



**Revista Internacional de Investigación e Innovación  
Tecnológica**

Página principal: [www.riit.com.mx](http://www.riit.com.mx)

**Distribución del gas metano (CBM y Shale Gas) en las cuencas de Sabinas y Chihuahua, México.**

**Francisco De La O Burrola (1) (2), Luis Martínez (1), Luis Camacho Ortigón (3), Juan J. Enciso Cárdenas (1) (4).**

(1). UMR-7566 G2R, Université de Lorraine, Boulevard des Aiguillettes, 54506 Vandœuvre-lès-Nancy France.

(2). SGM, servicio geológico mexicano, Blvd. Felipe Ángeles km. 93.50-4, Col. Venta Prieta, C.P. 42080, Pachuca, Hidalgo. México.

(3) Área de recursos minerales y energéticos, Escuela Superior de Ingeniería Lic. Adolfo López Mateos, DES Ciencias Extractivas, Unidad Norte, Universidad Autónoma de Coahuila. Boulevard Adolfo López Mateos s/n, Nueva Rosita, C.P. 26800, Coahuila de Zaragoza. Phone and fax: +52 861 614 12 48. Email: noe-piedad-sanchez@uadec.edu.mx,

(4). COMIMSA, Calle Ciencia y tecnología No. 790, Col. Saltillo 400, C.P. 25290, Saltillo, Coahuila. México

## **Resumen**

Este estudio se realizó utilizando muestras de minas y de afloramientos, las cuales fueron caracterizadas mediante petrografía, geoquímica y modelado numérico. Para conocer la distribución del gas en las cuencas que estudiamos, se reconstruyó la transformación térmica por subsidencia de los carbones y lutitas carbonosas considerando la evolución del flujo de calor con el tiempo.

En total en la Cuenca de Sabinas se recolectaron: 3 muestras de carbón, 22 muestras en canister y 52 isotubos con gas extraído directamente de los mantos estudiados. Para la cuenca de Chihuahua se tomaron 35 muestras de carbón, 75 muestras de lutitas carbonosas y 4 isotubos con gas de carbón.

Los análisis efectuados para caracterizar la evolución y madurez de la materia orgánica en las muestras fueron: Reflectancia de la vitrinita %Ro, análisis elemental e inmediato, Rock Eval6® (Bulk rock) y análisis isotópicos,  $\delta^{13}C$ ,  $\delta D$ , (gas de carbón).

Mediante una simulación de maduración artificial en medio confinado en laboratorio de muestras de carbón de la cuenca de Sabinas, se estimó la producción térmica del gas. Esto permitió estimar los recursos en gas metano en las cuencas considerando la historia de la evolución térmica de la materia orgánica tanto de los carbones como de las lutitas carbonosas. Para realizar los cálculos del gas generado por tonelada de carbón y/o por tonelada de lutitas carbonosas, se construyó un programa informático que permitió obtener la información necesaria para poder graficar la distribución actual del gas en las formaciones estudiadas de las dos cuencas.

Los principales resultados que se obtuvieron para la Cuenca de Sabinas fueron: La materia orgánica (MO), corresponde a una mezcla de tipo III y tipo II.

Es la primera vez que se reportan en la Cuenca de Sabinas valores altos de IH, de 227 a 667, con un promedio de 456.

Los valores de reflectancia de vitrinita van de: 0.8 a 1.5, con un promedio de 1.22 de %Ro.

Las subcuencas de la parte norte, son las de mayor riqueza orgánica con valores de: 32 a 45 de %TOC y, por extensión, las de mayor importancia económica.

Las curvas de isovalores, para las cantidades estimadas de metano, definieron dos zonas con valores máximos de producción de: 3.9 a 5.5 m<sup>3</sup>/t de gas generado por tonelada de carbón. Los valores isotópicos que se midieron van de: ( $\delta^{13}\text{C}$  ‰ (V-PDB) -42.019 a -37.21), y  $\delta\text{D}$  (V-SMOW) (-148.18 a -162.96), estos valores indican un origen termogénico para el gas de carbón muestreado.

Los resultados obtenidos para la cuenca de Chihuahua fueron:

Los carbones de la Formación San Carlos corresponden a MO tipo III.

La relación IH contra %Ro indica inmadurez para la mayoría de las muestras de la Formación San Carlos, posicionándose al inicio de la ventana del aceite.

Los mayores isovalores de %TOC, (de 19 a 42 de %), para la Formación San Carlos se localiza hacia la zona de Sierra Rica. Los valores más bajos en %TOC, (3.7 a 7.45), se localizan en la zona de Jaso y en la zona de Nuevo Lajitas. La riqueza en %TOC se considera intermedia, con valores de 7.9 a 13 en %TOC.

Los valores de reflectancia en la zona de Sierra Rica van de 0.70 a 1.33 de %Ro, Nuevo

Lajitas con %Ro de 0.56 a 0.70, y la zona de Jaso de 0.30 a 0.50 %Ro.

La zona de Sierra Rica se considera la de mayor generación de gas metano con valores estimados de: 0.56 a 2.98 m<sup>3</sup>/t. Este gas está asociado a mantos de carbón mineral de la Formación San Carlos.

Las zonas Jaso y Nuevo Lajitas, presentaron estimaciones bajas para la generación de gas metano, con valores de: 0.1 a un máximo 0.47 m<sup>3</sup>/t.

Para la Formación Ojinaga se han estimado valores de generación de gas metano del orden de: 0.19 a 2.19 m<sup>3</sup>/t.

Los valores isotópicos encontrados en el gas muestreado directamente de las formaciones estudiadas fue entre 1.52 a 2 ppm, y/o < 0.2 %, son valores cercanos a los hallados en la atmósfera por lo que no se pudo establecer la metanogénesis de esas formaciones.

En conclusión, se considera que la metodología aplicada en este trabajo da resultados que se acercan más a la realidad actual de la cuenca, esta metodología permitió tener la información necesaria para hacer un balance de masa y energía en las formaciones productoras de gas en las dos cuencas. Se considera que se cumplió con los objetivos planteados por lo que se recomienda continuar aplicando esta metodología para el análisis de otras cuencas de gas en México.

**Palabras clave:** cuencas de Sabinas-Chihuahua, carbón, lutitas carbonosa gas de carbón, materia orgánica, petrografía, rock Eval, isotopos, gas metano.

## Introducción

Recientemente (2007), en México, el Servicio Geológico Mexicano <sup>1</sup>(SGM) implementó un programa de exploración, caracterización y evaluación de recursos minerales y energéticos encaminado a la exploración de yacimiento de hidrocarburos no convencionales (carbón y shale gas) en todo el territorio mexicano. En el marco de ese programa, este trabajo se enfoca a la parte de caracterización de carbón y gas de carbón en dos cuencas sedimentarias (Sabinas y Chihuahua), localizadas en el norte de México.

Este trabajo apoyó dicho programa en lo concerniente a: La implementación y aplicación de una metodología adecuada para la exploración y caracterización de yacimientos de hidrocarburos “no convencionales”, (carbón, gas de carbón y lutitas carbonosas “shale gas”), así como la localización y evaluación de esos recursos energéticos. Este trabajo está basado principalmente en una caracterización integral mediante petrografía, geoquímica de la transformación térmica de la materia orgánica en carbones y gas de carbón. La determinación isotópica del gas derivado de mantos de carbón permitió conocer el origen del gas metano derivado de carbón mineral.

Cabe destacar que para la Cuenca de Chihuahua es la primera vez que se realiza este estudio, no así para la Cuenca de Sabinas, en donde algunas empresas mexicanas particulares (GAN, IMMSA), así como algunos autores como: Flores- Galicia, 2001; Piedad Sánchez N. et al 2005; Santillán G., 2004; Fesco 1988, IMP 2011; Melissa R. 2012; y Santillán G., 2004); también han realizado estudios de caracterización preliminares relacionados con la presencia del gas asociado a carbón en algunas de las subcuencas de la Cuenca de Sabinas.

<sup>1</sup> El Servicio Geológico Mexicano (SGM) es un organismo público descentralizado del Gobierno Federal con personalidad jurídica y patrimonio propios, regido por la Ley Minera y adscrito sectorialmente a la Secretaría de Economía a través de la Coordinación General de Minería. Desde su origen en 1944, ha tenido la responsabilidad de explorar detalladamente las riquezas mineras nacionales, así como la de proveer a la industria minera de todos aquellos elementos indispensables para facilitar la exploración, identificación y cuantificación de los recursos minerales del territorio mexicano. Generar y proveer el conocimiento geológico- económico del país, maximizando su valor, enfocado al fomento de la inversión y aprovechamiento sustentable de los recursos naturales no renovables.

