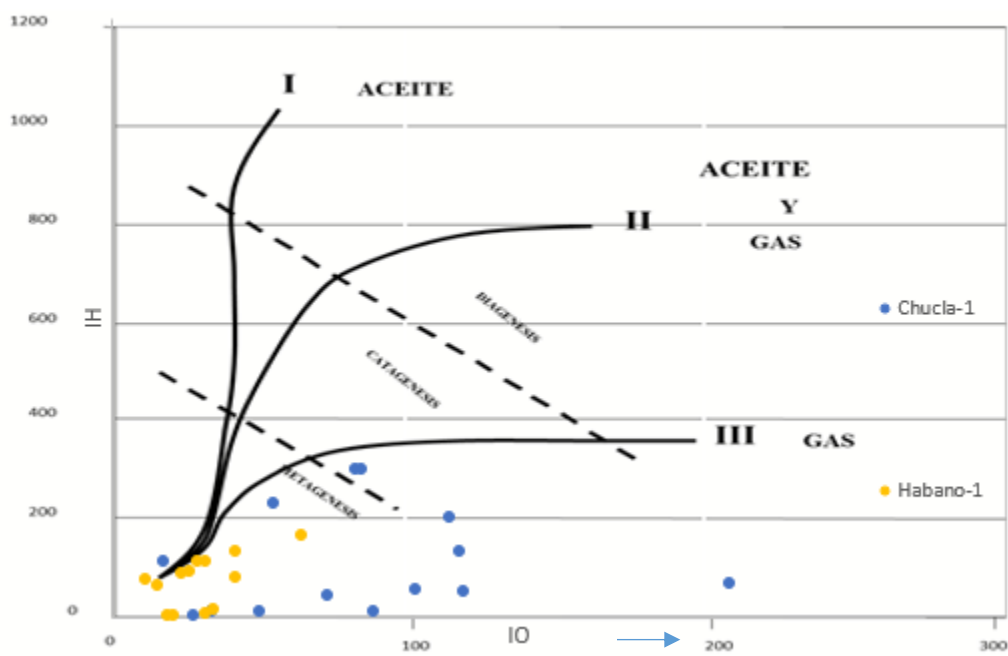


Figura 4.22. Diagrama pseudo van Krevelen, IH /IO, en el que se observa el tipo de kerógeno tipo III asociado al área de mayor viabilidad.

4.8.1.6 S2 / S3

En la **Figura 4.23** se observa que los pozos Chucla -1 y Habano -1 son potencialmente generadores de aceite y gas ya que los valores de S2 / S3 van de 1.0 hasta 3.7, por lo que se interpreta que la presencia de aceite se limita a los pozos ubicados en la porción norte del área estudiada. La profundidad que podría considerarse para tener gas con aceite está en un

intervalo de profundidad de 1,660 m a 1760 m en el pozo Chucla-1, mientras que para el pozo Habano -1 se localizaría entre las profundidades de 1962 m a 2062 m.

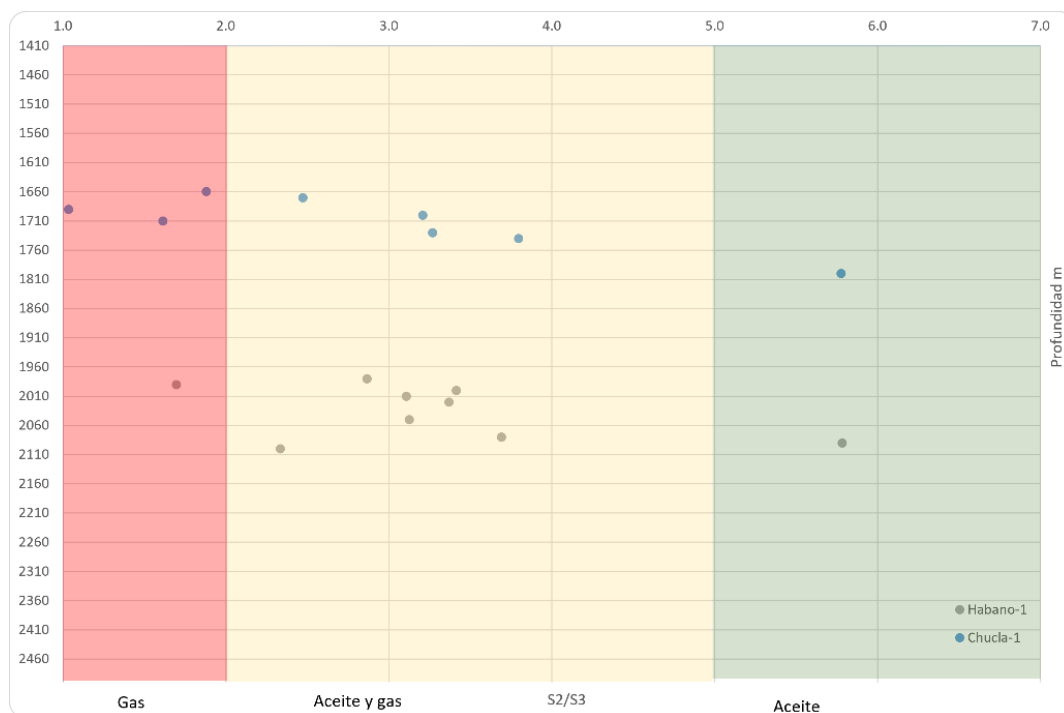


Figura 4.23. Valores de S2/S3 contra profundidad.

4.8.1.7 VRo (%), Tr (%)

Si los resultados en la **Tabla 4.12** los comparamos con los valores de las características geoquímicas de la Cuenca Barnett en USA (**Tabla 4.14**) que muestran los valores de corte propuestos por Jarvie (2005), se observó que los pozos Habano-1 y Chucla -1 a pesar de presentar un grado de heterogeneidad media en su Potencial de generación de petróleo (PP) y tipo de hidrocarburo (S2 / S3) los valores rebasan los valores de corte de la Cuenca de Barnett, lo que puede indicar mejor posibilidad de éxito exploratorio, dado que su potencial es más afín a generar aceite gas (**Figura 4.24**).

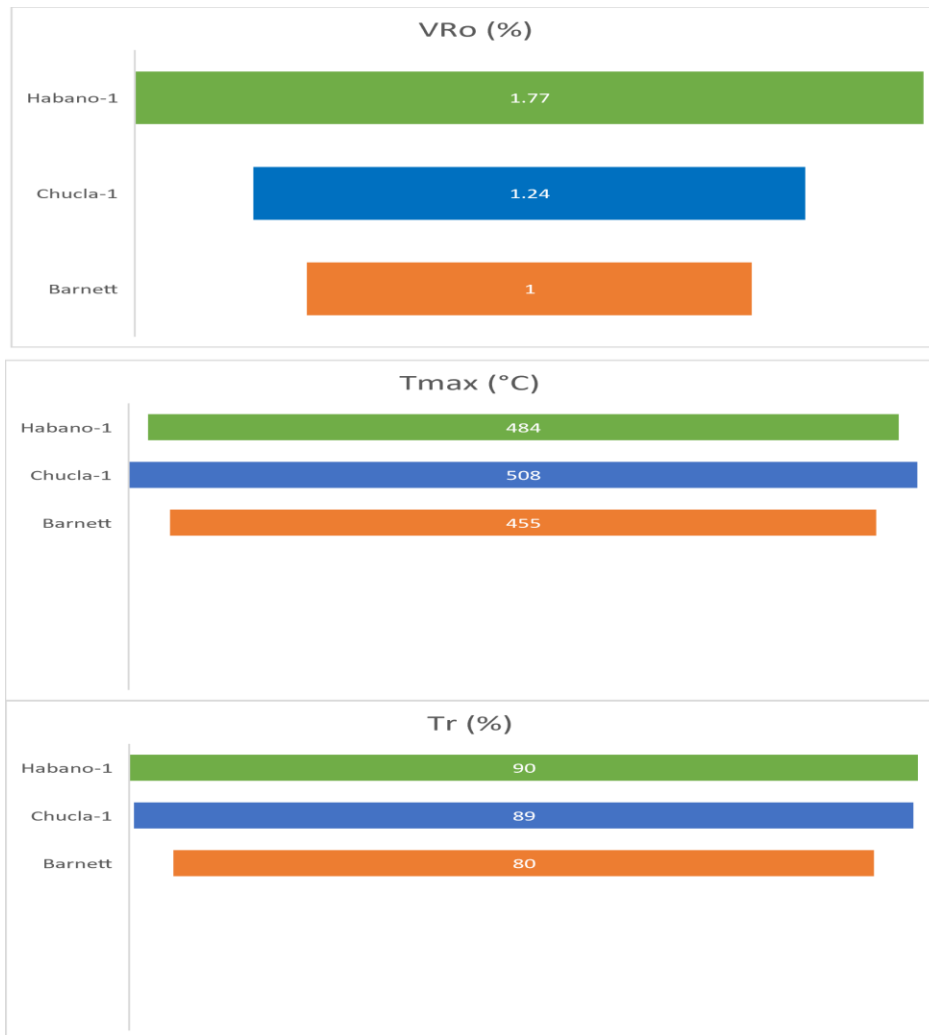


Figura 4.24. Gráficos de los valores Vro, Tmax y Tr de los pozos estudiados vs. los valores de corte utilizados en la cuenca de Barnett.

4.8.1.8 COT, VRo, Tmax y Tr del área con mayor viabilidad

En el área con mayor viabilidad de desarrollo propuesta para un proyecto tipo *shale gas*, el comportamiento de los parámetros geoquímicos de COT, Tmax, VRo y Tr, en las facies B del pozo Chucla-1 (**Figura 4.25**), cumple con los parámetros necesarios, mientras que para el pozo Habano-1, las facies B y C (**Figuras 4.26a y 4.26b**), presentan características geoquímicas adecuadas para este tipo de yacimiento no convencional.

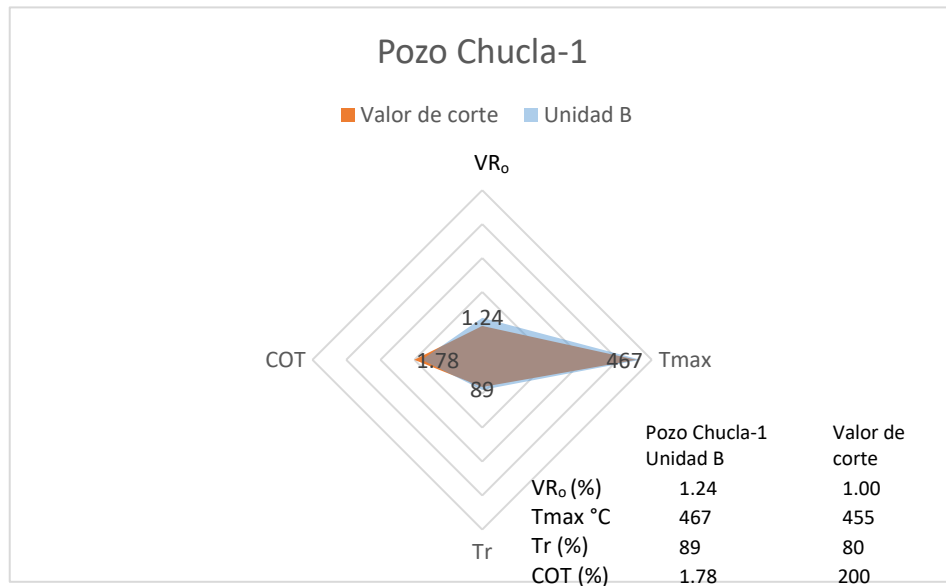


Figura 4.25. Gráficos de los valores Vro, Tmax, Tr y COT de la facie B del pozo Chula -1 vs. los valores de corte utilizados en la cuenca de Barnett.