## Metodología

La metodología adoptada durante la ejecución de estos trabajos consistió primeramente en la toma de muestras de carbón, lutitas carbonosas y gas de carbón en minas, tajos y afloramientos de las cuencas de Sabinas y de Chihuahua.

Para conocer en mayor detalle las metodologías utilizadas de este muestreo se recomienda ver tesis de doctorado de De la O BURROLA F., 2013.

Para el estudio de caracterización de las de muestras de carbón, lutitas carbonosas y gas de carbón, se utilizaron técnicas geoquímicas y petrográficas para determinar el origen y composición inicial de la materia orgánica sedimentaria como: la composición maceral, los tipos de composición elemental de kerogeno presentes y su evolución térmica por medio del poder reflector de la vitrinita.

La información obtenida permitió reconstruir la historia de maduración de formación diagenética del gas.

Para completar la caracterización de las muestras estudiadas se realizaron análisis de Rock Eval®6 (Bulk Rock), con el fin de evaluar la cantidad, el tipo, la madurez térmica y el potencial generador de la materia orgánica analizada; esto permitió calcular las energías de activación del kerogeno, su potencial petrolero inicial, su tasa de transformación actual y la saturación en hidrocarburos de su porosidad.

Se desarrollaron, además, análisis inmediatos y elementales de los carbones y análisis isotópico del gas recolectado con el fin de estudiar la relación diagenética entre el kerogeno y el gas (termogénica - biogénica).

A partir de estos resultados se diseñó un programa informático para estimar el gas que se puede generar por una tonelada de carbón (y/o lutitas carbonosas, Figura 1).

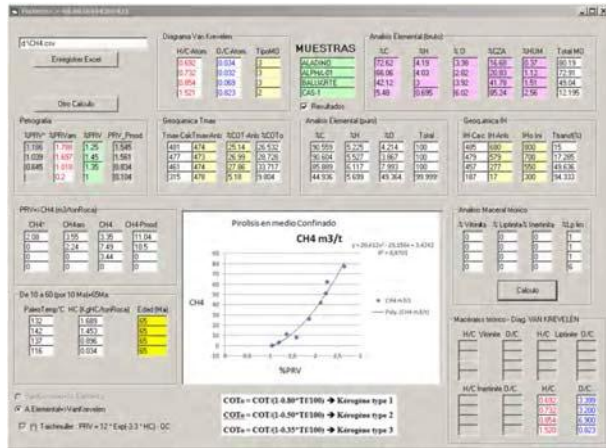


Figura No 1: Programa informático de estimación de gas para las cuencas de sabinas y Chihuahua, México.

Este programa toma como datos de entrada los resultados obtenidos mediante las diferentes técnicas analíticas utilizadas y estima por medio del %PRV la composición maceral y la composición química elemental, así como a madurez en el gas de las muestras.

Este programa informático sitúa la madurez de las muestras en la evolución térmica de formación del gas, estimada previamente por maduración artificial en medio confinado en laboratorio (PIEDAD SANCHEZ N., 1994, ALSAAB D., 1995).

Este procedimiento considera que el gas en las muestras estudiadas es el mismo que el gas recuperado en laboratorio en la simulación de pirolisis en medio confinado a mismo nivel de evolución térmica del %PRV.

Los resultados de este estudio nos permiten proponer para esta evaluación la relación %PRV – gas generado para las dos cuencas.

Posteriormente se crearon los mapas de isovalores de %Ro, %TOC y gas metano generado por tonelada de roca para cada una de las cuencas estudiadas, esto con el objetivo de conocer su distribución espacial.

**Antecedentes**

Las dos cuencas, Sabinas y Chihuahua, han sido bien estudiadas en México desde el punto de vista geológico (Heim, 1940; Humphrey, 1949;

Humphrey y Díaz, 1956; Imlay, 1936, 1937 a y b, 1940; Kelly, 1936).

Más recientemente, la Cuenca de Sabinas ha sido investigada desde el punto de vista geológico estructural estratigráfico (Eguiluz Antuñano, 2001; Murillo-Muñeton, 1999; Longoria, 1984; Goldhammer et al., 1999; Goldhammer y Johnson, 2001; Cuevas-Lerée, 1985; Bird, 1992, 2002; Alfonso, 1978; Gray et al., 2001; Wilson, 1990).

Estos autores han dirigido sus estudios en base a los recursos energéticos en gas de esta región. Además, algunos de ellos fueron geólogos de la compañía petrolera PEMEX, que ha estudiado esta región desde un punto de vista económico petrolero y actualmente tiene varios campos gasíferos en producción.

Desafortunadamente, una gran parte de la información concerniente a las propiedades de las rocas almacén y sello no está disponible para la investigación, ya que son reportes privados.

Para la cuenca de Chihuahua, también existen numerosos estudios de carácter geológico estructural y estratigráfico como: Tucholke et Schouten, (1988), Woodward et al., (1999), Miller et al., (1963), Muehlberger (1980).

Estos autores tratan principalmente cuestiones ligadas a la geometría de la Cuenca de Chihuahua. Córdoba et al., (1970), De Ford, 1964, Haenggi and Gries (1970), Cantú-Chapa et al. (1985). Monreal (1989), Monreal et Longoria (1999), manejan cuestiones con relación a la estratigrafía del noroeste de México en general.

Al igual que en la cuenca de Sabinas la compañía petrolera PEMEX ha perforado una treintena de pozos, a la fecha sin resultados de producción comercial de gas, por lo que actualmente esta cuenca se encuentra abandonada por esta compañía y la información generada concerniente a las propiedades de las rocas madres y almacenes permanece confidencial.

### Localización de las cuencas Sabinas y Chihuahua.

La Cuenca de Sabinas se localiza en la porción noreste del estado de Coahuila, a 300 km de la capital de la entidad y su principal vía de acceso es por la carretera federal No. 57. Esta cuenca comprende una superficie de 37,000 km<sup>2</sup>.

Geológicamente, la “Cuenca de Sabinas” está constituida por ocho “subcuencas” que se corresponden con sinclinales amplios, cuya orientación NW-SE se ajusta a la estructura regional.

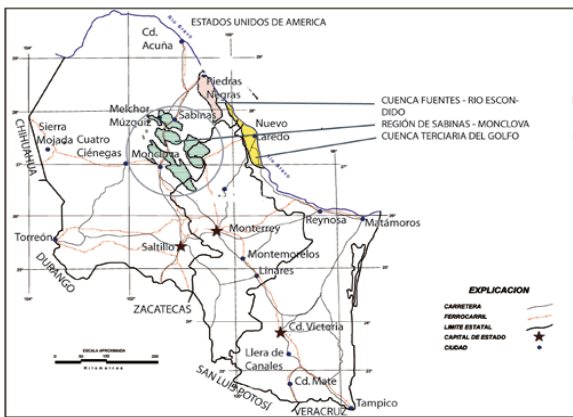


Figura No 2. Plano de localización de las cuencas carboníferas en el estado de Coahuila, (Rivera-Martínez y Alcocer- Valdés 2003).

Estas “subcuencas” localmente se designan como Sabinas, Esperanzas, Saltillito Lampacitos, San Patricio, Las Adjuntas, Monclova y San Salvador, (Flores-Galicia, 1988).

La Cuenca de Chihuahua se localiza en el estado mexicano del mismo nombre, cubre una superficie aproximada de 72,000 Km<sup>2</sup>, e integra a las sub-cuencas Ascensión, Chihuahua, Guadalupe, Juárez, Ojinaga, Satevo y Zaragoza, (Figura 3).

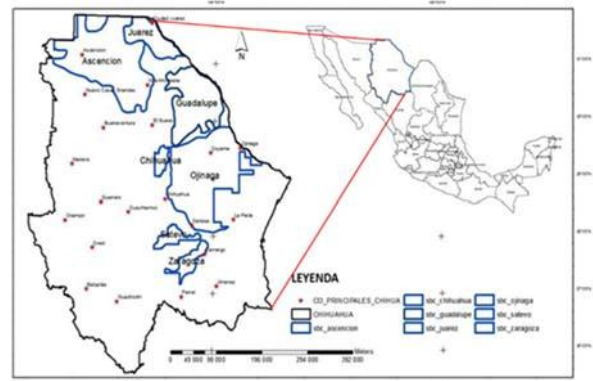


Figura No 3. Plano de localización de las sub-cuencas, en la cuenca de Chihuahua.

Geológicamente, estas subcuencas fueron establecidas por la compañía petrolera PEMEX, con base en la localización de estructuras regionales que delimitan y se corresponden con cada una de las subcuencas definidas.

### Marco geológico

La historia geológica y geodinámica en ambas cuencas están muy ligadas, pues comparten un origen común, esta historia está relacionada al origen del Golfo de México que comenzó a formarse en el Triásico superior cuando la placa Norteamericana inició la separación de las placas Africana y Sudamericana.