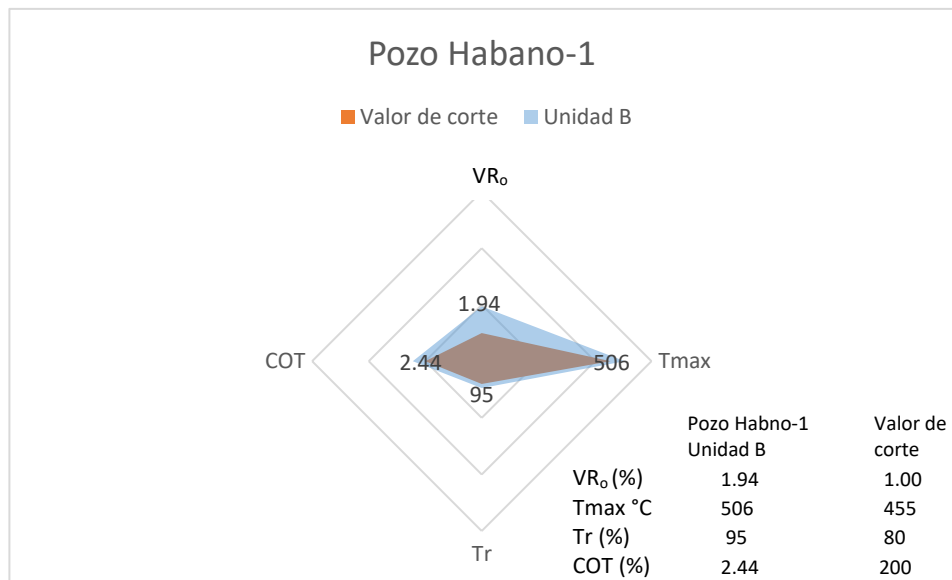


Figura 4.25a. Gráficos de los valores Vro, Tmax, Tr y COT de la facie B del pozo Habano -1 vs. los valores de corte utilizados en la cuenca de Barnett.

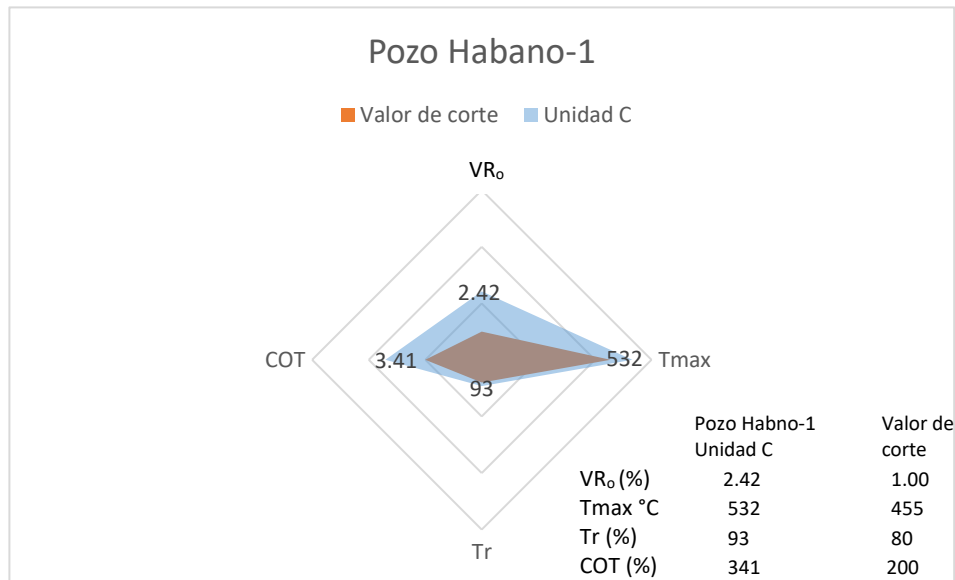


Figura 4.25b. Gráficos de los valores Vro, Tmax, Tr y COT de la facie C del pozo Habano -1 vs. los valores de corte utilizados en la cuenca de Barnett.

4.9 Riqueza volumétrica

Para el cálculo de la riqueza volumétrica o volumen prospectivo en un proyecto tipo *shale*, es necesario contar con datos de volumen de roca, porosidad, saturación de hidrocarburos (que debe de incluir tanto el gas libre como el gas adsorbido) y el factor de volumen de formación. Sin embargo, en un proyecto (como lo es este caso) no siempre se cuenta con todos los datos necesarios para realizar el cálculo de la riqueza volumétrica (volumen prospectivo), sin embargo, existen algunos valores teóricos que pueden ser utilizados.

En este trabajo al tener acceso restringido a la información, con el propósito de tener una idea de los recursos emplazados en el subsuelo del área delimitada, se utilizó la porosidad y saturación de gas registradas en algunos intervalos en los reportes técnicos de PEMEX, para los pozos Chucla -1, Emergente-1, Gamma-1, adicionalmente se utilizaron los valores teóricos del FVF con el propósito de tener una idea de los recursos emplazados en el subsuelo del área delimitada.

4.9.1 Área y espesor

El área contemplada como la zona de menor riesgo exploratorio como se especificó en el punto 4.8 es de 928.65 km², mientras que el espesor asociado a las facies B y C propuestas se muestra en la **Tabla 4.14**.

Tabla 4.14. Valor promedio de los espesores para la facies B y C propuestas en la zona de menor riesgo exploratorio.

Pozo/ facie	h (m)	
	B	C
Chucla -1	100	20
Emergente-1	51	37
Gamma-1	47	51
Promedio	66	36

4.9.2 Porosidad

Con los datos de porosidad reportados en los pozos Chucla-1, Emergente -1, Gamma -1 y considerando que las facies B y C propuestas son las que presentan mayor probabilidad de éxito geológico, con un índice de heterogeneidad de mediano a bajo, se procedió a calcular el promedio de la porosidad promedio y cuyos resultados se muestra en la **Tabla 4.14**.