Cada una de las cuencas está constituida por una columna geológica de más de 5000m de espesor, constituido por rocas siliciclásticas y marinas. El inicio de ambas cuencas comenzó con el depósito de la Formación **La Casita** de edad Kimmeridgiano - Titoniano, la cual representa la máxima invasión marina hasta principios del Cretácico Barriasiano.

Cuatro unidades “índice” que forman el sistema petrolero son comunes a ambas cuencas, pero entre cada una de dichas unidades existen marcadas diferencias de una cuenca a otra, lo cual justifica que para tales discrepancias se tenga que emplear también distintas nomenclaturas.

Estas formaciones “índices” son: **La Casita, La Virgen, Cupido y La Peña** (Figura 4). En las dos primeras formaciones se dan los cambios de facies que se encuentran también en las

formaciones Navarrete- Vigas de Chihuahua. Sus facies similares se pueden observar en **Menchaca-Barril Viejo-Padilla** de Sabinas.

En el Neocomiano tardío-Aptiano existen continuidades laterales entre estas áreas de depósito, por lo que para ambas es correcto hablar de las formaciones **Virgen Cupido y Peña**.

En Sabinas, entre Peña y Benevides (Kiamichi), igualmente se observan importantes cambios litológicos que hacen necesario el uso de términos formacionales distintos. Para Chihuahua se emplean los nombres Benigno (Glen Rose).

Las formaciones de Chihuahua; El Bronce (Walnut) y Finlay (Eduars) son las facies de plataforma, y Coyame, las rocas de cuenca somera. Todas equivalentes en tiempo a la Formación Tamaulipas superior de la Cuenca de Sabinas.

Para las formaciones Benevides y Del Rio en la cuenca de Sabinas, se registran cambios de facies de cuenca a plataforma, a los que se les identifica como formaciones Georgetown y Loma de Plata para la cuenca de Chihuahua.

cuenca de Sabinas y Chihuahua. Para lograr este objetivo se necesitan estudiar varios parámetros que están ligados a esta información. El %TOC está relacionado con las proporciones de gas formado en las rocas madres y el %PRV con la evolución y madurez de estas rocas. Tanto en los carbones como en los Shales gas, los resultados de los análisis geoquímicos fueron interpretados con el fin de relacionar estos parámetros a la composición orgánica de depósito y preservación en ambas cuencas. Esto nos permite interpretar los resultados considerando las relaciones geológicas de ambas cuencas.

**Resultados**

Las tablas 1 y 2, muestran los resultados de la pirolisis Rock Eval 6 (Bulkrock), donde se añadió la columna de %Ro, las tablas 3 y 4 muestran los resultados de los análisis elemental e inmediato.

Para la Cuenca de Sabinas, los resultados geoquímicos y petrográficos nos muestran que la materia orgánica (MO), corresponde a una mezcla de tipo III y tipo II como ya se había reportado en la literatura (Piedad Sánchez N., 2005, Menetier C., 2005, Alssab D., 2008, Camacho-Ortegón L., 2009).

Se puede añadir que los valores altos de IH, de 227 a 667, con un promedio de 456, es la primera vez que se reportan en esta cuenca para los carbones de la Formación Olmos, (tabla 1).

Los valores de reflectancia van de: 0.8 a 1.5 de %Ro, con un promedio de 1.22 de %Ro, (tabla 1).

Las subcuencas de la parte norte, son las de mayor riqueza orgánica, con valores de: 32 a 45 de %TOC, y por extensión, las de mayor importancia económica en los recursos de gas.

Las curvas de isovalores, para las cantidades estimadas de metano, delimitaron dos zonas con valores máximos de producción de: 3.9 a 5.5 m3/t de gas generado por tonelada de carbón, (figura 9).

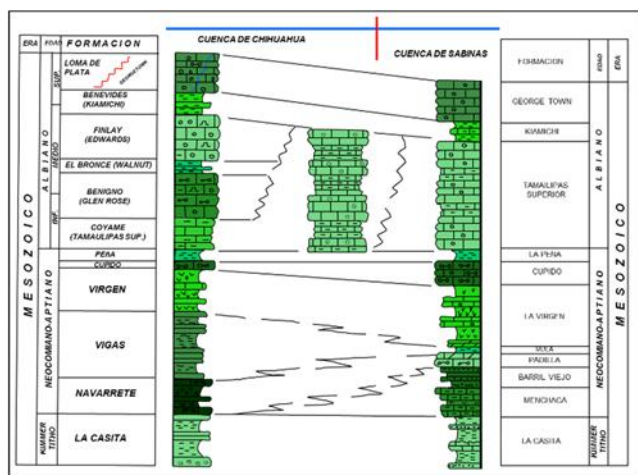


Figura No 4. Correlación de unidades estratigráficas entre las Cuencas de Chihuahua y Sabinas.

**Objetivos**

Mostrar y estimar la distribución espacial de los recursos en gas (CBM y Shale gas) en las

Los valores isotópicos que se midieron van de: ( $\delta^{13}C$  ‰ (V-PDB) -42.019 a -37,21), y  $\delta D$  (V-SMOW) (-148.18 a -162.96), estos valores indican un origen del gas como termogénico. (Tabla 5).

**La formación San Carlos**

Para la Cuenca de Chihuahua los carbones de la Formación San Carlos corresponden a MO tipo III (Figura 5).

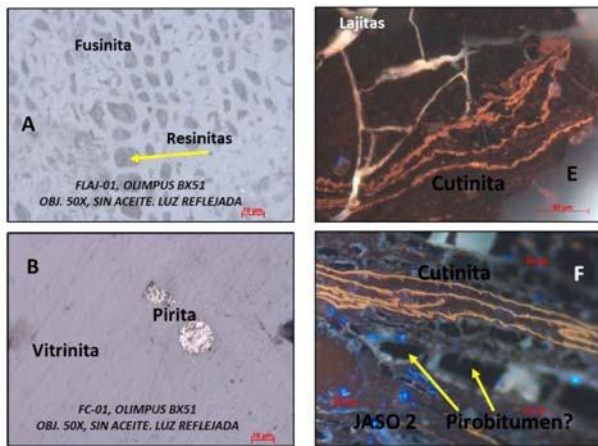


Figura No 5. Materia orgánica de la Cuenca de Chihuahua, México.

La relación IH contra %Ro, con valores de (0.4 a 1.6 de %Ro), y (180 IH) indica poca madurez para la mayoría de las muestras de la Formación San Carlos, posicionándose al inicio de la ventana del aceite.

Los mayores isovalores de %TOC, (de 19 a 42 de %), para la Formación San Carlos, se localiza hacia la zona de Sierra Rica (Figura 11).

Los valores de reflectancia que se midieron en esta zona se sitúan entre 0.70 y 1.33 de %Ro, (figura 12)

La zona de Sierra Rica, se considera la de mayor generación de gas metano, con valores estimados de: 0.56 a 2.98 m3/t. Este gas está asociado a mantos de carbón mineral de la Formación San Carlos, (figura 15).

En la zona de Nuevo Lajitas, la riqueza en %TOC se considera intermedia, con valores que oscilan entre 7.9% y 13%. Los valores más bajos en %TOC, (3.7 a 7.45), se localizan en la zona de

Jaso (Figura 15).

Al mismo tiempo, Nuevo Lajitas, presenta un %Ro de 0.56 a 0.70 y la zona de Jaso, de 0.30 a 0.50 %Ro. Así como las zonas de Jaso y Nuevo Lajitas presentan estimaciones bajas para la generación de gas metano, con valores de: 0.1 a un máximo 0.47 m3/t, (figura 15).

**La Formación Ojinaga**

La relación IH versus %Ro, con valores de (0;7 a 2 de %Ro), y (300 IH) para la Formación Ojinaga se sitúan en la ventana del gas húmedo a gas seco.

La relación Tmax versus IP, de la Formación Ojinaga, se encuentran entre la ventana del aceite a la ventana del gas, con una temperatura máxima (Tmax) de 435 a 480 °C, y con índices de producción que van de: 0.1 a 1. Esto indica que esta formación presenta buenos niveles de transformación de kerogeno en gas, inclusive en la ventana del aceite.

Para la zona de la Formación Ojinaga se han estimado valores de generación de gas metano son del orden de: 0.19 a 2.19 m3/t, (figura 15).

Los valores isotópicos del gas muestreado en las capas de carbón oscilan entre 1.52 y 2 ppm. Es decir son valores cercanos a los de la atmósfera, por lo que se considera que actualmente no hay expulsión de gas en esta formación.



MUESTRA	FM	%Ro	TOC	IH	IO	Tmax	S1	S2	S3
MEZ-01	Olmos	1,13	26,02	642	2	472	3,16	166,98	0,54
MINA EL ALAMO	Olmos	1,05	30,02	477	2	459	2,9	143,26	0,51
POZO SARALI	Olmos	1	44,14	483	1	458	4,17	213,13	0,58
ALADINO	Olmos	1,25	25,14	680	2	474	1,52	171,02	0,53
MUPO-01	Olmos	0,95	36,06	386	2	462	3,95	139,24	0,57
POZO 18	Olmos	1	47,58	448	2	453	3,06	213,38	1,09
NAR-01	Olmos	1,08	35,48	585	2	462	3	207,48	0,8
POZO FLOR	Olmos	1,2	39,82	473	2	471	2,79	188,53	0,94
PRG-01	Olmos	1,05	25,34	482	2	468	1,98	122,01	0,59
STD-01	Olmos	1,2	26,72	634	3	472	2,15	169,5	0,69
EL AGUILA	Olmos	0,95	33,25	448	1	458	4,76	149	0,39
ALPHA 01	Olmos	1,45	26,99	579	2	473	2,01	156,32	0,45
DIS-01	Olmos	1,16	21,98	391	2	484	0,8	85,97	0,41
OBAY-01	Olmos	0,8	44,06	297	1	439	2,43	130,95	0,58
GAL-01	Olmos	1,1	31,15	635	2	462	3,79	197,89	0,49
ESB-01	Olmos	1,3	0,98	25	44	456	0,05	0,24	0,43
OAS-01	Olmos	1,53	37,52	384	2	489	1,34	144,24	0,88
BALUARTE	Olmos	1,35	27,86	277	2	474	1,68	77,07	0,48
TITA-01	Olmos	1,18	28,75	362	2	474	1,8	104,17	0,53
CLOETE	Olmos	0,95	42,35	487	2	461	4,35	206,44	0,84
FC01	Olmos	1,25	30,7	566	3	468	2,37	173,76	1,01
MIG-1	Olmos	1,03	28,63	532	1	470	2,08	152,2	0,39

Tabla 1; resultados de los análisis rock Eval 6, para la cuenca de Sabinas. FM.= Formación Geológica TOC = wt. % total organic carbón, S1, S2 = mg hidrocarbóns, S3 = mg CO<sub>2</sub>, IH = hydrogen Index (S2\*100/TOC), OI = Oxygen Index (S3\*100/ TOC), PI=Production Index (S1 / (S1+S2)) , %Ro medido, (INCAR).

En Tabla 1, se observan los resultados obtenidos de la pirolisis Rock Eval 6 (Bulk rock), para las muestras de la Cuenca de Sabinas, donde se pueden apreciar valores “anómalos” para el IH. Son valores elevados que

van de 242 a 680 de IH.

Las mayoría de las muestras tienen un %TOC superior al 5% hasta llegar al 40% o más.

Muestra	FM.	%Ro	TOC	IH	IO	Tmax	S1	S2	S3
PI-04	Ojinaga	2	0,77	1	49	593	0	0,01	0,37
PI-06	Ojinaga	1,85	0,65	13	41	454	0	0,08	0,27
PI-02	Ojinaga	1,6	1,74	73	20	460	0,05	1,27	0,36
COF-3	San Carlos	1,55	30,47	1	60	606	0,01	0,16	18,29
PI-07	Ojinaga	1,5	0,54	4	60	505	0,01	0,02	0,32
COF-8	San Carlos	1,44	1,53	1	60	517	0	0,01	0,92
JH-215	Ojinaga	1,26	1,48	323	21	436	0,11	4,79	0,31
CDO-063	Ojinaga	1,08	1,1	133	50	448	0,04	1,47	0,55
MADRONO-02	San Carlos	1,05	42,43	40	35	448	0,01	17,13	14,7
CDO-053	Ojinaga	1,04	2,09	81	42	450	0,04	1,68	0,87
COF-2	San Carlos	1,02	36,86	11	46	585	0,04	4,24	16,89
ING/1	San Carlos	0,95	23,56	10	77	464	0,05	2,26	18,08
COF-1	San Carlos	0,95	21,68	13	25	587	0,02	2,84	5,49
MADRONO-01	San Carlos	0,95	32,71	8	48	534	0	2,52	15,6
CDO-064	Ojinaga	0,94	2,5	227	45	437	0,04	5,67	1,13
PI-05	Ojinaga	0,87	0,8	0	49	599	0	0,01	0,4
COF-13	San Carlos	0,82	6,21	53	68	428	0,19	3,29	4,25
COF-5	San Carlos	0,72	4,61	3	59	605	0	0,15	2,74
COF-19	San Carlos	0,72	14,07	130	50	418	0,46	18,26	6,98
EC-156	Ojinaga	0,7	0,55	7	102	511	0	0,04	0,56
F65	San Carlos	0,65	6,69	6	105	442	0,06	0,38	7,02
F66	San Carlos	0,6	21,9	70	50	425	0,62	15,25	10,98
LAJ/1	San Carlos	0,57	7,62	113	77	431	0,21	8,6	5,89
JASO-4	San Carlos	0,57	3,68	4	153	437	0,01	0,16	5,64
JASO-2	San Carlos	0,55	3,81	8	101	436	0,01	0,29	3,86
JASO-6	San Carlos	0,53	5,43	16	83	424	0,02	0,89	4,49
JAS/7	San Carlos	0,5	19,5	51	68	428	0,39	9,91	13,34
COF-14	San Carlos	0,5	2,33	15	111	443	0,03	0,35	2,57
COF-18	San Carlos	0,49	1,81	6	92	445	0	0,11	1,66
JASO-5	San Carlos	0,47	2,5	6	120	442	0	0,15	3,01
TOF-10	San Carlos	0,47	32,23	167	4	459	0,58	53,78	1,39
COF-16	San Carlos	0,46	4,91	31	236	432	0,02	1,51	11,61
JASO-1	San Carlos	0,45	8,31	10	87	443	0,05	0,82	7,25
JASO-3	San Carlos	0,44	9,21	27	103	431	0,03	2,45	9,49

**Continuación Tabla 2**

Muestra	FM.	%Ro	TOC	IH	IO	Tmax	S1	S2	S3
F68	San Carlos	0,44	5,62	128	42	436	0,11	7,19	2,34
COF-12	San Carlos	0,43	7,44	96	92	426	0,09	7,17	6,81
JAS-9	San Carlos	0,42	2,44	13	91	439	0,01	0,32	2,23
COF-17	San Carlos	0,42	10,32	85	87	434	0,16	8,8	8,96
COF-10	San Carlos	0,41	1,19	9	69	434	0	0,11	0,82
COF-20	San Carlos	0,37	18,53	76	79	420	0,32	14,01	14,56
COF-6	San Carlos	0,3	27,84	122	65	448	0,05	34,04	18,07
COF-7	San Carlos	0,28	31,82	130	50	449	0,07	41,22	15,86

Tabla 2. Resultados para rockeval6 para la cuenca de Chihuahua. FM= Formación geológica. TOC = wt. % total organic carbón, S1, S2 = mg hidrocarbóns, S3 = mg CO2, IH = hydrogen Index (S2\*100/TOC), OI = Oxygen Index (S3\*100/TOC), PI=Production Index (S1/(S1+S2)) , %Ro medido, (INCAR).

En la tabla 2 se observan los resultados de la pirolisis rock Eval 6, (Bulkrock), para las muestras de la Cuenca de Chihuahua.

Las muestras que registraron un COT inferior a 0.5% se excluyeron esto debido a que son consideradas con muy bajo potencial generador.

De la misma manera se consideró para las muestras con un Tmax inferior a 400°C, las cuales fueron descartadas.

También se utilizaron los resultados del análisis elemental e inmediato para considerar la validez de la interpretación en los planos de isovalores. Estos resultados se muestran en las tablas 3 y 4, para las dos cuencas analizadas.

De la misma manera se eliminaron muestras con elevados contenidos de ceniza, principalmente de la cuenca de Chihuahua, pues se consideró que el error en el análisis fue debido a la participación de la transformación de la materia mineral durante el análisis elemental fue demasiado importante.

Este control se llevó a cabo considerando el comportamiento de las relaciones atómicas H/C y O/C en el diagrama de Van Krevelen.

A partir de los resultados presentados en las tablas 1 y 2, se construyeron los planos de isovalores que se muestran a continuación para los parámetros %Ro, %TOC, y de generación de metano.