Tabla 4.14. Valores de porosidad de los pozos ubicados en la zona de menor riesgo asociada a las facies propuestas.

Facies	Pozo	Porosidad %	Porosidad promedio %
B	Emergente-1	6.03	7.43
	Gamma-1	8.83	
C	Emergente-1	6.03	7.64
	Gamma-1	9.2	
	Chucla-1	7.7	

4.9.3 Saturación de hidrocarburos

Para calcular la cantidad de gas libre y adsorbido, asociados a un *shale gas*, es necesario conocer los valores del volumen (VL) y presión de Langmuir (PL), valores que no se tiene para este trabajo; sin embargo, sí se pudo contar con datos de la saturación de gas en reportes internos de PEMEX, donde indican un **69% en la unidad B y del 66% en la unidad C**, valores que nos dan una idea de la saturación de gas en el área de interés.

4.9.4 Factor de volumen de formación (FVF; B_g)

El factor de volumen de formación de gas puede medirse mediante muestreo de fluidos, pero al no contar con estos datos para el cálculo de la riqueza volumétrica del área con mayor viabilidad exploración, se consultó a personal técnico sobre el FVF del gas presente en los pozos Habano -1 y Chucla -1, Gamma -1 y Emergente -1.

El valor promedio de B_g para estos tres pozos es de **0.001 para la facie B** a una profundidad promedio de 2025 m y **0.002 para la facie C** a una profundidad promedio de 2061 m.

4.9.5 Riqueza volumétrica

La riqueza volumétrica de gas se calcula como:

$$\text{Riqueza volumétrica} = \frac{A \cdot h \cdot \phi \cdot S_g}{B_g} \quad \text{ec. 4.3}$$

Se realizó el cálculo de la riqueza volumétrica de gas natural para la facie B con los datos referidos en este trabajo.

Área	928.65	km ²
Espesor	66	m
Volumen de roca	61,291	Km ² -m
Porosidad	0.074	Fracción
Saturación de hcs.	0.69	Fracción
Factor de Volumen	0.001	m ³ /m ³
Volumen Original Gas en la facie B	110,517	MMMpc

Riqueza volumétrica de Gas Natural en la facie B. **110,517** *MMMpc*

De igual manera se realizó el cálculo de la riqueza volumétrica de gas natural para la facie C.

Área	928.65	<i>km²</i>
espesor	36	<i>m</i>
Volumen de roca	33,431	<i>km²-m</i>
Porosidad	0.076	<i>Fracción</i>
Saturación de hcs.	0.66	<i>Fracción</i>
Factor de Volumen	0.002	<i>m³/m³</i>
Volumen Original Gas en la facie C	29,610	<i>MMMpc</i>

Riqueza volumétrica de Gas Natural en la facie C. **29,610** *MMMpc*

Por lo que la riqueza volumétrica o recurso prospectivo en la Unidad Inferior propuesta en sus facies B y C en el área de menor riesgo exploratorio y con mayor viabilidad de desarrollo en un proyecto tipo shale gas en la cuenca Burro – Picachos es de **140,127** *MMMpc*.

Conclusiones

La Formación Eagle Ford se depositó en un ambiente transicional de facies intermedias, mientras que, el depósito de las formaciones Indidura y Agua Nueva en facies someras y profundas respectivamente, lo que les infieren características litológicas diferentes a la Formación *Eagle Ford*.

La distribución de los espesores en la Formación *Eagle Ford* presenta un grado de heterogeneidad menor en la dirección NE – SW del área analizada, a excepción de la parte central Oriental correspondiente a la cuenca de Maverick, y la distribución de contenido de COT es más uniforme en la dirección E-W

La Formación Eagle Ford se puede dividir en dos Unidades y tres facies (A, B, C), en función de su contenido fosilífero, contenido de COT y registros de Rayos Gamma.

- Unidad Superior, facie A.- Biozona *Marginotrucana*, en ambientes de plataforma, COT de 0.84 %.
- Unidad Inferior, facie B.- Biozonas *Helvetoglobotruncana helvética* y *Whiteinella archaeocretacea*, en ambiente de plataforma externa y talud, COT 2%.
- Unidad Inferior, facie C.- Biozona *Rotalipora*, depositados en cuenca subóxica, COT 3.44 %.

El análisis de los parámetros de COT, Tmax, S2/S3 e IH, realizado a los pozos ubicados en la plataforma de Burro – Picachos, indica que presenta características de roca generadora, presentando mayor potencial de aceite, aceite y gas asociado y menor gas no asociado.

Así mismo, los pozos emplazados en el norte del área analizada (Montañés – 1 y Gamma – 1), son propensos a generar aceite, mientras que los situados en la zona sur (Habano -1 Chucla-1 y Emergente -1) son generadores principalmente de gas asociado.

Sólo los pozos Chucla-1 y Habano-1, ubicados en el área de menor incertidumbre geológica, cumplen con las características geoquímicas necesarias en la evaluación potencial de un *shale gas* propuestas por Jarvie en el 2005.

El área con menor riesgo exploratorio posee una extensión de 2,640 km² con espesores de 38 a 58 m y contenido de COT > 2.0 %, lo que cubre los requisitos mínimos para ser considerada como un posible yacimiento tipo *shale gas*, en un intervalo de profundidad de 1,660 m a 1,760 m en el pozo Chucla-1, mientras que para el pozo Habano – 1 se localizaría entre las profundidades de 1,962 m a 2,062 m.

El área señalada en este trabajo como la de menor riesgo exploratorio y en especial en la unidad inferior que incluyen las facies B y C propuestas para la Formación Eagle Ford, se calculó un volumen de gas de aproximadamente **140,127 MMMpc**, yacimiento que podría ser objetivo para un estudio de rentabilidad.