MUESTRA	N wt.%	C wt.%	H wt.%	O wt.%	S wt.%	CENZ' wt.%	HUM.' wt.%	HUM+CENZ wt.%	H/C	O/C
MEZ-01	1,24	66,05	3,98	3,3	0,59	23,08	0,77	23,85	0,72	0,15
JUN-1 Y 2	1,18	72,24	4,24	3,94	0,3	16,54	0,59	17,13	0,70	0,14
EL ALAMO	1,2	73,15	4,53	3,79	1,62	15,28	0,74	16,02	0,74	0,13
SARALI	1,12	62,43	4,09	4,42	4,62	24,14	0,61	24,75	0,78	0,16
ALADINO	1,22	72,63	4,19	3,39	0,33	16,68	0,37	17,05	0,69	0,20
MUPO-01	1,35	69,04	4,3	3,46	1,54	17,61	0,39	18	0,74	0,20
POZO 18	1,09	61,79	3,96	6,81	1,46	24,54	1,63	26,17	0,76	0,25
NAR-01	1,22	73,7	4,35	3,82	0,53	14,35	1,18	15,53	0,70	0,19
POZO FLOR	1,2	73,26	4,08	2,6	<0,05	14,77	0,53	15,3	0,66	0,20
PRG-01	1,26	69,92	4,14	3,19	1,69	17,7	0,7	18,4	0,70	0,19
STD-01	0,96	64,94	3,99	3,6	1,27	21,65	1,26	22,91	0,73	0,20
EL AGUILA	1,11	63,62	4,25	4,45	0,91	23,19	1,18	24,37	0,80	0,203
ALPHA 01	1,04	66,06	4,03	2,82	0,19	20,83	-1,12	19,71	0,73	0,17
DIS-01	0,98	70,21	3,75	2,8	<0,05	15,87	0,56	16,43	0,64	0,17
OBAY-01	0,73	49,38	3,61	7,73	3,77	35,23	0,2	35,43	0,87	0,20
GAL-01	1,01	66,87	4,25	2,59	<0,05	20,09	0,62	20,71	0,76	0,13
OAS-01	0,95	74,1	4,03	2,9	1,53	15,13	0,99	16,12	0,65	0,15
BALUARTE	0,78	42,12	3,01	3,93	1,49	41,78	1,51	43,29	0,85	0,18
TITA-01	1,01	62,36	3,74	4,79	0,98	26,16	1,19	27,35	0,69	0,15
CAS-1	0,27	5,49	0,7	6,02	2,04	85,24	2,56	87,8	1,5	0,27
CLOETE	1,14	66,7	4,29	4,34	3,18	18,58	1,52	20,1	0,77	0,16
ELB-1	0,88	54,83	3,28	3,95	1,62	35,12	1,1	36,22	0,71	0,19
FC01	1,06	64,53	3,92	3,95	0,83	24,26	1,12	25,38	0,72	0,15

**Continuación Tabla 3**

MUESTRA	N wt. %	C wt. %	H wt. %	O wt. %	S wt. %	CENZ* wt. %	HUM.* wt. %	HUM+CENZ wt. %	H/C	O/C
ESB-01	1,1	74,98	4,21	2,86	0,61	10,5	-0,71	9,79	0,67	0,13

Tabla 3. Resultados del análisis elemental para la cuenca de Sabinas. N =Nitrógeno wt.%, C=Carbono wt.%, H=Hidrogeno wt.%, O=Oxígeno wt.%, S=Azufre wt.% Ceniza=CENZ\* wt.%, Humedad=HUM.\* wt.%, C, H, N, A, Laboratorio Universite de Lorraine, Humeda y ceniza, Centro experimental Chihuahua, (SGM).

MUESTRA	N wt. %	C wt. %	H wt. %	O wt. %	S wt. %	CENZ* wt. %	HUM.* wt. %	HUM+CENZ wt. %	H/C	O/C
ING-1	0,71	32,26	2,22	20,04	1,33	37,04	13,07	50,11	0,83	0,47
JAS-7	0,62	20,74	2,15	0,05	2,16	51,42	8,81	60,23	1,24	0,00
LAJ-1	0,32	8,79	1,52	7,72	<0,05	71,54	8,65	80,19	2,08	0,66
JASO-1	0,37	9,33	0,97	10,73	<0,05	75,10	4,54	79,64	1,24	0,86
JASO-2	<0,05	6,10	0,91	6,78	<0,05	84,51	3,02	87,53	1,79	0,83
JASO-3	0,13	11,91	1,24	14,21	<0,05	71,08	5,30	76,38	1,24	0,90
JASO-6	0,06	7,80	1,17	10,53	<0,05	79,63	5,92	85,55	1,79	1,01
PI-04	<0,05	7,06	0,38	13,66	<0,05	78,23	0,94	79,17	0,64	1,45
PI-05	<0,05	6,31	0,41	10,78	<0,05	81,91	1,08	82,99	0,77	1,28
PI-06	<0,05	5,62	0,42	8,59	<0,05	84,19	1,25	85,44	0,90	1,15
PI-02	<0,05	7,45	0,38	11,27	<0,05	79,56	1,04	80,60	0,61	1,14
COF-1	0,47	21,65	1,33	8,71	0,69	53,05	9,49	62,54	0,74	0,30
COF-2	0,84	43,91	2,12	14,72	0,78	32,80	12,03	44,83	0,58	0,25
COF-3	0,48	21,73	1,11	9,58	0,81	53,53	13,43	66,96	0,61	0,33
COF-5	0,53	18,93	1,39	14,58	0,68	39,17	16,80	55,97	0,88	0,58
COF-6	1,82	59,54	3,53	21,26	<0,05	9,78	21,97	31,75	0,71	0,27
COF-7	1,79	59,05	3,76	20,98	<0,05	13,11	21,11	34,22	0,76	0,27
COF-12	0,35	5,61	0,71	7,04	<0,05	73,62	6,74	80,36	1,52	0,94
COF-13	0,36	8,99	1,18	8,51	<0,05	67,08	7,32	74,40	1,57	0,71
COF-14	0,21	0,36	1,06	8,35	<0,05	75,32	10,58	85,90	35,83	17,63
COF-16	0,36	0,81	0,58	6,21	<0,05	80,21	6,34	86,55	8,52	5,75
COF-17	0,28	6,10	1,07	8,59	<0,05	72,43	8,54	80,97	2,10	1,06
COF-18	<0,05	2,29	1,14	7,26	<0,05	77,90	10,77	88,67	5,99	2,38
COF-19	0,51	16,77	1,76	14,67	<0,05	37,68	12,29	49,97	1,26	0,66
COF-20	0,39	10,29	1,45	11,21	<0,05	57,59	10,82	68,41	1,69	0,82
TOF-04	0,51	27,95	2,03	6,99	<0,05	58,05	3,16	61,21	0,87	0,19

Tabla 4.- Resultados del análisis elemental, de humedad y ceniza en las muestras de la Cuenca de Chihuahua. (De La O-Martínez, 2012, en este trabajo) N =Nitrógeno wt.%, C=Carbono wt.%, H=Hidrogeno wt.%, O=Oxígeno wt.%, S=Azufre wt.% Ceniza=CENZ\* wt.%, Humedad=HUM.\* wt.%, C, H, N, A, Laboratorio Universite de Lorraine, Humedad y ceniza, Centro experimental Chihuahua, (SGM). \*

### Interpretación de los resultados

La primera interpretación sobre la transformación térmica del kerogeno se realizó directamente con el diagrama Van- Krevelen. Considerando el origen, la composición y evolución del kerogeno en las dos cuencas.

Dado que algunas veces los elementos carbono, hidrógeno y oxígeno están contaminados con los aportes de la humedad y la transformación de la materia mineral en ceniza, se procedió a una corrección de los datos.

Las correcciones son ponderales con respecto a la humedad y a la materia mineral. Sobre todo a nivel del oxígeno, cuando el kerogeno está presente en la muestra en pequeña cantidad.

Una vez efectuadas las correcciones, el modelo informático compara las relaciones H/C y O/C que se obtienen de los análisis elementales realizados en las muestras seleccionadas con los valores numéricos de las curvas de los tipos de kerogeno en este diagrama, (figura 6). Los datos así corregidos deben aproximarse al balance de masa a 100% así como a la composición maceral de las muestras.

La composición maceral teórica de las muestras se calcula considerando el diagrama de la figura 6, Perrodon, A. et Zabek, J., (1990).

El cálculo es ponderal y se consideran las relaciones H/C y O/C de la vitrinita, liptinita e inertinita necesarias para obtener las relaciones H/C y O/C globales de la muestra. Claro está que este balance de masa se efectúa al %PRV medido de la muestra.