Referencias bibliográficas

- Ambrose, R. J., Hartman, R. C., Diaz Campos, M., Akkutlu, I. Y., & Sondergeld, C. (2010). *New Pore-scale Considerations for Shale Gas in Place Calculations. SPE Unconventional Gas Conference. Pittsburgh, Pennsylvania.* <https://doi.org/10.2118/131772-MS>
- Barceló Duarte, J. (1983). *Lower Cretaceous Stratigraphy and Depositional System in Northwestern Coahuila, Mexico.* Austin: Ph. D. Thesis The University of Texas at Austin.
- Caineng, Zou. (2013). *Unconventional Petroleum Geology.* San Diego, California, USA: Petroleum Industry Press. Elsevier.
- Clarkson, C. R., Jensen, J. L., & Chipperfield, S. (2012). *Unconventional gas reservoir evaluation: What do we have to consider? Journal of Natural Gas Science and Engineering, 8, 9-33.* <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2012.01.001>
- CNH (2016). *Exploración y extracción de aceite y gas en lutitas. Gaceta CNH; Octubre- Diciembre. CDMX México: Gaceta CNH.*
- CNH (2018). *Oportunidad de los no convencionales.; Enero- marzo. CDMX México: Gaceta CNH.*
- Díaz, M. (2002.) *Geostatística aplicada Instituto de Geofísica, UNAM Instituto de Geofísica y Astronomía, CITMA, Cuba*
- Diario Oficial de la Federación (16 de marzo de 2017) “Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los lineamientos en materia de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente para realizar las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales en tierra”.
- Dominguez V, G. C. (2013). *Aspectos Tecnológicos de la Explotación de Gas de Lutitas. Material inédito.*
- Dzenvanshir, R. D., Buryakovskiy, L. A., & Chilingarian, G. V. (1986). *Simple quantitative evaluation of porosity of argillaceous sediments at various depths of burial. Sedimentary Geology, 46(3 - 4), pp 169-175.*
- EIA. (2013). *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States Executive Summar U.S. Washington, DC: Department of Energy.*
- <https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/overview.pdf>
- Estrada, J. H. (2013). *Desarrollo del gas lutita (Shale gas) y su impacto en el mercado energético de México: Reflexiones para centroamerica. CEPAL Sede Sub regional en México.*
- Frébourg, G., Ruppel, S. C., Loucks, R. G., & Lambert, J. (2016). *Depositional controls on sediment body architecture in the Eagle Ford/Boquillas system: Insights from outcrops in west Texas, United States. AAPG Bulletin, 100(4), 657-682.* <https://doi.org/10.1306/12091515101>
- Gamero H. (2013), *sCore: A Mineralogy Based Classification Scheme for Organic Mudstone. SPE 166284*
- IEA. (2020), *Statistics report World Energy Balances 2020 Overview*

- Ifrim, C., & Stinnesbeck, W. (2008). *Cenomanian-Turonian high-resolution biostratigraphy of north-eastern Mexico and its correlation with the GSSP and Europe*. *Cretaceous Research*, 29 (5 –6), 943-956. <https://doi.org/10.1016/j.cretres.2008.05.014>
- International Energy Agency (OECD/IEA). (2012). *Golden Rules for a Golden Age of Gas*. *World Energy Outlook: Special Report on Unconventional Gas., (Country and Regional Outlooks) november 2012* .
- Jarvie, D. M., Hill, R. J., & Pollastro, R. M. (2005). *Assessment of the Gas Potential and Yields from Shales: The Barnett Shale Unconventional energy resources in the southern Midcontinent, 2005 symposium: Oklahoma Geological Survey Circular 110, 2005*, pp. 37-50.
- King, G. E. (2010). *Thirty years of gas-shale fracturing: What have we learned? SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florence, Italy, September 2010. Paper Number: SPE-133456-MS*, pp. 88–90. <https://doi.org/10.2118/133456-MS>
- Ko L. T., Loucks, R. G., Zhang, T., Ruppel, S. C., & Shao, D. (2016). *Pore and pore network evolution of Upper Cretaceous Boquillas (Eagle Ford–equivalent) mudrocks: Results from gold tube pyrolysis experiments*. *AAPG Bulletin*, V. 100, No. 11 (november 2016), pp. 1693-1722. <https://doi.org/10.1306/04151615092>
- Langford F.F, M. B.-V. (1990). *Interpreting Rock-Eval Pyrolysis data Using Graphs of Pyrolyzable Hydrocarbons vs. Total Organic Carbon*. *AAPG Bulletin* 74(6), 799–804.
- Loucks, R. G., Reed, R. M., Ruppel, S. C., & Hammes, U. (2012). *Spectrum of pore types and networks in mudrocks and a descriptive classification for matrix-related mudrock pores*. *AAPG Bulletin*, 96(6), 1071–1098. <https://doi.org/10.1306/08171111061>
- Maschio, C., 2003, *A new upscaling technique based on Dykstra - Parsons coefficient: evaluation whith streamline reservoir simulation: Journal of petroleum Science and Engineering* 40 (1-2), 27 -36. [https://doi.org/10.1016/S0920-4105\(03\)00060-3](https://doi.org/10.1016/S0920-4105(03)00060-3)
- Macauley--, G., & Snowdon, L. R. (1985). *Geochemistry and geological factors governing exploitation of select canadian oil shale deposits*. *Canadian Govt. Pub. Centre, Supply and Services Canada* Paper Geological Survey of Canada, pp 85–13.
- Meneses S. J. (2015). *Lessons Learned in the Eagle Ford Play and Applicability to Mexico*. Austin: Master’s Thesis The University of Texas.
- Nash, G. (2015). *Risk Reduction in the Eagle Ford Formation (Boquillas)*.
- Padilla y Sánchez Ricardo José. (1982). *Geologic Evolution of the Sierra Madre Oriental, Between Linares, Concepción del Oro, Saltillo and Monterrey, Mexico*. Austin: Ph. D. University of Texas.
- Passey, Q. R., Bohacs, K., Esch, W. L., Klimentidis, R., & Sinha, S. (2010). *China Beijing: From Oil-Prone Source Rock to Gas-Producing Shale Reservoir - Geologic and Petrophysical Characterization of Unconventional Shale Gas Reservoirs*. In *International Oil and Gas Conference and Exhibition 2010. Paper Number: SPE-131350-MS*.
<https://doi.org/10.2118/131350-MS>
- Peterson, J. A. (1985). *Petroleum Geology and Resources of Northeastern Mexico*. U.S. Geological Survey, Circular 943.

- Ramudo, A., & Murphy, S. (2010). *Ithaca, NY: Hydraulic Fracturing – Effects on Water Quality. Cornell University City and Regional Planning, Cornell University 1–24.*
- Rodríguez A, C., & Ottone, E. G. (2003). *La aplicacion de Botryococcus (Chlorococcales) como indicador paleoambiental en el Triasico de Argentina. Revista Española de Micropaleontología, 35(2), 25–35.*
- Servicio Geológico Mexicano. (2008). *México: Monografía Geológica-Minera del Estado de Coahuila.*
- SEMARNAT (2015). *Guía de criterios ambientales para la exploración y extracción de hidrocarburos contenidos en lutitas. México.*
- Slatt, R. M., & O'Brien, N. R. (2011). *Pore types in the Barnett and Woodford gas shales: Contribution to understanding gas storage and migration pathways in fine-grained rocks. AAPG Bulletin, 95(12), 2017–2030. <https://doi.org/10.1306/03301110145>*
- Sullivan G., K.,(2014). *Seeking the Sweet Spot : Reservoir and Completion Quality in Organic Shales. Oilfield Review, 25(4), 16–29.*
- http://www.slb.com/resources/publications/industry_articles/oilfield_review/2013/
- Tarek, A. (2006). *Reservoir Engineering Handbook. Chemical, USA: Petrochemical & Process Gulf Professional, Elsevier.*
- Treviño, J. H. *Introduccion a la perforacion Direccional (material inédito).*
- USGS. (2014). *USA: Assessment of Unconventional Oil and Gas Resources in Northeast Mexico. U.S. Geological Survey. <http://energy.usgs.gov/oilgas/>.*
- Vázquez, Á. (2014). *Recursos no convencioanles "Shale gas"del Play Cretácico Eagle Ford en la Cuenca de Sabinas-Burro-Picachos. Cludad de México:Tesis de licenciatura Universidad Nacional Autónoma de México.*
- Wood D. (2015). *Economic Impact and legal Analysis of the Shale Oil and Gas Actives in Mexico. UTSA; UANL, Wilson Center, may 2015*

Bibliografía

- Aadnoy R. L. (2011). *Petroleum rock mechanics: Drilling operations and well desing*. USA: Gulf Professional Publishing Elsevier.
- Allix, P., Burnham, A., Fowler, T., Herron, M., Kleinberg, R., & Symington, B. (2011). Extracción del petróleo contenido en las lutitas. *Oilfield Review*, 22(4), 5–15.
- Basu, N., Barzola, G., Bello, H., Clarke, P., & Vilorio, O. (2012). *Eagle Ford Reservoir Characterization from Multisource Data Integration*. AAPG Annual Convention and Exhibition, 80234, 58.
- Blunt, M. J., Bijeljic, B., Dong, H., Gharbi, O., Iglauer, S., Mostaghimi, (2013). Pore-scale imaging and modelling. *Advances in Water Resources*, 51, 197–216. <http://doi.org/10.1016/j.advwatres.2012.03.003>
- Bouhlef, A. M., & Bryant, I. (2012). *An effective approach to unconventional resource exploration in the Middle East*. Society of Petroleum Engineers. SPE-152455-MS, Middle East Unconventional Gas Conference and Exhibition, Abu Dhabi. <http://doi.org/10.2118/152455-MS>
- Boyer, C., Lewis, R., & Miller, C. K. (2011). Gas de lutitas: Un recurso global. *Oilfield Review*, 23(3), 28–39.
- Brown, T. R., & Wright, M. M. (2012). Techno-economic impacts of shale gas on cellulosic biofuel pathways. *Fuel*, 117, 989–995. <http://doi.org/10.1016/j.fuel.2013.10.032>
- Bruna, P. O., Guglielmi, Y., Lamarche, J., Floquet, M., Fournier, F., Sizun, J. P., (2013). Porosity gain and loss in unconventional reservoirs: Example of rock typing in lower Cretaceous hemipelagic limestones, SE France (Provence). *Marine and Petroleum Geology*, 48, 186–205. <http://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2013.08.008>
- Bunch, A. G., Perry, C. S., Abraham, L., Wikoff, D. S., Tachovsky, J. A., Hixon, J. G., ... Haws, L. C. (2014). Evaluation of impact of shale gas operations in the Barnett Shale region on volatile organic compounds in air and potential human health risks. *Science of The Total Environment*, Vols. 468–469, 832–842. <http://doi.org/http://dx.doi.org/10.1016/j.scitotenv.2013.08.080>
- Bustin, A. M. M., & Bustin, R. M. (2012). Importance of rock properties on the producibility of gas shales. *International Journal of Coal Geology*. 103, 132-147. <http://doi.org/10.1016/j.coal.2012.04.012>
- Caineng, Z. (2010). Geological features, major discoveries and unconventional petroleum geology in the global petroleum exploration. *Petroleum Exploration and Development*, 37(29), 129–145. [http://doi.org/10.1016/S1876-3804\(10\)60021-3](http://doi.org/10.1016/S1876-3804(10)60021-3)
- Camacho Ortegon, F. (2009). *Origine-Evolution-Migration et Stockage, des hydrocarbures dans le bassin de Sabinas, NE Mexique: étude intégré de pétrographie, géochimie, géophysique et*

modélisation numérique 1D-2D et 3D. Thèses Docteur de l'Université Henri Poincaré, Nancy-I. http://www.cfcopies.com/V2/leg/leg_droi.php