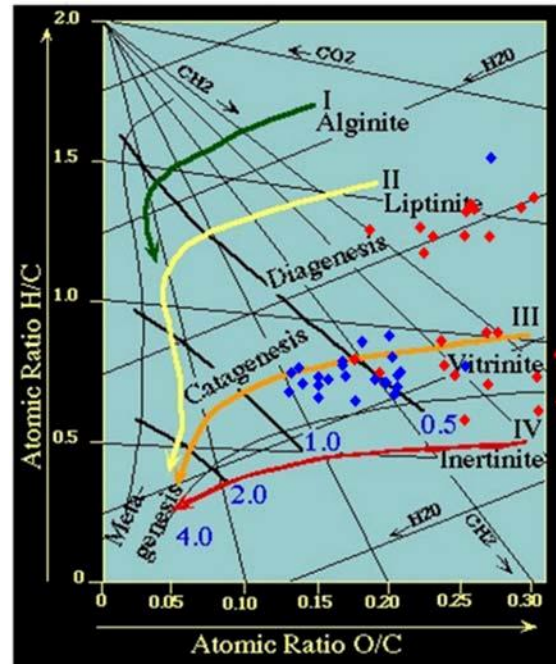


Figura No 6. Diagrama de Van Krevelen de los macerales del kerogeno. En azul se presentan las muestras de la Cuenca de Sabinas, en rojo se presentan las muestras de la Cuenca de Chihuahua. (Diagrama tomado de: Perrodon, A. et Zabek, J., 1990).

### Mapas de isovalores

Para las cuenca de Sabinas y Chihuahua se elaboraron los mapas de isovalores de %TOC, %Ro, y de generación de metano, empleando el métodos geoestadístico de kriging ordinario, en conjunción con el programa ArcMap® 10.

El objetivo es de determinar la distribución espacial de los parámetros arriba mencionados en ambas cuencas, para poder hacer una evaluación de las zonas de producción de gas metano.

### Localización del gas en la Cuenca de Sabinas

Las figuras 7, 8 y 9, muestran la distribución espacial de: %Ro, %TOC y del gas metano, en la Cuenca de Sabinas.

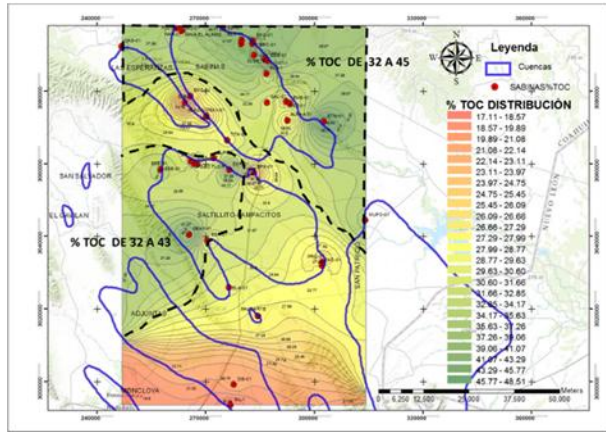


Figura No 7. Plano de distribución espacial de isovalores de %TOC, para la Cuenca de Sabinas.

En la Figura 7, destacan dos zonas importantes de %TOC: hacia la parte norte y en el centro-suroeste de la cuenca.

En la primera zona se sitúa en la parte norte (subcuenca La Esperanza) donde se encontraron valores de %TOC de 32 a 45. La segunda zona está situada en el centro y corresponde a la subcuenca Saltillo- Lampacitos, y la subcuenca Adjuntas, esta zona presenta un %TOC de 32 a 43. Los valores de las dos zonas son similares y se distribuyen de manera uniforme entre la parte centro y norte de la Cuenca de Sabinas.

Hacia la parte sur de la cuenca, las subcuencas de Adjuntas y San Patricio registran los valores más bajos de %TOC entre 16 y 29%, (Figura 7).

Esto nos indica claramente que las subcuencas de la parte norte son las de mayor riqueza orgánica y, por extensión, las de mayor importancia económica.

Sin embargo no podemos nada más considerar la riqueza orgánica para hacer una evaluación del gas formado, necesitamos considerar la importancia de la transformación térmica del kerógeno.

Para seguir la distribución espacial de esta transformación térmica nosotros consideramos la importancia del %PRV como se muestra en la Figura 8.

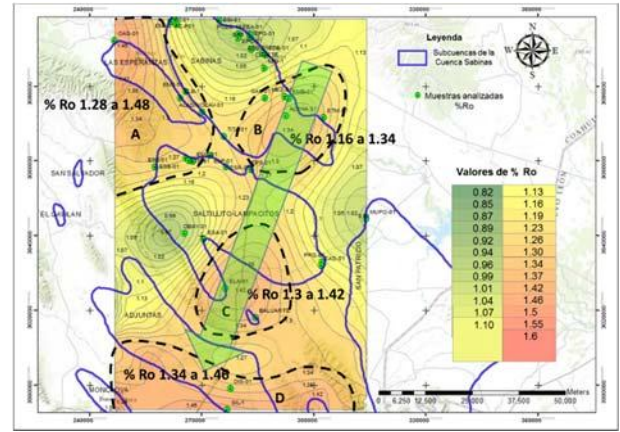


Figura No 8. Distribución espacial de isovalores de %Ro, en las muestras de la Cuenca de Sabinas, la flecha verde indica la dirección del gradiente geotérmico.

Existen cuatro zonas que podrían situarse en el comienzo de la ventana de gas húmedo, con valores de reflectancia entre 1.0 a 1.46 (Figura 8). La zona D es la que alcanza valores más altos de reflectancia, (1.34 a 1.46 de %Ro), seguida en orden decreciente por la zona B, A y C. Esto nos permite decir que la parte sur de la subcuenca de Sabinas y la parte norte-centro de la cuenca Las Esperanzas, son las zonas de más elevado poder reflector de vitrinita y por ende las de mayor transformación térmica del kerógeno.

En la Figura No 9, se muestra las curvas de isovalores para las cantidades estimadas de generación de gas metano para la Cuenca de Sabinas, considerando ambos resultados, geoquímicos y petrográficos. Se observan fácilmente dos zonas con valores máximos de producción de 3.9 a 5.5 m<sup>3</sup>/t de carbón (B), (Figura 9).

Las subcuencas con menor índice de producción son: Adjuntas y Saltillo-Lampacitos, en tanto que las de mayor importancia son Las Esperanzas y toda la parte media oeste norte de la subcuenca Sabinas (Figura 9).



La Figura 11 nos presenta la distribución espacial de isovalores de %TOC para las muestras de la Formación San Carlos.

En esta figura 11, se puede observar que la mayor concentración de %TOC se localiza hacia la zona de Sierra Rica (rectángulo verde), con valores que van de 19 a 42 de %TOC.

Hacia la zona de Jaso (parte superior), la riqueza de %TOC disminuye, obteniéndose los valores más bajos que están entre el rango de 3.7 a 7.45 de %TOC.

Hacia la zona sur, Nuevo Lajitas, la riqueza en %TOC se considera intermedia con valores de 7.9 a 13 en %TOC.

Considerando los valores de 3.7 a 42 de %TOC, estos depósitos son considerados rocas madres de carbones y lutitas carbonosas con alto contenido de MO.

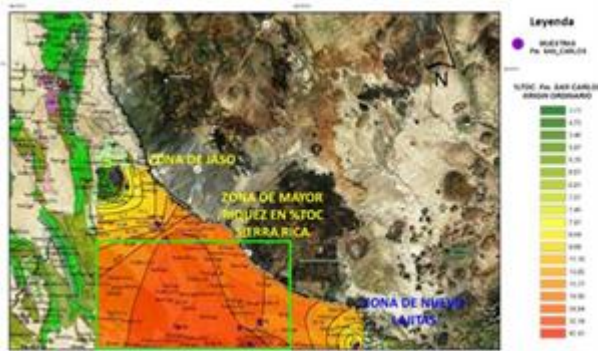


Figura No 11. Distribución espacial de los valores de carbón orgánico total (%TOC), para la Formación San Carlos en la Cuenca de Chihuahua.

En la Figura 12 se muestran los isovalores de %Ro para las muestras de la Formación San Carlos. En esta Figura se nota que el mayor poder reflector se encuentra hacia la parte centro y sur del plano.

En el centro se encuentra la zona de Sierra Rica con valores de reflectancia de 0.70 a 1.33 de %Ro. Al sur, Nuevo Lajitas, con valores de %Ro de 0.56 a 0.70. Hacia la zona de Jaso (al norte), se presentan valores que van de 0.30 a 0.50 %Ro, que son los más bajos en poder reflector de esta cuenca.



Figura 12. Distribución de isovalores de %Ro, para los carbones de la Formación San Carlos.

El comportamiento del %Ro, en la zona de Sierra Rica, podría estar asociado a la presencia de intrusivos en la región central (De La O y Martínez, 2011), lo que ocasionó un “recalentamiento” en esta zona, y por ende, una elevación del gradiente geotérmico regional.

Esto muestra que la zona de la Sierra Rica es la más favorable para la generación de hidrocarburos, principalmente de gas metano como producto de la diagénesis tardía.

En la zona de Sierra Rica el metano tuvo un origen termogénico debido al poder reflector relativamente elevado (1.33 %Ro) del kerógeno, similar a los valores encontrados en los carbones de la Cuenca de Sabinas.

En las figuras 13 y 14 se muestran los isovalores obtenidos del carbón orgánico total (%TOC) y del poder reflector de la vitrinita (%Ro), respectivamente, para la Formación Ojinaga, (lutitas carbonosas). El cálculo se realizó mediante el método geostatístico de kriging ordinario.

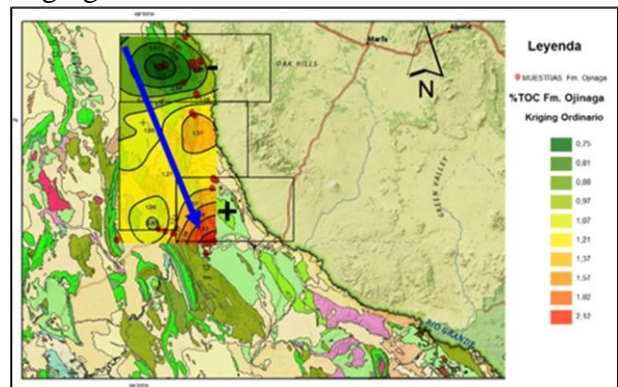


Figura 13 Distribución de isovalores de carbón orgánico total %TOC, para las muestras de la

**Formación Ojinaga.**

La distribución de isovalores de menor a mayor en carbón orgánico total (%TOC), van de norte a sur, con valores de 0.74% a 2.12. Esto indica que la distribución en la riqueza orgánica de sedimentación y depósito se distribuyó en dirección N-S.

En la Figura 14, se aprecian los valores de distribución de reflectancia para la Formación Ojinaga en la Cuenca de Chihuahua, cuyos valores van de 0.74 a 2.0 de %Ro, de poder reflector de la vitrinita, encontrando los valores más elevados de reflectancia en la parte norte, relacionados a la ventana de generación de gas seco.

Los valores del poder reflector de la vitrinita (%Ro) en combinación con los valores de carbón orgánico total (%TOC), en las lutitas carbonosas de la Formación Ojinaga indican la posibilidad de encontrar un play no convencional de gas derivado del tipo de rocas (“shale gas”).

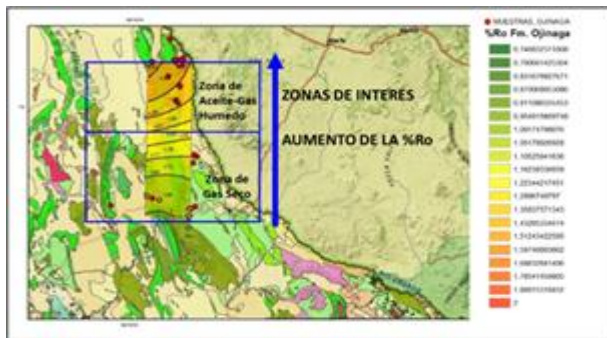


Figura 14. Distribución de isovalores del poder reflector de la vitrinita (%Ro), en las muestras de la Formación Ojinaga.

En la Figura 15, se observa el plano de isovalores relacionados con la generación de metano, en muestras de las formaciones San Carlos y Ojinaga que se obtuvieron de la Cuenca de Chihuahua.



Figura 15. Plano de isovalores de generación de gas metano para las muestras de la Cuenca Chihuahua.

En esta Figura 15 se aprecia la distribución de gas metano en la zona de Sierra Rica.

Esta zona se considera la de mayor generación de gas metano con valores estimados de 0.56 a 2.98 m<sup>3</sup>/t. Este gas está asociado principalmente a mantos de carbón mineral de la Formación San Carlos. La zona de la Formación Ojinaga presenta un potencial como generadora de gas asociado a las lutitas carbonosas. Se han estimado valores de generación de gas metano del orden de 0.19 a 2.71 m<sup>3</sup>/t, y dadas las características de la formación podría representar un prospecto de tipo shale gas.

Las otras dos zonas, Jaso y Nuevo Lajitas, presentaron estimaciones más bajas para la generación de gas metano con valores de 0.1 a un máximo 0.47 m<sup>3</sup>/t.

**Conclusiones**

Los resultados para la cuenca de Sabinas muestran un mayor potencial en gas de capas de carbón de superficie con valores que van cerca de 6 m<sup>3</sup>/t en la Formación Olmos. Para la cuenca de Chihuahua existen dos formaciones de importancia para la generación del gas.

La primera es la Formación San Carlos, que corresponde a carbones, en su área de Sierra Rica, y presenta los valores hasta de 3 m<sup>3</sup>/t. La segunda formación de importancia es la Formación Ojinaga, constituida por lutitas carbonosas y considerada como una formación de tipo “shale gas” con una generación de gas de 0.89 a 2.19 m<sup>3</sup>/t.



El origen del gas metano encontrado es termogénico asociado con aceite o condensado. Su firma isotópica es diferente a la del metano de origen termogénico del gas proveniente de las rocas madres de tipo Shale gas (La Casita, La Pena, Eagle Ford) en profundidad, (figura 10).

La metodología aplicada en este trabajo se considera adecuada, ya que dio los resultados esperados al poder determinar y relacionar espacialmente los parámetros de %RO, %TOC, Tmax, IH y composición maceral con la generación de metano en carbones y lutitas carbonosas de las cuencas estudiadas. Esto permitió la construcción de los planos de isovalores por medio del programa Arcgis10.

### Agradecimientos

Se agradece ampliamente a las autoridades de Servicio Geológico Mexicano (SGM) por el soporte financiero y técnico para la realización de este trabajo.

### Referencias citadas

Alfonso, Z. J., (1978): Geología regional del sistema sedimentario Cupido. Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros Boletín, v. 30, n. 1, 2, p. 1-55.

Alsaab, D., Elie, M., Izart, A., et al. (2007): Comparison of generative capacities for bitumen and gas between Carboniferous coals from Donets Basin (Ukraine) and a Cretaceous coal from Sabinas-Piedras Negras Basin (Mexico) during artificial maturation in confined pyrolysis system, International Journal of Coal Geology, v. 71, p. 85–102.

Bird, P., 1992. Deformation and uplift of North America in the Cenozoic era, in K.R. Billingsley, H. U. Brown III, and E. Derohanes, eds., Scientific Excellence in Supercomputing: the IBM 1990 Contest Prize Papers, Baldwin Press, Athens, Georgia, 1, pp. 67-105.

Bird, P., 2002. Stress direction history of the western United States and Mexico since 85 Ma. Tectonics, Vol. 21 (3), pp. 1-12. Brown, M. L., and Dyer, R., 1987. Mesozoic geology of northwestern Chihuahua, Mexico, in Mesozoic Rocks of Southern Arizona and Adjacent Areas: Arizona Geological Society Digest, 18, 381-394.

Camacho-Ortegón L. F., 2009. Origine-Evolution-Migration et Stockage, des hydrocarbures dans le bassin de Sabinas, NE Mexique: étude intégrée de pétrographie, géochimie, géophysique et modélisation numérique 1D-2D et 3D. Soutenance p 337.

Cañipa .Morales, N.K, Ortuño. Arzate, F. Escudero Badillo, M. Ramírez Gordillo, L.S. Pérez Ortiz, J.A., 2011. Desarrollo metodológico de protocolos analíticos para la caracterización geoquímica y genética del gas metano. IMP, reporte interno inedito. p.116.

Cantú Chapa, A. (1989): La Peña Formation (Aptian): a condensed limestone-shale sequences from the subsurface of NE Mexico. Journal of Petroleum Geology. 12 (1), p 69-84.

Córdoba, D.A., Rodríguez-Torres, R., Guerrero-García, J., 1970, Mesozoic stratigraphy of the northern portion of the Chihuahua Trough, in The Geologic Framework of the Chihuahua Tectonic Belt; Symposium in honor of Professor Ronald K

Cantú-Chapa, C.M., Sandoval-Silva, R., Arenas-Partida, R., 1985, Evolución sedimentaria del Cretácico inferior en el norte de México: Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, XVII (2), 14-37.

Cuevas-Lerée, J.A., 1985. Analysis of subsidence and thermal history in the Sabinas Basin, northeastern Mexico. M.S. dissertation, University of Arizona, USA, 81 pp.