- Cardneaux, A. P. (2012). *Mapping of the oil window in the Eagle Ford Shale play of southwest Texas using thermal modeling and log overlay analysis*. Austin: Thesis Ph. D. University of Texas.
- Chang, C., Mailman, E., & Zoback, M. (2014). *Time-dependent subsidence associated with drainage-induced compaction in Gulf of Mexico shales bounding a severely depleted gas reservoir*. *AAPG Bulletin*, 98(6), 1145–1159. <http://doi.org/10.1306/11111313009>
- Chen, Y., Furmann, A., Mastalerz, M., & Schimmelmann, A. (2014). *Quantitative analysis of shales by KBr-FTIR and micro-FTIR*. *Fuel*, 15, 538-549. <http://doi.org/10.1016/j.fuel.2013.08.052>
- Chermak, J. A., & Schreiber, M. E. (2014). *Mineralogy and trace element geochemistry of gas shales in the United States: Environmental implications*. *International Journal of Coal Geology*, 126, 32–44. <http://doi.org/10.1016/j.coal.2013.12.005>
- Clarkson, C. R. (2013). *Production data analysis of unconventional gas wells: Review of theory and best practices*. *International Journal of Coal Geology*. Vols. 109–110, 101-146 <http://doi.org/10.1016/j.coal.2013.01.002>
- Dembicki Jr., H. (2014). *Challenges to black oil production from shales*. *AAPG Search and Discovery*, #80355, 1–22. https://www.searchanddiscovery.com/documents/2014/80355dembicki/ndx_dembicki.pdf
- Doust, H. (2010). *The exploration play: ¿What do we mean by it?* *AAPG Bulletin*, 94(11), 657–1672. <http://doi.org/10.1306/06301009168>
- Energy and Climate Change Committee (2013). *The Impact of Shale Gas on Energy Markets. Seventh report of Session 2012-13, 23 april 2013*. <https://publications.parliament.uk/pa/cm201213/cmselect/cmenergy/785/785.pdf>
- Finkel, M. L., & Hays, J. (2013). *The implications of unconventional drilling for natural gas: a global public health concern*. *Public Health*, V. 127, No. 10, October 2013, pp. 889-893. <http://doi.org/10.1016/j.puhe.2013.07.005>
- Fishman, N. S., Guthrie, J. M., & Honarpour, M. (2014). *Development of organic and inorganic porosity in the Cretaceous Eagle Ford Formation, South Texas*. *AAPG Search and Discovery*, # 50928, may 2013. https://www.searchanddiscovery.com/documents/2014/50928fishman/ndx_fishman.pdf
- Gracceva, F., & Zeniewski, P. (2013). *Exploring the uncertainty around potential shale gas development - A global energy system analysis based on TIAM (TIMES Integrated Assessment Model)*. *Energy*, V. 57, pp. 443–457. <http://doi.org/10.1016/j.energy.2013.06.006>
- Groat, C. G., & Grimshaw, T. W. (2012). *Fact-Based Regulation for Environmental Protection in Shale Gas Development*. Conference: American Association for the Advancement of Science 2012 Annual Meeting.

- Heller, R., Vermylen, J., & Zoback, M. (2014). *Experimental investigation of matrix permeability of gas shales*. *AAPG Bulletin*, V. 98 No 5, pp. 975–995. <http://doi.org/10.1306/09231313023>
- Jarvie, D. M. (2012). *Shale Resource Systems for Oil and Gas: Part 2—Shale-oil Resource Systems. Shale reservoirs—Giant Resources for the 21st Century: AAPG Memoir V. 97, pp.89–119.*
- Jenner, S., & Lamadrid, A. J. (2013). *Shale gas vs. coal: Policy implications from environmental impact comparisons of shale gas, conventional gas, and coal on air, water, and land in the United States*. *Energy Policy*, february 2013, V. 53, pp.442–453. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.11.010>
- Klemme, H. D., & Ulmishek, G. F. (1991). *Effective petroleum source rocks of the world: stratigraphic distribution and controlling depositional factors*. *AAPG, Bulletin*, V. 76, No. 10. <http://doi.org/10.1306/BDF8A88-1718-11D7-8645000102C1865D>
- Kraemer, C., Parra, P., Watkins, H., & Valenzuela, A. (2014). *Unlocking the Potential of Unconventional Reservoirs*. *Oilfield Review*, No. 26, pp. 4–17.
- Lewan, M. D., Dolan, M. P., & Curtis, J. B. (2014). *Effects of smectite on the oil-expulsion efficiency of the Kreyenhagen Shale, San Joaquin Basin, California, based on hydrous-pyrolysis experiments*. *AAPG Bulletin*, V. 98, No.6, pp.1091–1109. <http://doi.org/10.1306/10091313059>
- Liu, D., Yuan, P., Liu, H., Li, T., Tan, D., Yuan, W., & He, H. (2013). *High-pressure adsorption of methane on montmorillonite, kaolinite and illite*. *Applied Clay Science*, V. 85, No. 1, pp.25–30. <http://doi.org/10.1016/j.clay.2013.09.009>
- Lozano Maya, J. R. (2013). *The united states experience as a reference of success for shale gas development: The case of Mexico*. *Energy Policy*, V. 62, November 2013, pp. 70-78. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.07.088>
- Lucia, J. F. (1995). *Classification of Carbonate Pore Space Porosity Permeability Saturation*. *AAPG Bulletin*, 79(9),1275–1300. <http://doi.org/10.1306/7834D4A4-1721-11D7-8645000102C1865D>
- Mackie, P., Johnman, C., & Sim, F. (2013). *Hydraulic fracturing: ¿A new public health problem 138 years in the making?* *Public Health*, 127(10), 887–888. <http://doi.org/10.1016/j.puhe.2013.09.009>
- Macquaker, J. H. S., Taylor, K. G., Keller, M., & Polya, D. (2014). *Compositional controls on early diagenetic pathways in fine-grained sedimentary rocks: Implications for predicting unconventional reservoir attributes of mudstones*. *AAPG Bulletin*, 98(3), 587–603. <http://doi.org/10.1306/08201311176>
- Manzanares-Rivera, J. L. (2014). *Uso de agua en la extracción de gas de lutitas en el noreste de México. Retos de regulación ambiental. Estudios Sociales, Revista de alimentación contemporánea y desarrollo regional XXII (44), 172–197.*
- Martin, R., Baihly, J., Malpani, R., Lindsay, G., & Atwood, W. K. (2011). *SPE 145117 - Understanding Production from Eagle Ford – Austin Chalk System Area of Eagle Ford Industry Activity*. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 1–28. <http://doi.org/SPE 145117>