De Ford, R.K., 1964. History of geologic exploration in Chihuahua, in Geology of the Mina Plomosas-Placer de Guadalupe area, Chihuahua, Mexico; West Texas Geological Society Publication 64-50, p. 116-129.

De La O Burrola F., y Martínez. L. 2011., Caracterización petrográfica y geoquímica de los carbones de la subcuencas Ojinaga, Chihuahua, México: aplicación a la modelización en 1D del sistema petrolero., reporte de stage M2 Septiembre 2011, Laboratoire G2R UMR 7566 CNRS, Département des Géosciences Faculté des Sciences et Technologies, Université Henri Poincare, Nancy, France. 41 p.

Eguiluz, de A., S., (2001): Geologic Evolution and Gas Resources of the Sabinas Basin in Northeastern México, in: Bartolini, C., Buffler, R. T., and Cantú-Chapa, A., eds., The western Gulf of México Basin: Tectonics, sedimentary basins, and petroleum systems. American Association of Petroleum Geologists Memoir 75, p. 241-270.

Flores-Galicia, E., 2001. Exploración y Recursos de Carbón en la República Mexicana. Consejo de Recursos Minerales, draft report.

Fesco, 1998 Gas sample report Job Number 81335.001 prepared by C.R. Roberson Fesco Incorporated, 30 January 1998

Gray, G. G., R.J. Pottorf, D.A. Yurewicz, K.I. Mahon, D.R. Pevear, and R.J. Chuchla, 2001. Thermal and chronological record of syn- to post-Laramide burial and exhumation, Sierra Madre Oriental, Mexico, in C. Bartolini, R.T. Buffler, and A. Cantú-Chapa, eds., The western Gulf of Mexico Basin: tectonics, sedimentary basins and petroleum systems: AAPG Memoir 75, pp.

Goldhammer, R.K., (1999): Mesozoic sequence stratigraphy and paleogeographic evolution of northeast of Mexico, in Bartolini, C., Wilson, J.L., and Lawton, T.F., eds., Mesozoic Sedimentary and Tectonic History of North-Central Mexico. Boulder, Colorado, Geological Society of North America Special Paper 340, p. 1-58.

Goldhammer, R. K., and Johnson, C. A., (2001): Middle Jurassic-Upper Cretaceous Paleogeographic evolution and sequence-stratigraphic framework of the northwest

Gulf of México rim, in: Bartolini, C., Buffler, R. T., and Cantú-Chapa, A., eds., The western Gulf of México Basin: Tectonics, sedimentary basins, and petroleum systems American Association of Petroleum Geologists Memoir 75, p. 45-81.

Haenggi, W.T., and Gries, J.F., 1970. Structural evolution of the northeastern Chihuahua Tectonic Belt, in Geology of the Southern Quitman Mountains Area, Trans-Pecos Texas; Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, Permian Basin Section, Publication 70-12, p. 55-69.

Heim, A. (1940): The front ranges of the Sierra Madre Oriental, Mexico, from Ciudad Victoria to Tamazunchale: *Eclogae Geol. Helvetiae*, 33, p. 313-362.

Humphrey, W.E. (1949): Geology of the Sierra de Los Muertos area, Mexico: *Geological Society of America Bulletin*, v.60, p. 89-176.

Humphrey, W. E., Díaz, T., 1956, Jurassic and Lower Cretaceous Stratigraphic and Tectonics of Northeast Mexico, Bureau of Economic Geology, Report of Investigations No. 267, 152 p.

Imlay, R.W. (1936): Evolution of the Coahuila Peninsula, Mexico, Part IV, Geology of the Western part of the Sierra de Parras. *Geol. Soc. Am. Bull.*, v.47, p.1091-1152.

Imlay, R.W. (1937a): Geology of the Western part of Sierra de Parras. *Geological Society of American Bulletin*, v. 47, p. 1091-1152.

Imlay, R. W., (1937b): Geology of the western part of the Sierra de Parras. Coahuila, México. *Geological Society of American Bulletin*, v. 48, p. 587-630.

Imlay, R.W., (1940). Lower Cretaceous and Jurassic Formations of Southern Arkansas and Their Oil and Gas Possibilities. Arkansas Geological Survey, Information Circular 12.

Kelly, A.W., (1936): Evolution of the Coahuila Peninsula, Mexico, part II, Geology of the mountains bordering the valleys of Acatita

and Las Delicias: Geological Society of America Bulletin, v.47, p.1009-1039.

Longoria, J. F., (1984): Stratigraphic studies in the Jurassic of northeastern Mexico: Evidence of the origin of the Sabinas basin, in: Ventres, W. P. S., Bebout, D. G., Perkins, B. F., y Moore, C. H., eds., The Jurassic of the Gulf Rim. Austin Society of Economic Paleontologists and Mineralogists Foundation, Gulf Coast Section, Proceedings of the Third Annual Research Conference, p. 171-193.

Menetrier, C. (2005): Modélisation Thermique Appliquée aux Bassins Sédimentaires: Basin de Paris (France) et Basin de Sabinas (Mexique). Thèse PhD. Université Henri POINCARÉ Nancy I, Faculté des Sciences, UMR CNRS G2R/7566, U.F.R.S.T.M.P. Ecole Doctoral RP2E, Vandoeuvre les Nancy CEDEX, France. 268 p.

Miller, J.P., Montgomery, A., Sutherland, P.K., 1963, Geology of part of the Sangre de Cristo Mountains, New Mexico: New Mexico Bureau of Mines and Mineral Resources, Memoir 11, 106 p.

Muehlberger, W.R., 1980, Texas lineament revisited, in Dickerson, P. W., Hoffer, J.M., Callender, J.F. (eds.), Trans-Pecos region, southeastern New Mexico and West Texas: New Mexico Geological Society, Guidebook, núm.31, 113-121.

Monreal, R., 1989, Regional stratigraphic studies of the Lower Cretaceous in northern Mexico and the southern United States: University of Texas at Dallas Ph.D.dissertation, 371 p.

Monreal, R., Longoria, J., 1999, A revision of the Upper Jurassic and Lower Cretaceous stratigraphic nomenclature for the Chihuahua trough, north-central Mexico: Implications for lithocorrelations, in Bartolini, C., Wilson, J.L., Lawton, T.F. (eds.), Mesozoic Sedimentary and Tectonic History of North-Central Mexico: Geological Society of America, Special Paper 340, 69-92.

Murillo-Muñetón, G., 1999, Stratigraphic architecture, platform evolution, and mud-mound development in the Lower Cupido Formation (Lower Cretaceous), northeastern Mexico. Ph.D. Thesis, Texas A&M University, College Station, 53 pp.

Perrodon, A. et Zabek, J., 1990. Paris Basin, in M.L. Leighton (Ed), Interior cratonic basins, 26 5. AAPG Memoir 51, pp.633-679.

Piedad S. N., 2004. Prospección des hidrocarbures par une approche intégrée de pétrographie, géochimie et modélisation de la transformation de la matière organique: Analyse et reconstitution de l'histoire thermique des Bassins Carbonifère Central des Asturies (Espagne) et Sabinas – Piedras Negras (Coahuila, Mexique) La Cuenca de Sabinas (Coahuila México). Tesis de Doctorado. 356, p.

Piedad-Sánchez, N., 2005, Estudio de la Industria del Carbón en la Región Carbonífera del Estado de Coahuila y del cluster del carbón a nivel mundial: Corporación Mexicana de Investigación en Materiales, S.A., pp. 16-29.

Rivera, J.C., y Alcocer, C., 2003, La situación actual del aprovechamiento del carbón en el Estado de Coahuila. Boletín técnico del Consejo de Recursos Minerales, Año IX, Núm. 54; mayo-junio, 2003. Pp.2-19.

Rodriguez, Melissa., 2012. Compound Specific Isotopic Analysis of Natural Gas. Reporte N0. WTC-12-002942, Universidad Autónoma de Coahuila. 6, p.

Santillan-Gonzalez, M. A., 2004. Potencial uso del gas Metano del carbón como Energía. Draft Report.

Tucholke, B.E and Schouten, H., 1988. Kane Fracture Zone, Marine Geophysical Research, Volume 10, Numbers 1-2, Pages 1-39.

Wilson, J. L., (1990): Basement structural controls on Mesozoic carbónate facies in Northeastern México.- a review: in: Contribuciones al Cretácico de México y

América Central. Actas de la Facultad de Ciencias de la Tierra /Universidad Autónoma de Nuevo León, Linares, Nuevo León, México. v. 4, p. 5-45.

Woodward, L.A., Anderson, O.J., Lucas, S.G., 1999, Late Paleozoic right-slip faults in the Ancestral Rocky Mountains, in Albuquerque Geology: New Mexico Geological Society, 50th Field Conference, 149-153.