- McGlade, C., Speirs, J., & Sorrell, S. (2013). *Unconventional gas - A review of regional and global resource estimates*. *Energy*, 55(june 2013), 571–584.
<http://doi.org/10.1016/j.energy.2013.01.048>
- Meng, Q. (2014). *Modeling and prediction of natural gas fracking pad landscapes in the Marcellus Shale region, USA*. *Landscape and Urban Planning*, 121, 109–116.
<http://doi.org/10.1016/j.landurbplan.2013.09.005>
- Morales G. (2012). *Production Forecasting for Shale Gas Exploration Prospects Based on Statistical Analysis and Reservoir Simulation*. *SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Mexico City, Mexico, april 2012*. Paper Number: SPE-152639-MS.
<http://doi.org/10.2118/152639-MS>
- Nelson, P. H. (2011). *Pore-throat sizes in sandstones, siltstones, and shales: Reply*. *AAPG Bulletin*, 95(8), 1448–1453. <http://doi.org/10.1306/12141010159>
- Perez Altamar, R., & Marfurt, K. (2014). *Mineralogy-based brittleness prediction from surface seismic data: Application to the Barnett Shale*. *SEG Library* 2(4).
<http://doi.org/10.1190/INT-2013-0161.1>
- Pommer, M., & Milliken, K. (2015). *Pore types and pore-size distributions across thermal maturity, Eagle Ford Formation, southern Texas*. *AAPG Bulletin*, 99(9), 1713–1744.
<http://doi.org/10.1306/03051514151>
- Popkin, J. H., Duke, J. M., Borchers, A. M., & Ilvento, T. (2013). *Social costs from proximity to hydraulic fracturing in new york state*. *Energy Policy*, 62(november), 62–69.
<http://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.07.080>
- PEP, (2012). *Aceite y Gas en Lutitas Avances en la evaluación de su potencial en México*. Material inédito.
- Rokosh, Cd, Pawlowicz, Jg, Berhane, H,(2009). *What is Shale Gas? An Introduction to Shale-Gas Geology in Alberta*. *ERCB/AGS Open File Report 2008(8)*, 1–32.
- Sellards, E. H., Adkins, W. S., & Plummer, F. B. (1932). *The Geology of Texas*. *The University of Texas Bulletin*, 1(3232), 816.
- Shimer, G. T., McCarthy, P. J., & Hanks, C. L. (2014). *Sedimentology, stratigraphy, and reservoir properties of an unconventional, shallow, frozen petroleum reservoir in the Cretaceous Nanushuk Formation at Umiat field, North Slope, Alaska*. *AAPG Bulletin*, 98(4)4, 631–661.
<http://doi.org/10.1306/09031312239>
- Slatt, R. M., & Rodriguez, N. D. (2012). *Comparative sequence stratigraphy and organic geochemistry of gas shales: Commonality or coincidence?* *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 8(september), 68–84. <http://doi.org/10.1016/j.jngse.2012.01.008>
- Soliman, M. Y., & Kabir, C. S. (2012). *Testing unconventional formations*. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 92–93(august), 102–109.
<http://doi.org/10.1016/j.petrol.2012.04.027>
- Speight, J. G. (2013). *Shale Gas Production Processes*. *Gulf Profesional Publishing Elsevier, GB UK*.
<http://doi.org/10.1016/B978-0-12-404571-2.00003-0>

- Stevens, S. H., & Moodhe, K. D. (2015). *Evaluation of Mexico's shale oil and gas potential*. SPE Latin American and Caribbean petroleum engineering conference, Quito, SPE-177139(november), 1–13.
- Suarez Ruiz, I., & Flores, D. (2012). *Review and update of the applications of organic petrology: Part 1, geological applications*. *International Journal of Coal Geology*, 99(september), 54–112. <http://doi.org/10.1016/j.coal.2012.02.004>
- Sun, Y., Bai, F., Liu, B., Liu, Y., Guo, M., Guo, W., ... Yang, Y. (2014). *Characterization of the oil shale products derived via topochemical reaction method*. *Fuel*, 115(january), 338–346. <http://doi.org/10.1016/j.fuel.2013.07.029>
- Wang, G., & Carr, T. R. (2013). *Organic-rich marcellus shale lithofacies modeling and distribution pattern analysis in the appalachian basin*. *AAPG Bulletin*, 97(2), 2173–2205. <http://doi.org/10.1306/05141312135>
- Warner, N. R., Jackson, R. B., Darrah, T. H., Osborn, S. G., Down, A., Zhao, K. (2012). *Geochemical evidence for possible natural migration of Marcellus Formation brine to shallow aquifers in Pennsylvania*. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 109(30), 11961–11966. <http://doi.org/10.1073/pnas.1121181109>
- Yuan, W., Pan, Z., Li, X., Yang, Y., Zhao, C., Connell, L. D. (2014). *Experimental study and modelling of methane adsorption and diffusion in shale*. *Fuel*, 117 (january), 509–519. <http://doi.org/10.1016/j.fuel.2013.09.046>